

**ТРАНСФОРМАТОРЫ СЕРИИ ТМ, ТМГ, ТМФ и ТМГФ**  
**МОЩНОСТЬЮ 25 - 1000 кВ·А**  
**КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ 10 КВ**  
Руководство по эксплуатации  
ВГЕИ.672133.022 РЭ

2006

В связи с постоянным совершенствованием конструкции и технологии изготовления изделий в настоящем руководстве могут иметь место отдельные расхождения между руководством и изделием, не влияющие на работоспособность, технические характеристики и установочные размеры изделий.

Настоящее руководство по эксплуатации (РЭ) распространяется на стационарные масляные понижающие трехфазные двухобмоточные силовые трансформаторы общего назначения мощностью 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630 и 1000 кВ·А на напряжение 6 и 10 кВ. РЭ содержит техническое описание, инструкцию по эксплуатации и приложения. Трансформаторы соответствуют требованиям ГОСТ 11677-85 "Трансформаторы силовые. Общие технические условия", ТУ 16-93 ВГЕИ.672133.002 ТУ "Трансформаторы серии ТМ, ТМГ, ТМФ и ТМГФ мощностью 25 - 1000 кВ·А класса напряжения 10 кВ. Технические условия".

При эксплуатации изделий дополнительно необходимо пользоваться «Правилами устройств электроустановок» издание 6\* (ПУЭ), РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» (Нормы испытаний), «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» (ПТЭП), РД 153-34.003.150-2000 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» и местными инструкциями.

## 1 Назначение

1.1 Трансформаторы серии ТМ, ТМГ, ТМФ и ТМГФ на напряжение 6, 10 кВ предназначены для питания потребителей электроэнергии общего назначения.

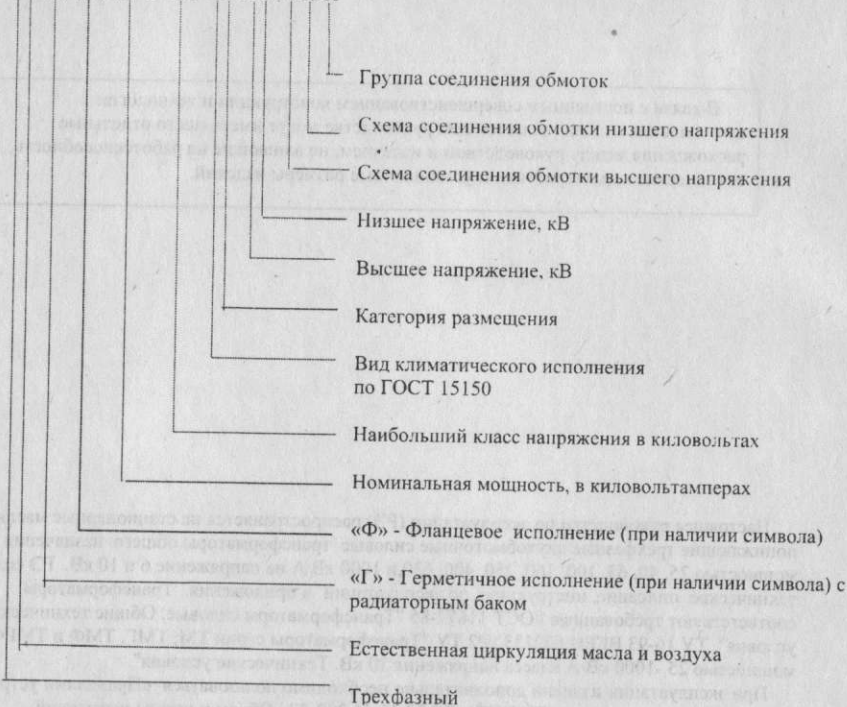
1.2 Трансформаторы предназначены для эксплуатации в районах с умеренным климатом на открытом воздухе (исполнение У1 по ГОСТ 15150-69), при этом:

- окружающая среда не взрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли;
- высота установки над уровнем моря не более 1000 м;
- режим работы длительный;
- температура окружающей среды от минус 45 °С до плюс 40 °С;
- трансформаторы не предназначены для работы в условиях тряски, вибраций, ударов, в химически активной среде.

1.3 Условное обозначение типов трансформаторов:

Пример записи условного обозначения трансформатора мощностью 25 кВ·А герметичного исполнения с высшим напряжением 10кВ низшим напряжением 0.4кВ, схемой и группой соединения Y/Yn-0, климатического исполнения У, категории размещения I при его заказе и в документации другого изделия - "Трансформатор типа ТМГ-25/10-У1;10/0,4кВ; Y/Yn-0 ТУ 16-93 ВГЕИ.672133.002 ТУ".

ТМ(Г) (Ф)-XXX /XX- У1. X.X.X.X-X



## 2 Технические данные

2.1 Тип трансформатора, обозначение поставочного документа (ТУ), значение номинальной мощности, номинальных напряжений на всех ответвлениях обмотки высшего напряжения, номинальных токов, напряжение короткого замыкания, ток и потери холостого хода, потери короткого замыкания, схема и группа соединения обмоток, другие технические данные указаны на паспортной табличке и в паспорте трансформатора.

2.2 Схема общего вида, габаритные, установочные размеры приведены на рис. 1, 2, 3 и 4. Массы трансформатора, активной части и трансформаторного масла приведены в Приложении А.

2.3 Регулирование напряжения осуществляется переключением без возбуждения ответвлений обмотки ВН ступенями по 2.5% (типы переключателей см. приложение Б).

## 3 Состав и устройство трансформатора

3.1 Трансформатор состоит из:

- бака с радиаторами;
- крышки бака;
- активной части.

3.2 Бак трансформатора в плане имеет прямоугольную форму.

3.2.1 Бак снабжен пробкой для отбора пробы и слива масла и пластиной для заземления трансформатора. Наружная поверхность бака окрашена атмосферостойкими серыми, светло-серыми или темно-серыми красками (возможно изменение тона окраски).

Уплотнение бака выполнено из маслостойкой резины

3.2.2 Бак трансформатора состоит из: стенок, выполненных из стального листа, верхней рамы: дна с приварными к нему пластинами (швеллерами).

3.3 Крышка в плане имеет прямоугольную форму

3.3.1 На крышке трансформаторов ТМ и ТМГ установлены:

- вводы ВН и НН (рисунок 5 и 6);
- привод переключателя;
- петли для подъема трансформатора;
- предохранительный клапан (на трансформаторах типа ТМГ и ТМГФ), (рисунок 7);
- мембранно предохранительное устройство (на трансформаторах типа ТМГ(Ф)—400—630 и на трансформаторах мощностью 1000 кВ•А);
- мановакуумметр (на трансформаторах типа ТМГ(Ф)—1000).

По отдельному требованию заказчика на крышке трансформатора устанавливается:

- термоузел (спиртовой термометр или электроконтактный термометр) (приложение В и Г);
- указатель предельного уровня масла на трансформаторах типа ТМГ — (рисунок 8).»

3.4 Активная часть трансформаторов ТМ и ТМГ жестко скреплена с крышкой трансформатора, а в трансформаторах ТМФ и ТМГФ раскреплена в баке трансформатора (рисунок 9). Активная часть состоит из магнитной системы, обмоток ВН и НН, нижних и верхних ярмовых прессующих балок, отводов ВН и НН, переключателя ответвлений обмотки ВН.

3.4.1 Магнитная система плоская шихтованная, со ступенчатым сечением стержня, собрана из пластин холоднокатаной электротехнической стали.

3.4.2 Обмотки многослойные цилиндрические выполнены из провода круглого или прямоугольного сечения с бумажной, эмалевой или стеклотекстолитовой изоляцией.

Межслойная изоляция выполнена из кабельной бумаги. Схема соединения обмотки ВН приведена на рисунке 10.

3.4.3 Нижние и верхние ярмовые балки выполнены из конструкционных сталей.

3.4.4 Отводы обмотки ВН выполнены из алюминиевого провода круглого или прямоугольного сечения, отводы обмотки НН - из прямоугольной алюминиевой шины.

3.4.5 Переключатель ответвлений обмоток (ПВВ) реечный типа ПТР-5(6)-10/63-У1 или ПТР-5(6)-10/150-У1 обеспечивает регулирование напряжения обмотки ВН четырьмя ступенями по 2.5% при отключенном от сети трансформаторе (см. приложение Б)

3.5 Вводы съемные. Типы вводов (рисунок 5 и 6):

- на стороне ВН - ВСТА - 10/250-У1;

- на стороне НН - в зависимости от номинального тока - ВСТ-1/250-У1, ВСТ-1/400-У1, ВСТ-1/630-У1, ВСТ-1/1000-У1, ВСТ - 1/1600 - У1. Ввода ВСТ-1/630-У1, ВСТ-1/1000-У1 и ВСТ - 1600 - У1 комплектуются контактными зажимами. Вводы ВСТ-1/250-У1, ВСТ-1/400-У1, комплектуются контактным зажимом по отдельному требованию заказчика (рисунок 6).  
Материал контактного зажима - латунь.

3.6 Трансформатор заполнен трансформаторным маслом, имеющим пробивное напряжение в стандартном разряднике не менее 40 кВ (тип масла приведен в приложении Д).

3.7 Трансформаторы типа ТМ имеют воздухоосушитель, конструкция которого показана в приложении Е.

3.8 Трансформаторы типа ТМ-1000 и ТМФ-1000 имеют термосифонный фильтр, встроены в один из радиаторов трансформатора. (см. приложение Ж).

3.9 Разработчик оставляет за собой право вносить изменения в конструкцию, не ухудшающие качество трансформатора.

## 4 Контрольно-измерительные приборы и сигнализирующая аппаратура

4.1 Уровень масла в трансформаторах контролируется визуально по указателю уровня масла (рисунок 11), который расположен:

- на стенке маслорасширителя у трансформаторов типа ТМ и ТМФ;
- на стенке бака у трансформаторов ТМГ и ТМГФ.

При наличии указателя предельного уровня масла, дополнительный контроль предельного нижнего уровня осуществляется визуально по наличию индикатора в стеклянной колбе.

4.2 При наличии термоузола дополнительно осуществляется контроль температуры верхних слоев масла в баке трансформатора спиртовым термометром.

4.3 В трансформаторах мощностью до 1000 кВ·А не предусматривается установка сигнализирующей аппаратуры.

Защита бака трансформаторов типа ТМГ от избыточного давления свыше 75 кПа осуществляется предохранительным клапаном, а от избыточного давления в баке свыше (150—200) кПа—МПУ (на трансформаторах типа ТМГ(Ф)-400-630 и на трансформаторах мощностью 1000 кВ·А).

4.4 Трансформаторы, мощностью 1000 кВ·А, для измерения температуры верхних слоев масла в баке, снабжаются электроконтактным термометром.

4.5 Для контроля внутреннего давления и сигнализации о предельно допустимых величинах давления на трансформаторах типа ТМГ-1000 и ТМГФ-1000 устанавливаются электроконтактные мановакуумметры (далее мановакуумметры).

4.6 Трансформаторы типа ТМ-1000 и ТМФ-1000 снабжаются газовым реле для защиты от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа и ускоренным перетоком масла из бака трансформатора в расширитель, а так же от утечки масла из трансформатора и попадания воздуха в бак.

4.7 По требованию заказчика трансформаторы ТМ и ТМФ мощностью 400, 630 кВ·А, предназначенные для питания собственных нужд станций и подстанций или для установки внутри зданий, снабжаются газовым реле.

4.8 Трансформаторы, укомплектованные сигнализирующими приборами, снабжаются клеммной коробкой предназначенной для подключения приборов к цепям сигнализации и защиты.

## 5 Маркирование и пломбирование

5.1 Ввода трансформатора и место заземления промаркированы методом штамповки.

5.2 Трансформаторы снабжены паспортной табличкой, расположенной на короткой стенке бака трансформатора, на которой указаны данные в соответствии с пунктом 2.1 настоящего РЭ.

5.3 На трансформаторе нанесены знаки: место строповки и центр тяжести.

5.4 Сборочные единицы крышка-бак и пробка на баке опломбированы.

Пломбирование трансформатора произведено на двух болтах, расположенных на короткой стороне крышки трансформатора. Пломбирование трансформаторов не допускает неконтролируемой разборки их частей и слива масла.

При нарушении пломб предприятие - изготовитель снимает с себя гарантийные обязательства, установленные техническими условиями.

## 6 Упаковка

6.1 Трансформатор отправляют потребителю полностью собранным, залитым трансформаторным маслом. На время транспортирования потребителям вводы ВН защищены от повреждений.

6.2 Трансформатор имеет временное защитное покрытие (консервацию).

Консервации подлежат:

- выступающие наружу токоведущие шпильки, шайбы, гайки и колпаки вводов;
- заземляющие болты и шайбы;

Детали, подлежащие консервации, предварительно проверяются на отсутствие коррозии, очищаются от загрязнений, обезжириваются и просушиваются.

6.3 Консервацию производят на предприятии-изготовителе смазкой пушечной по ГОСТ 19537-83 в соответствии с требованиями ГОСТ 23216-78, толщина покрытия в пределах 0.5-1.5 мм. Срок годности консервации 12 месяцев.

6.4 После прибытия трансформатора к месту разгрузки должен быть произведен его осмотр заказчиком, совместно с представителем транспортирующей организации. Проверяется целостность пломб, определяется состояние (наличие или отсутствие повреждений)

трансформатора, а также наличие масла на транспортном средстве и трансформаторе. При обнаружении повреждений трансформатора составляется акт установленной формы.

## 7 Указание мер безопасности

7.1 При монтаже и эксплуатации трансформаторов необходимо соблюдать требования ПЭЭП для электроустановок напряжением свыше 1000 В, местные инструкции, «Типовые правила пожарной безопасности для промышленных предприятий».

7.2 Трансформатор или его активную часть разрешается поднимать только за специально предназначенные для этой цели устройства:

- трансформатор в сборе - за отмаркированные петли «Место строповки»
- активную часть с крышкой - за петли, расположенные на крышке (см. рисунок 9);
- активную часть без крышки - за верхние балки магнитопровода.

7.3 Категорически запрещается:

- производить работы и переключения на трансформаторе, включенном в сеть, хотя бы с одной стороны;
- оставлять переключатель в промежуточном положении;
- эксплуатировать трансформатор с неисправными вводами;
- эксплуатировать трансформатор без масла или с пониженным уровнем масла;
- включать в сеть трансформатор без заземления бака;
- в процессе эксплуатации нарушать герметичность трансформаторов.

7.4 Вскрытие трансформатора разрешается не ранее, чем через час после снятия нагрузки, при этом температура его наружных поверхностей не должна превышать плюс 50 °С.

## 8 Подготовка трансформатора к работе и пуск

8.1 Трансформатор вводится в эксплуатацию без ревизии

8.2 Перед включением трансформатора необходимо:

- изунить сопроводительную техническую документацию, подготовить монтажную площадку, оборудование и материалы;
- произвести внешний осмотр трансформатора, чтобы убедиться в исправности доступных для осмотра сборочных единиц и деталей и отсутствие течей масла, проверить целостность пломб;
- на трансформаторах типа ТМГ и ТМГФ слить трансформаторное масло до отметке на шкале маслоуказателя, соответствующей температуре окружающей среды;
- при необходимости слить или долить трансформаторное масло до отметки на шкале маслоуказателя, соответствующей температуре окружающей среды. На трансформаторах типа ТМ доливать через заливную пробку на маслорасширителе, а на трансформаторах типа ТМГ - через штуцер предохранительного клапана. **Предохранительный клапан выкручивать только за основание смотри рисунок 4;**
- снять консервирующую смазку со всех узлов и деталей трансформатора, протереть изоляторы вводов;
- измерить сопротивление обмоток постоянному току и сопротивление изоляции НН-бак, ВН-бак, ВН-НН и сравнить их с паспортными данными. Допускается включение трансформатора с сопротивлениями изоляции не менее:  
НН-бак-300 МОм;  
ВН-бак-500 МОм;  
НН-ВН-500 МОм;
- измерить коэффициент трансформации на всех положениях переключателя, установить и зафиксировать переключатель отключения обмоток в нужном положении;

- произвести отбор пробы масла через пробку в нижней части бака и определить пробивное напряжение в стандартном разряднике. Пробивное напряжение должно быть не ниже 40кВ. После взятия пробы масла пробку опломбировать. Если при испытании масла электрическая прочность будет ниже указанной и при сниженном значении сопротивления изоляции по сравнению с п.9.3. трансформатор подлежит контрольной

подсушке одним из методов по приложению И (для типа ТМ). Для Трансформаторов типа ТМ-1000 и ТМФ-1000 при подсушке масла необходимо просушить или заменить силикагель в термосифонном фильтре в соответствии с приложением Ж;

- заземлить бак трансформатора

8.3 Для исключения проворачивания шпилек вводов НН и ВН при подключении кабелей, шин и контактных зажимов необходимо придерживать шпильку за нижнюю гайку поз.4 (рисунок 5 и рисунок 6) ключом.

8.4 Ревизию активной части производят в исключительных случаях, в присутствии представителя завода-изготовителя или по его письменному разрешению, в соответствии с приложением К при нарушении требований настоящей инструкции в части транспортирования, хранения, выгрузки, которые привели к появлению дефектов в трансформаторе и дефекты не могут быть устранены без вскрытия активной части. При необоснованной ревизии активной части трансформатора предприятие-изготовитель имеет право снять гарантию, установленную техническими условиями.

8.5 Перезарядить воздухоосушитель силикагелем (см. приложение Е) если индикаторный силикагель имеет розовый цвет.

8.6 На трансформаторах, укомплектованных термометром или термосигнализатором, установить их на трансформатор в соответствии с приложениями В и Г.

8.7 На трансформаторах, укомплектованных мановакуумметром, установить его на трансформатор в соответствии с приложением Л.

8.8 Проверить положение подвижных контактов на мановакуумметре и термосигнализаторе. Указатели давления на мановакуумметре должны находиться напротив цифр, указывающих давление  $-0,35$  и  $+0,75$  кг/см<sup>2</sup>.

Указатель максимальной температуры (правая стрелка на термосигнализаторе) должен находиться напротив  $100^{\circ}\text{C}$ . Левую стрелку установить напротив  $90^{\circ}\text{C}$ .

При монтаже и проверке контрольно-измерительных приборов и защитных устройств необходимо руководствоваться инструкциями, прилагаемыми к ним.

8.9 Соединить клеммную коробку с соответствующей системой защиты распределительного устройства низкого напряжения (см. приложение М).

8.10 Трансформаторы, имеющие газовое реле, установить на фундамент с подъемом со стороны маслорасширителя на угол  $1 - 1,5^{\circ}$ .

8.11 Первое включение трансформатора следует произвести при отключенной нагрузке (в режиме холостого хода) в соответствии с ПЭЭП на номинальное напряжение на время не менее 30 мин, для наблюдения за состоянием трансформатора.

Включать трансформатор в сеть, руководствуясь местными инструкциями.

## 9 Измерение характеристик изоляции

9.1 За температуру трансформатора принимается температура масла в трансформаторе или при отключенном от сети трансформаторе - температура окружающего воздуха. При температуре ниже плюс  $10^{\circ}\text{C}$  трансформатор необходимо нагреть. Нагрев производится одним из следующих методов:

- выдержать трансформатор в отопляемом помещении;
- прогреть токами короткого замыкания;
- прогреть с использованием внешних источников тепла

9.2 После прогрева трансформатора температура изоляции принимается равной средней температуре обмотки ВН, определенной по сопротивлению обмотки постоянному току, измеренному через  $1-1,5$  ч. после отключения нагрева токами короткого замыкания и  $0,5$  ч. при внешнем источнике тепла

9.3 Измерение характеристик изоляции производить по приложениям Д, Н, П и по "Нормам испытаний" или по местным инструкциям, если они не противоречат "Нормам испытаний".

## 10 Эксплуатация трансформатора

10.1 Эксплуатация трансформатора осуществляется согласно настоящего руководства, ПЭЭП и ГОСТ 11677-85.

10.2 Допустимые превышения напряжения сверх номинального в соответствии с ПЭЭП.

10.3 Наибольшие допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки трансформатора в соответствии с приложением П, ГОСТ 14209-85 и ПЭЭП.

10.4 Трансформатор допускает продолжительную нагрузку нейтральной обмотки НН не более:

- для схемы соединения обмоток  $Y/Y_n$  - 25%;

- для схемы соединения обмоток  $Y/Z_n$  и  $D/Y_n$  - 75% номинального тока обмотки НН

10.5 Трансформатор допускает ударные толчки током. При этом отношение ударного тока нагрузки к номинальному не должно превышать:

- 4.0 при числе толчков тока в сутки до 3;

- 2.0 при числе толчков тока в сутки свыше 3 до 10;

- 1.3 при числе толчков тока в сутки свыше 10 до 1000. Продолжительность толчков до 15 с.

10.6 Запрещается эксплуатация трансформатора, если уровень масла по шкале маслоуказателя работающего трансформатора ниже уровня масломерного стекла.

10.7 Трансформаторы, укомплектованные указателем предельного уровня масла, запрещается эксплуатировать при отсутствии поплавка в колпачке указателя предельного уровня масла.

## 11 Техническое обслуживание

11.1 В процессе эксплуатации трансформатора техническое обслуживание осуществляется в соответствии с ПЭЭП.

11.2 Для своевременного обнаружения неисправностей трансформатора необходимо в сроки, предусмотренные ПЭЭП и местными инструкциями, проводить периодические внешние осмотры без отключения трансформатора (см. приложение Н).

Периодичность и объем профилактических испытаний проводятся в соответствии с приложением Н, местными инструкциями и ПЭЭП. Нормы - в соответствии с "Нормами испытаний".

В объем текущего ремонта входит:

- наружный осмотр и устранение обнаруженных дефектов, поддающихся устранению на месте;

- чистка изоляторов и бака;

- проверка уплотнений;

- прокрутка переключателя ответвлений;

В случае, если для устранения неисправности необходимо проводить работы на активной части трансформатора - руководствоваться указаниями приложения К к данному руководству.

## 12 Правила хранения и транспортирования

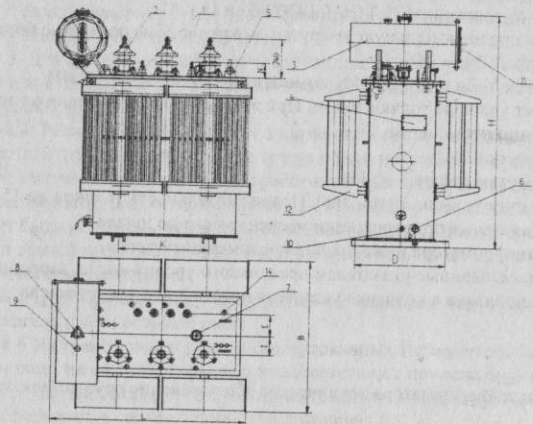
12.1 Трансформатор должен храниться в вертикальном положении на открытых площадках. Допускается хранение в закрытом помещении или под навесом. Условия хранения трансформатора 8 ГОСТ 15150-69 на срок хранения до одного года.

12.2 При длительном хранении трансформатора необходимо периодически, 1 раз в год, производить наружный осмотр и переконсервацию согласно пункта 6.3.

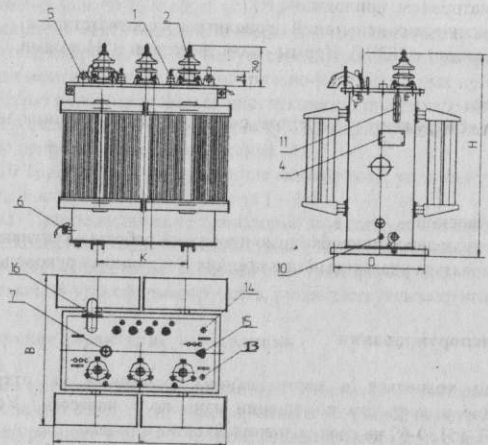
12.3 Трансформаторы могут перевозиться всеми видами транспорта, в соответствии с правилами перевозки груза, действующими на транспорте данного вида.

12.4 Крепление трансформатора на транспортных средствах должно производиться за специальные скобы, расположенные на баке (не допускается транспортирование трансформаторов, не раскрепленных относительно транспортных средств).

12.5 Не допускается транспортировать трансформаторы автомобильным транспортом по грунтовым дорогам с превышением скорости свыше  $30$  км/час.



Трансформаторы ТМ

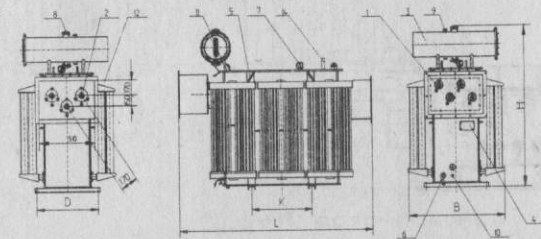


Трансформаторы ТМГ

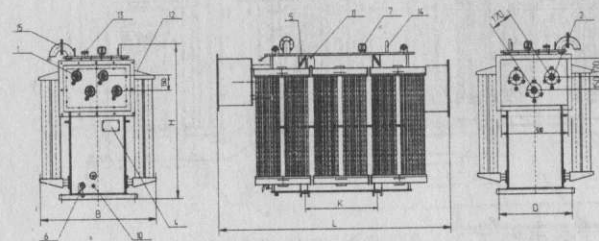
Рисунок 1-Габаритные размеры ТМ(Г) 25-630

- 1-ввод нн, 2-ввод вн, 3-маслорасширитель;
- 4-табличка паспортная; 5-серьга подъемная;
- 6-пробка для слива масла, 7-прибор переключателя;
- 8-воздухоосушитель; 9-пробка для заливки масла;
- 10-клемма заземления; 11-маслоуказатель;
- 12-радиатор; 13-клапан сброса давления;
- 14-термометр; 15-указатель предельного уровня масла;
- 16-мембранно-предохранительное устройство (ТМГ-400-630)

Размеры см. в таблице 1.



Трансформатор ТМФ

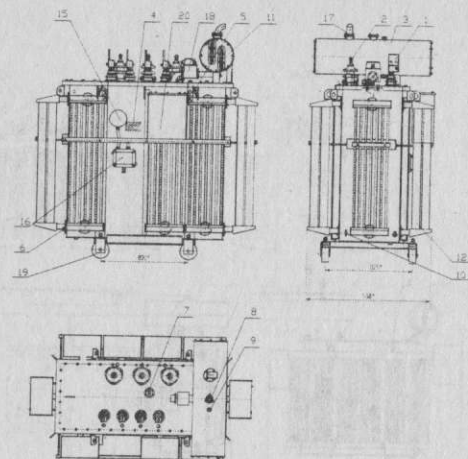


Трансформатор ТМГФ

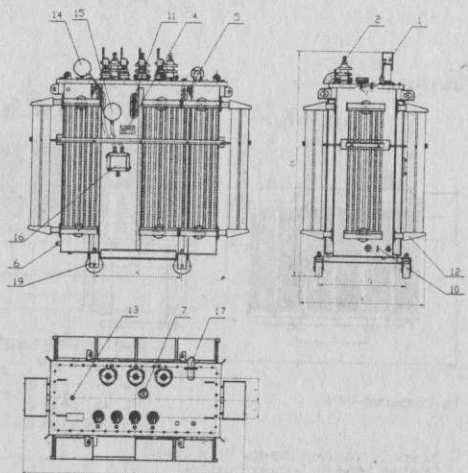
Рисунок 2-Габаритные размеры ТМГФ 250-630

- 1-ввод нн, 2-ввод вн, 3-маслорасширитель;
- 4-табличка паспортная; 5-серьга подъемная;
- 6-пробка для слива масла; 7-прибор переключателя;
- 8-воздухоосушитель; 9-пробка для заливки масла;
- 10-клемма заземления; 11-маслоуказатель;
- 12-радиатор; 13-клапан сброса давления;
- 14-термометр;
- 15-мембранно-предохранительное устройство (ТМГФ-400-630)

Размеры см. в таблице 1.



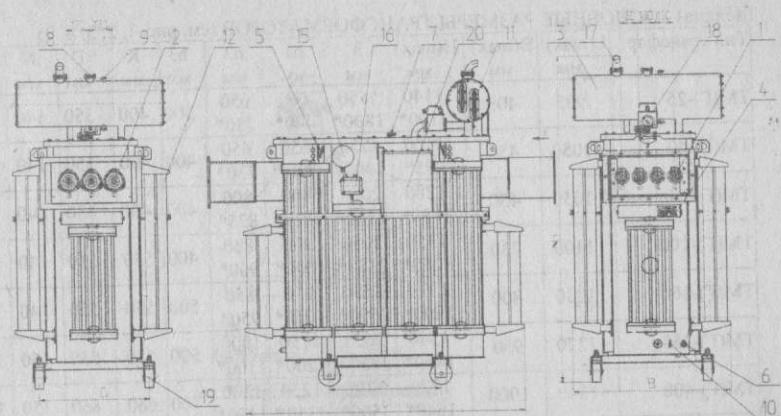
Трансформатор ТМ-1000



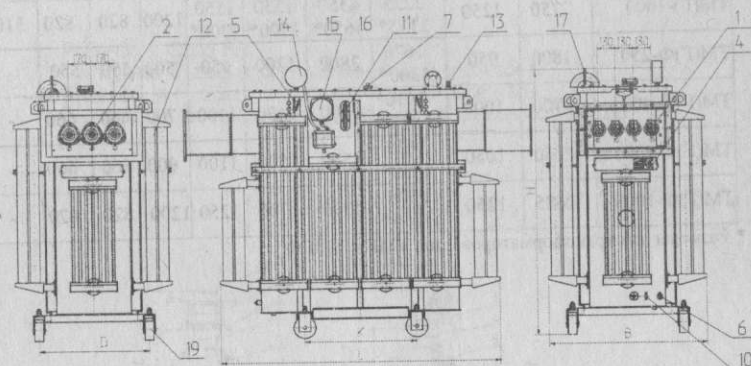
Трансформатор ТМГ-1000

Рисунок 3 Габаритные размеры ТМ(Г)-1000

1-Ввод НН, 2-Ввод ВН, 3-Масларасширитель, 4-табличка паспортная, 5-серга подъемная, 6-пробка для слива масла, 7-привод переключателя, 8-воздухоосушитель, 9-пробка для заливки масла, 10-клемма заземления, 11-маслоуказатель, 12-радиатор, 13-клапан сброса давления, 14-мановакуумметр, 15-электроконтактный термометр, 16-клеммная коробка, 17-мембранно-предохранительное устройство, 18-газовое реле, 19-катушки, 20-термосифонный фильтр.



Трансформатор ТМФ-1000



Трансформатор ТМГФ-1000

Рисунок 4-Габаритные размеры ТМ(Г)Ф 1000

1-ввод НН, 2-ввод ВН, 3- масларасширитель, 4-табличка паспортная, 5-серга подъемная, 6-пробка для слива масла; 7-привод переключателя; 8-воздухоосушитель; 9-пробка для заливки масла; 10-клемма заземления; 11-маслоуказатель; 12-радиатор; 13-клапан сброса давления; 14-мановакуумметр; 15-электроконтактный термометр; 16-клеммная коробка; 17-мембранно-предохранительное устройство; 18-газовое реле; 19-катушки; 20-термосифонный фильтр.

Размеры см. в таблице 1.

Таблица 1 ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ (см. рис. 1, 2, 3, 4, 9)

Тип трансфор.	L(max) мм	B(max) мм	H(max) мм	h мм	h1 мм	h2 мм	h3 мм	K мм	D мм	N мм	E мм	T мм
ТМ(Г)-25	995	405	1140 1100*	1650 1800*	660 740*	650 730*	300	400	350	140	65	75
ТМ(Г)-40	1050	450	1100 985*	1750 1900*	650 730*	650 730*	400	400	350	140	90	100
ТМ(Г)-63	1050	450	1280 1180*	2050 2150*	800 875*	800 875*	400	400	350	140	90	100
ТМ(Г)-100	1100	730	1350 1260*	2150 2350*	900 1000*	800 900*	400	550	550	140	115	125
ТМ(Г)-160	1230	800	1370 1290*	2350 2550*	950 1050*	850 950*	500	550	550	140	125	150
ТМ(Г)-250	1270	950	1540 1450*	2650 2850*	1150 1200*	1000 1100*	500	550	550	150	125	150
ТМ(Г)-400	1340	1000	1720 1640*	3200 3500*	1230 1380*	1200 1350*	700	660	660	150	145	165
ТМ(Г)-630	1800	1050	1730 1670*	3550 3850*	1300 1450*	1300 1450*	900	660	660	250	180	160
ТМ(Г)-1000	2150	1250	2225 2115*	4350 4650*	1550 1700*	1550 1700*	1200	820	820	310	160	210
ТМ(Г)Ф-250	1800	950	1670 1300*	2800	1300	950	500	550	550	-	-	-
ТМ(Г)Ф-400	1900	1000	1910 1825*	3300	1430	1100	700	660	660	-	-	-
ТМ(Г)Ф-630	2150	1050	1935 1850*	3550	1500	1100	900	660	660	-	-	-
ТМ(Г)Ф-1000	2685	1250	2370 1760*	4200	1700	1250	1200	820	820	-	-	-

\* Размеры для трансформаторов типа ТМГ и ТМГФ.

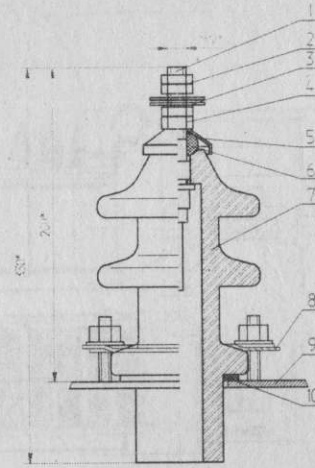
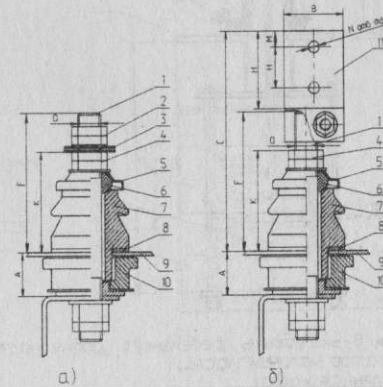


Рисунок 5. Вход ВН

1-шпилька; 2-гайка для крепления шин или кабелей;  
3-шайба; 4- гайка; 5- колпак; 6-резиновое кольцо;  
7-изолятор; 8- кронштейн; 9-крышка; 10-резиновая шайба.



Тип ввода	D мм	C мм	F мм	A мм	K мм	B мм	H мм	M мм	P мм	d мм	N мм	Рис.
ВСТ-1/250У1	M12	-	140	45	92	50	60	13,5	30	11	-	а
ВСТ-1/400У1	M16	220	150	48	111	50	60	13,5	30	11	2	б
ВСТ-1/630У1	M20	230	150	48	114	50	60	13,5	30	11	2	б
ВСТ-1/1000У1	M27	260	150	55	120	70	85	15	45	13	2	б
ВСТ-1/1600У1	M33	310	200	105	135	100	105	25	45	13	4	б

Рисунок 6-Ввод ВН

1-шпилька; 2-гайка для крепления шин или кабелей;  
3-шайба; 4- гайка; 5- колпак; 6-резиновое кольцо;  
7-изолятор; 8-резиновая шайба; 9-крышка; 10-штулка;  
11-контактный зажим.



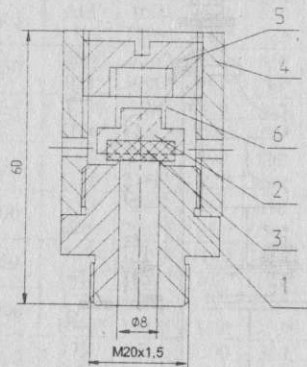


Рисунок 7-Клапан предохранительный  
1.-Основание; 2-Клапан; 3-Прокладка;  
4-Корпус; 5-Гайка; 6-Пружина.

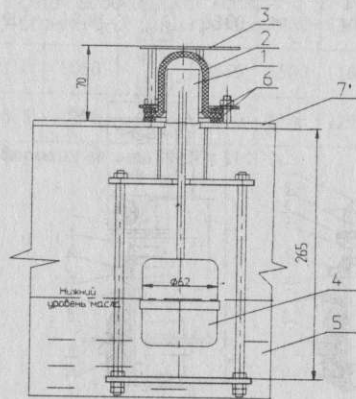
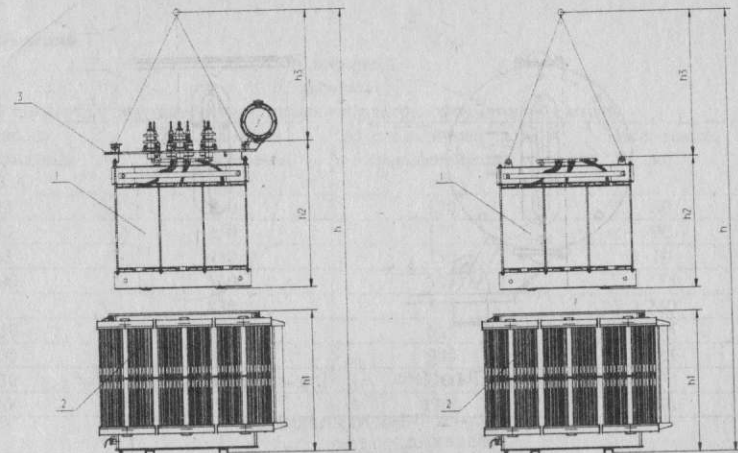
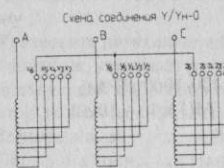


Рисунок 8-Указатель предельного уровня масла  
1-Индикатор наличия масла;  
2-Стеклянная колба;  
3-Защитный кожух;  
4-Поплавок;  
5-Масло трансформаторное;  
6-Резиновое уплотнение;  
7-Крышка.

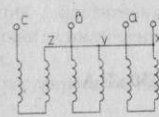


Стратовка активной части трансформаторов ТМ и ТМФ      Стратовка активной части трансформаторов ТМР и ТМФ

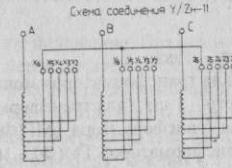
Рисунок 9 - Активная часть трансформатора  
1-аэроб трансформатора, 2-бак, 3 - крышка  
Размеры см. в таблице 1.



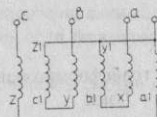
Страна ВН



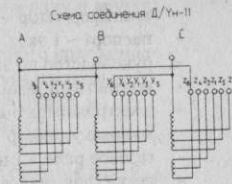
Страна НН



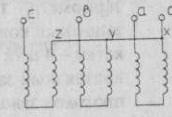
Страна ВН



Страна НН

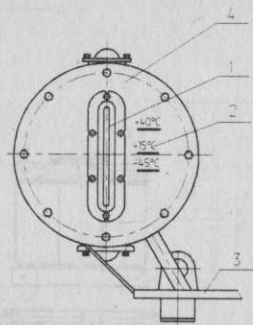


Страна ВН

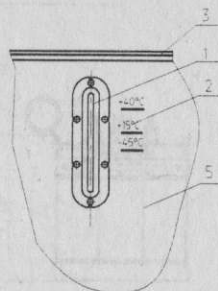


Страна НН

Рисунок 10 Схемы соединения обмоток трансформатора



Трансформаторы ТМ и ТМФ



Трансформаторы ТМГ и ТМГФ

Рисунок 11-Маслоуказатель:  
1-Маслоуказатель;  
2-Шкала маслоуказателя;  
3-Крышка бака;  
4-Стенка маслорасширителя;  
5-Стенка бака.

### 13 Комплектность поставки

13.1 В комплект поставки входят:

- трансформатор – 1 шт.;
- паспорт – 1 экз.;
- руководство по эксплуатации – 1 экз.;
- контактный зажим – 4 шт. (для трансформаторов мощностью 400-1000 кВ·А);
- электроконтактный термометр – 1 шт. (для трансформаторов ТМ(Г)(Ф) – 1000);
- мановакуумметр – 1 шт. (для трансформатора ТМГ(Ф) – 1000);
- газовое реле – 1 шт. (для трансформаторов ТМ(Ф) – 1000)
- катки (для трансформаторов мощностью 1000 кВ·А)

13.2 По отдельному требованию заказчика трансформатор дополнительно комплектуется:

- термометр – 1 шт.;
- защитный кожух – 1 шт.;
- катки – 4 шт.;
- контактный зажим – 4 шт. (для трансформаторов мощностью 100-250 кВ·А);
- протокол заводских испытаний – 1 экз.

## 14 Приложения

### Приложение А (Справочное)

Таблица А1 Массы трансформаторов, активных частей трансформаторов и масла.

Мощность трансформатора, кВ·А	Полная масса трансформатора, кг	Масса активной части трансформатора, кг	Масса масла, кг
25	260	130	80
40	350	175	90
63	410	230	10
100	530	300	155
160	830	440	230
250	970	585	255
400	1400	900	385
630	2100	1200	570
1000	3500	1700	980

### Приложение Б (Обязательное)

#### Инструкция по пользованию переключателем

Проверка работоспособности переключающего устройства и давления контактов производится на заводе-изготовителе и не требуют дополнительной проверки.

Переключатель предназначен для переключения ступеней напряжения трансформатора при отключенном от сети трансформаторе (переключение без возбуждения).

Перед переключением необходимо отключить трансформатор как со стороны высшего, так и со стороны низшего напряжения.

Для переключения трансформатора необходимо (см. рисунок Б1 и Б2):

- 1 Поднять фиксатор поз. 1 за кольцо поз. 2;
- 2 Повернуть кольцо на 90°, застопорив фиксатор;
- 3 Произвести прокручивание переключателя 3-5 раз по всем положениям в одну и другую сторону;

4 Установить переключатель в нужное положение. Правильность выбранного положения переключателя указывает ручка поз. 3 переключателя, она должна находиться напротив соответствующей цифры положения переключателя, нанесенной на указатель поз. 4, и фиксатор должен находиться напротив соответствующего отверстия на указателе;

- 5 Зафиксировать ручку переключателя, повернув кольцо на 90°.

6 Проверить точность установки переключателя, замерив сопротивление обмоток ВН ( $R_{дв}$ ,  $R_{вс}$ ,  $R_{ас}$ ) в данном положении переключателя мостом типа Р 333 (или аналогичным). Измеренные значения сопротивлений (приведенные к температуре 75° С) не должны отличаться от значений сопротивлений указанных в паспорте на данный трансформатор.

**Запрещается включение трансформатора, если фиксатор не вошел в отверстие указателя.**

Схему регулирования напряжения переключателем смотри на рисунке 10.

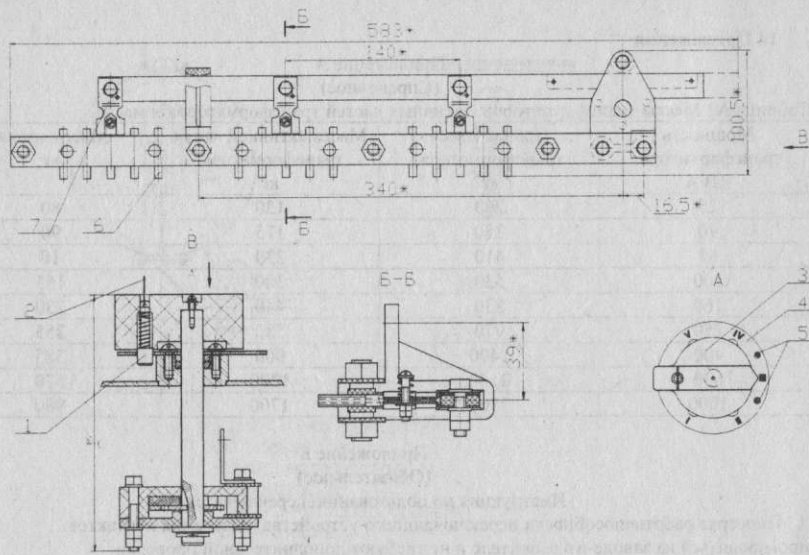


Рисунок В1 Переключатель ПТР 5-10/63  
 1.Фиксатор, 2.Кольцо, 3.Ручка,  
 4.Указатель, 5.Ограничитель поворота ручки,  
 6.Неподвижный контакт, 7.Подвижный контакт.

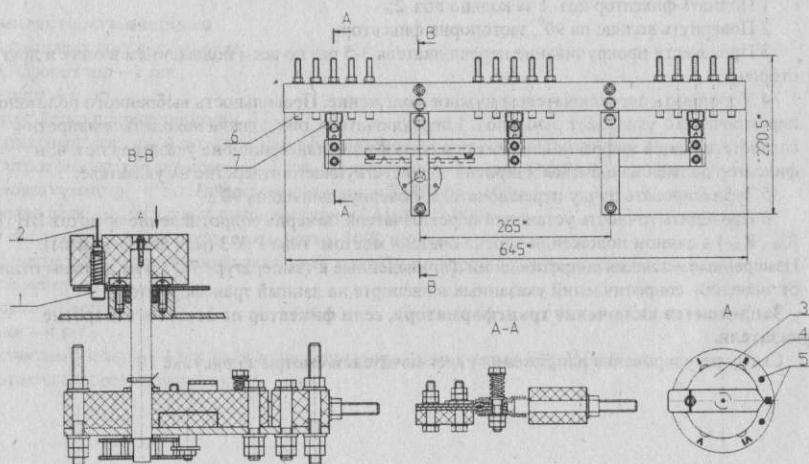


Рисунок В2 Переключатель ПТР 5-10/150  
 1.Фиксатор, 2.Кольцо, 3.Ручка,  
 4.Указатель, 5.Ограничитель поворота ручки,  
 6.Неподвижный контакт, 7.Подвижный контакт.

Приложение В  
 (справочное)

Инструкция по установке спиртового термометра

Для установки спиртового термометра необходимо (см. рисунок В1)

- 1 Распаковать термометр поз. 1;
- 2 Выкрутить заглушку стакана поз. 2
- 3 Залить в стакан термометра трансформаторное масло в количестве 100 г поз. 3;
- 4 Установить резиновое кольцо поз. 4;
- 5 Установить защитный кожух поз. 5;
- 6 Вставить термометр в стакан;
- 7 Установить защитный кожух поз. 5.

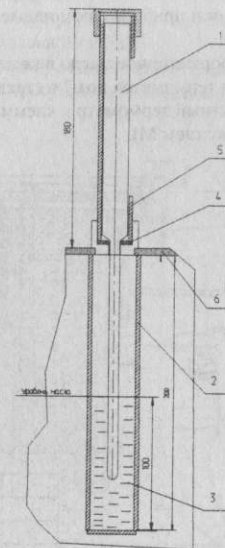


Рисунок В1-Термоузел  
 1-Термометр ТТ 5 2 160 163;  
 2-Стакан термометра;  
 3-Масло трансформаторное;  
 4-Резиновое кольцо;  
 5-Защитный кожух;  
 6-Крышка трансформатора.

Приложение Г  
(Справочное)

Инструкция по установке электроконтактного термометра

При установке электроконтактного термометра пользоваться «Техническим описанием и инструкцией по эксплуатации» на электроконтактные термометры.

Для установки электроконтактного термометра необходимо (см. рисунок Г1):

- 1 Распаковать электроконтактный термометр поз.1;
- 2 Установить передвижные указатели электроконтактного термометра на необходимые отметки в соответствии с пунктом 8.8;
- 3 Перед установкой термометр заземлить;
- 4 Прикрепить прибор к кронштейнам на баке трансформатора поз. 2 винтами поз. 3, установив между кронштейнами и прибором резиновые прокладки поз. 4;
- 5 Выкрутить заглушку стакана;
- 6 Залить в стакан поз. 5 трансформаторное масло в количестве 100 г поз. 6;
- 7 Установить шуп контактного термометра поз.7 в стакан;
- 8 Присоединить электроконтактный термометр к клеммной коробке в соответствии с монтажной схемой (см. приложением М).

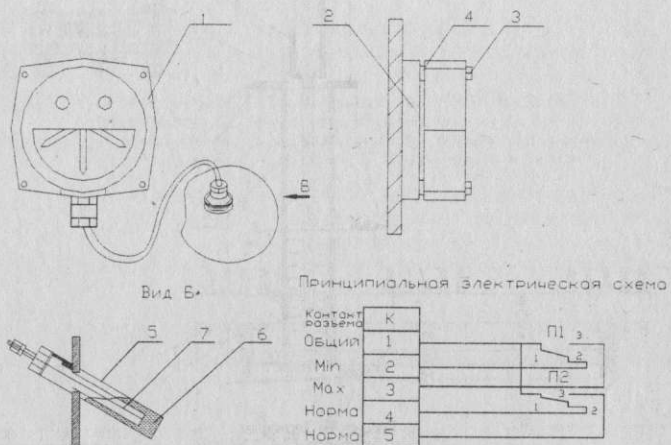


Рисунок Г1 Установка контактного термометра  
1-Электроконтактный термометр; 2-кронштейн  
3-Винт; 4-Резиновая прокладка;  
5-Стакан; 6-масло трансформаторное;  
7-щуп контактного термометра.

Приложение Д  
(Справочное)

Требования к трансформаторному маслу

- 1 Трансформаторы должны быть заполнены трансформаторным маслом, по физико-техническим показателям, не уступающим показателям масла по ГОСТ 10121-76 и по ТУ38.101.025-85 Масло трансформаторное гидрокрекинга ГК с пробивным напряжением в стандартном разряднике не менее 40 кВ;
- 2 Допускается при заливке смешивать сорта масла, не бывшие в эксплуатации, в любых соотношениях.
- 3 Масса масла в зависимости от типа и мощности трансформатора указана в приложении А.

Приложение Е  
(Справочное)

Инструкция по перезарядке воздухоосушителя.

Для перезарядки воздухоосушителя необходимо (см. рисунок Е1):

- 1 Снять смотровое стекло поз. 7 и колпак поз. 5;
- 2 Очистить воздухоосушитель от силикагеля поз. 1 и 6;
- 3 Установить колпак на место, залив в него 30 г трансформаторного масла;
- 3 Засыпать в трубу 100 г просушенного силикагеля и 25 г индикаторного силикагеля (синего цвета);
- 4 Установить смотровое стекло.

Силикагель поставляется с трансформатором в герметично закрытых полихлорвиниловых пакетах: 100 г – силикагель (большой пакет);

25 г - силикагель (синий) индикаторный (малый пакет ).

При разгерметизации пакетов просушить силикагель при температуре 70 °С в течение 48 часов.

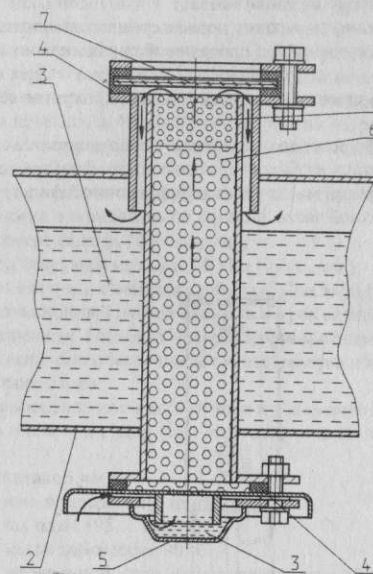


Рисунок Е1 Воздухоосушитель

- 1-силикагель индикаторный; 2-маслорасширитель; 3-масло;  
4-резиновая втулка; 5-колпак; 6-силикагель; 7-смотровое стекло.

Приложение Ж  
(Справочное)

Инструкция по зарядке термосифонного фильтра

Для зарядки термосифонного фильтра применяется силикагель КСМГ ГОСТ3956-76.

Силикагель, доставленный в негерметичной упаковке, перед зарядкой в фильтр, необходимо просушить при температуре 70 °С в течение 48 часов.

Силикагель, доставленный в герметичной упаковке, может применяться без сушки.

Вскрытие упаковки с силикагелем необходимо производить непосредственно перед засыпкой в фильтр.

Для перезарядки термосифонного фильтра необходимо (см. рисунок Ж1):

1. Перекрыть затвор газового реле;
2. Слить через пробку отбора масла 15 л трансформаторного масла;
3. Снять крышку поз. 1, открутив гайки поз. 3;
4. Убрать прижим поз.4, вынуть корзину поз. 6 с силикагелем поз. 5 и удалить его;
5. Засыпать в корзину просушенный и просеянный силикагель и установить корзину на место;
6. На корзину установить прижим и закрыть крышку, прикрутив её равномерно по периметру гайками;
7. Открыть затвор газового реле, долить масло в маслонаполнитель через верхнюю пробку и выпустить воздух из бачка термосифонного фильтра через верхнюю пробку поз. 2. Наличие циркуляции масла через термосифонный фильтр подтверждается большим нагревом верхней части фильтра по сравнению с нижней.

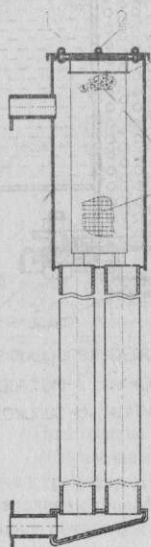


Рисунок Ж1 Термосифонный фильтр

1-Крышка; 2-Пробка; 3-Гайка; 4-Прижим;  
5-Силикагель; 6-Корзина

Приложение И  
(Обязательное)

СУШКА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

1 Контрольный прогрев и контрольная подсушка в собственном баке с маслом

1.1 При контрольном прогреве и контрольной подсушке прогрев трансформатора производить одним из следующих методов:

- индукционный прогрев за счет вихревых потерь в стали бака;
- прогрев токами короткого замыкания;

1.2 Контрольный прогрев производить с маслом без вакуума до температуры верхних слоев масла, превышающей 100 °С:

- на 5 °С при прогреве методом короткого замыкания;
- на 10 °С при прогреве индукционным методом.

1.3. Контрольную подсушку производить с маслом при температуре верхних слоев масла 80°С.

Через каждые 12 часов подсушки в течении 4 часов производить циркуляцию масла через трансформатор масляным насосом производительностью не менее 4 м куб/час. В процессе контрольной подсушки периодически измерять характеристики изоляции. Подсушка прекращается, когда характеристики изоляции будут соответствовать п.10.3 или паспортным данным, но не ранее чем через 24 ч. после достижения температуры масла 80 °С. Длительность подсушки не должна превышать 48 ч (не считая времени нагрева).

2 Сушка активной части трансформатора производится без масла одним из следующих методов:

- в стационарном сушильном шкафу под вакуумом (при максимально возможной величине последнего);
- в специальной камере (шкафу) без вакуума;
- в своих баках под вакуумом не выше 30 кПа (0.3 кг/см<sup>2</sup>);
- в своих баках без вакуума, с вентиляцией бака. При этом рекомендуются следующие

способы нагрева: индукционный нагрев бака или нагрев активной части потерями от токов нулевой последовательности. Вне бака - нагрев инфракрасным излучением. Другие способы сушки допускаются, если они обеспечивают качество сушки не хуже перечисленных и безопасны для трансформатора.

Допускается использование постоянного тока и токов короткого замыкания в обмотках в качестве источников тепла при сушке (при этом величина тока устанавливается не более 0.9 In в обеих обмотках).

2.2 При сушке активной части

должно быть обеспечено поддержание температуры:

- обмоток в пределах плюс (95...105) °С;
- магнитной системы не ниже плюс 90 °С.

Сушка считается законченной, если сопротивление изоляции остается неизменным в течение 3 ч. при практически неизменной температуре обмоток, находящихся в указанных выше пределах и неизменном вакууме (если он применяется).

Приложение К  
(Обязательное)  
РЕВИЗИЯ ТРАНСФОРМАТОРА

1 Требования к условиям проведения ревизии и ее сроки.

1.1 Ревизия, с указанным ниже объемом работ, производится в исключительных случаях при нарушении требований настоящей инструкции в части транспортирования, хранения, выгрузки, эксплуатации, которые привели к появлению дефектов в трансформаторе и дефекты не могут быть устранены без вскрытия активной части

1.2 Моментом начала ревизии считается начало слива масла. Ревизия должна проводиться преимущественно в сухом, закрытом, защищенном от пыли и атмосферных осадков помещении. Условия, при которых допускается проведение ревизии активной части трансформатора вне помещения, приведены в таблице, при этом предусматривают выполнение следующих требований:

1.2.1 Температура активной части должна быть равна или выше температуры окружающего воздуха.

1.2.2 Работы с трансформатором при слитом масле проводить в ясную погоду, без атмосферных осадков или в помещении. Температура и влажность должны измеряться каждые 3 часа.

1.2.3 Перед началом работ активная часть должна быть разогрета до температуры, превышающей температуру окружающего воздуха, не менее чем на 10°C, но при этом температура активной части должна быть не ниже 20°C.

1.3 Продолжительность и условия проведения работ, проводимых на трансформаторе при слитом масле, приведены в таблице К1.

1.4 Продолжительность работ с трансформатором при слитом масле при температуре окружающего воздуха выше 0°C и относительной влажности воздуха менее 80% может быть увеличена в 2 раза против указанной в таблице, если при вскрытии и проведении работ температура активной части постоянно поддерживается выше температуры окружающего воздуха не менее чем на 10°C.

1.5 При нарушении продолжительности работ по п.1.3 и 1.4 настоящего приложения, трансформатор должен быть подвергнут контрольному прогреву (см. приложение Ж). Если путем контрольного прогрева характеристики изоляции не приведены в соответствие с требованиями настоящей инструкции, проводится сушка трансформатора (см. приложение Ж)

2. Объем и последовательность работ

2.1 Из бака трансформатора слить масло, отсоединить крышку бака равномерно по периметру.

2.2 Поднять активную часть за крышку - для трансформаторов типа ТМ и ТМГ, установить на деревянный настил. Запрещается проводить работу на весу.

2.3 Отсоединить вводы ВН и НН, снять изоляторы, снять колпак привода переключателя и затем снять крышку бака, открутить гайки на кронштейнах раскрепления активной части в баке, поднять активную часть трансформатора за ярмовые балки - для трансформаторов типа ТМФ и ТМГФ, установить на деревянный настил.

2.4 Проверить затяжку крепежа активной части. Замеченные ослабления устранить.

2.5 Осмотреть состояние контактных поверхностей переключателя, проверить действие переключателя.

2.6 Выполнить необходимые работы. Все обнаруженные дефекты устранить.

2.7 Промыть активную часть струей трансформаторного масла (промывку производить после завершения всех работ, измерений и проверок, непосредственно перед опусканием активной части в бак).

2.8 Промыть и очистить доступные внутренние поверхности бака.

2.9 Опустить активную часть в бак и произвести затяжку болтов равномерно по периметру, предварительно приклеив (резиновым клеем) к раме разъема резиновую прокладку.

2.10 Залить трансформатор маслом с электрической прочностью не менее 40 кВ до появления масла на отметке маслоуказателя.

Температура масла должна быть не ниже плюс 10°C, а температура активной части трансформатора выше температуры масла.

2.11 Оставить трансформатор для выхода остатков воздуха из активной части на срок не менее 90 часов. После отстоя трансформатора долить масло до уровня маслоуказателя (в соответствии с п.8.2), проверить целостность и состояние уплотнительной прокладки и закрыть патрубков.

Температура масла в трансформаторе во время заглушки патрубка (пробки на расширителе) должна быть в пределах (20+5)°C.

Таблица К1

Размещение трансформатора	Температура окружающего воздуха, °C						
	20 и более		0 до 20		ниже 0	независимо от температуры	
	Относительная влажность воздуха %						
	менее 65	65-80	менее 65	65-80	независимо от влажности	более 80	дождь туман
в помещении	без прогрева п.1.2.1	без прогрева п.1.2.1	прогрев п.1.2.3	прогрев п.1.2.3	прогрев п.1.2.4	прогрев 1.2.5	прогрев п.1.2.5
вне помещения	без прогрева п.1.2.1 п.1.2.2	прогрев п.1.2.3	прогрев п.1.2.5	прогрев п.1.2.5	прогрев п.1.2.2 п.1.2.5	прогрев 1.2.2 1.2.5	не допускается
продолжительность соприкосновения активной части с воздухом	24 ч	16 ч	24 ч	16 ч	8 ч	12 ч	не допускается

Приложение Л  
(Справочное)

Инструкция по установке мановакуумметра

Для установки мановакуумметра необходимо (см. рисунок Л1):

- 1 Распаковать мановакуумметр поз.1;
- 2 Установить передвижные указатели мановакуумметра на необходимые отметки в соответствии с пунктом 8.8;
- 3 Выкрутить заглушку из посадочного штуцера поз.2;
- 4 Установить резиновое кольцо поз. 3;
- 5 Вкрутить мановакуумметр в штуцер;
- 6 Присоединить мановакуумметр к клеммной коробке в соответствии с монтажной схемой (см. приложением М).

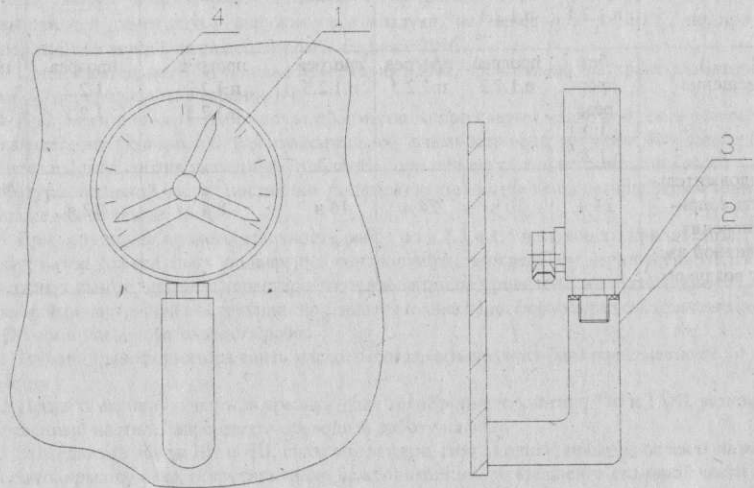


Рисунок Л1 Установка мановакуумметра  
1 Мановакуумметр; 2 штуцер;  
3 Резиновое кольцо; 4 Стенка бака.

Приложение М  
(Справочное)

Монтажная схема соединения контрольных и защитных приборов трансформатора

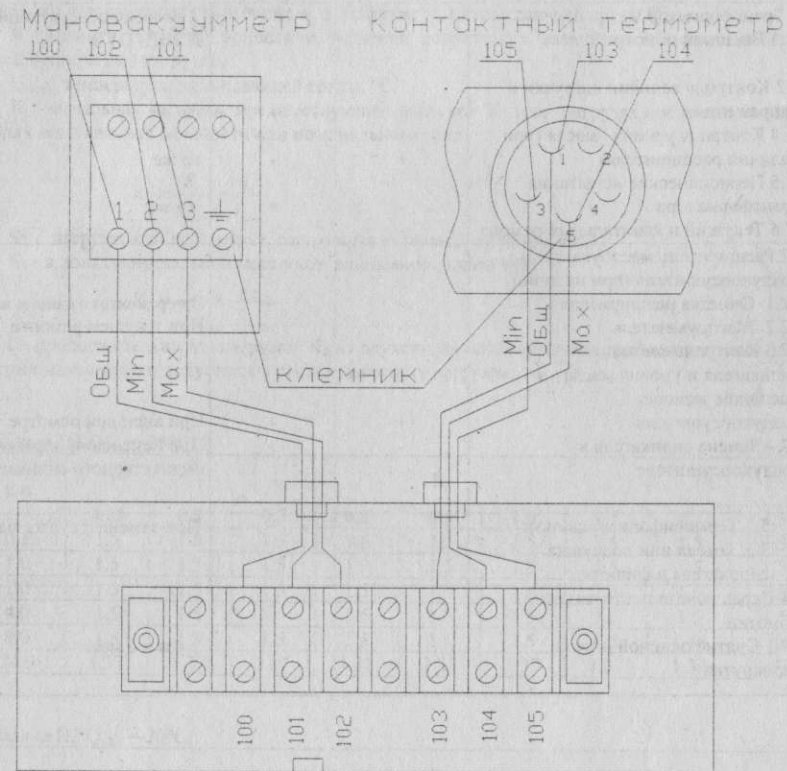


Рисунок М1

Приложение Н  
(Обязательное)

Таблица Н1 ОБЪЕМ И ПЕРИОДИЧНОСТЬ РАБОТ ПО ОБСЛУЖИВАНИЮ И ПРОВЕРКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА

Наименование работ	Операция контроля	Регламентные и ремонтные операции	Периодичность
1. Трансформатор			Согласно действующих ПЭЭП, ПУЭ
1.1 Внешний осмотр	+	-	
1.2 Контроль величин нагрузки и напряжения	+	-	то же
1.4 Контроль уровня масла (при наличии расширителя)	+	-	то же
1.5 Периодические испытания трансформатора	-	+	то же
1.6 Текущий и капитальный ремонт	-	-	не предусматривается
2. Расширитель, маслоуказатель, воздухоосушитель (при наличии)			
2.1 Очистка расширителя	-	+	При ремонте со сливом масла
2.2 Маслоуказатель	-	+	При текущем ремонте
2.3 Контроль состояния силикагеля и уровня масла в масляном затворе воздухоосушителя	+	-	При внешнем осмотре
2.4 Замена силикагеля в воздухоосушителе	-	+	При изменении окраски индикаторного силикагеля
5 Термосифонный фильтр			
3.1 Замена или подсушка силикагеля в фильтре	-	+	При замене и сушке масла
4 Переключатель ответвлений обмотки			
4.1 Снятие окисной пленки (прокрутка)	-	+	1 раз в 6 мес.

Приложение П  
(Рекомендуемое)

Максимально допустимые систематические и допустимые аварийные перегрузки трансформатора.

В таблицах П1—П8 приведены значения  $K_2$  и  $t$  для суточного двухступенчатого графика нагрузки при различных значениях  $K_1$  и температуры охлаждающей среды  $Q_{охл}$ .

В таблицах П9—П10 приведены значения допустимых аварийных перегрузок без учета предшествующей нагрузки.

$Q_{охл}$  - температура охлаждающей среды, °С.

$K_1$  - начальная нагрузка, предшествующая нагрузке  $K_2$  или нагрузка после снижения  $K_2$ , в долях номинальной мощности или номинального тока.

$$K_1 = \frac{S_1}{S_{ном}} = \frac{I_1}{I_{ном}}$$

$K_2$  - нагрузка или перегрузка, следующая за начальной нагрузкой;

$K_1$  - в долях номинальной мощности или номинального тока.

$$K_2 = \frac{S_2}{S_{ном}} = \frac{I_2}{I_{ном}}$$

$t$  - продолжительность нагрузки  $K_2$  на двухступенчатом суточном графике нагрузки, ч.  
Норма максимально допустимых систематических нагрузок.

Таблица П1  $Q_{охл} = -25^\circ\text{C}$ .

t, ч	$K_1$								
	0.25	0.5	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3
0.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
1.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
2.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
4.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
8.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.48	1.44
24.0	1.37	1.37	1.37	1.37	1.37	1.37	1.37	1.37	1.37

Таблица П2  $Q_{охл} = -20^\circ\text{C}$ .

t, ч	$K_1$								
	0.25	0.5	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3
0.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
1.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
2.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.43
4.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
8.0	1.5	1.5	1.5	1.49	1.48	1.47	1.45	1.43	1.37
24.0	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33



Таблица П3  $Q_{охл} = -10^{\circ}\text{C}$ .

t, ч	$K_1$							
	0.25	0.5	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2
0.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
1.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
2.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
4.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.47	1.49
8.0	1.44	1.43	1.42	1.41	1.4	1.38	1.36	1.32
24.0	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25

Таблица П4  $Q_{охл} = 0^{\circ}\text{C}$ .

t, ч	$K_1$							
	0.25	0.5	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1
0.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
1.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
2.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.46
4.0	1.5	1.5	1.49	1.47	1.44	1.4	1.33	1.33
8.0	1.36	1.35	1.33	1.32	1.31	1.29	1.25	1.25
24.0	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17

Таблица П5  $Q_{охл} = 10^{\circ}\text{C}$ .

t, ч	$K_1$						
	0.25	0.5	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0
0.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
1.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
2.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.4
4.0	1.46	1.43	1.4	1.37	1.33	1.27	1.27
8.0	1.27	1.26	1.24	1.23	1.21	1.18	1.18
24.0	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09

Таблица П6  $Q_{охл} = 20^{\circ}\text{C}$ .

t, ч	$K_1$						
	0.25	0.5	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0
0.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.00	1.00
1.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.00	1.00
2.0	1.5	1.5	1.49	1.43	1.5	1.00	1.00
4.0	1.37	1.34	1.29	1.37	1.33	1.00	1.00
8.0	1.18	1.17	1.15	1.23	1.21	1.00	1.00
24.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Таблица П7  $Q_{охл} = 30^{\circ}\text{C}$ .

t, ч	$K_1$				
	0.25	0.5	0.7	0.8	0.9
0.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.12
1.0	1.5	1.5	1.5	1.45	1.03
2.0	1.5	1.45	1.35	1.26	0.97
4.0	1.27	1.23	1.17	1.11	0.94
8.0	1.09	1.07	1.04	1.01	0.92
24.0	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91

Таблица П8  $Q_{охл} = 40^{\circ}\text{C}$ .

t, ч	$K_1$			
	0.25	0.5	0.7	0.8
0.5	1.5	1.5	1.5	1.01
1.0	1.5	1.5	1.35	0.92
2.0	1.39	1.31	1.17	0.86
4.0	1.16	1.11	1.02	0.83
8.0	0.99	0.96	0.91	0.82
24.0	0.81	0.81	0.81	0.81

Упрощенные таблицы допустимых аварийных перегрузок

Таблица П9—Допустимые аварийные перегрузки без учета предшествующей нагрузки.

t, ч	Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды во время перегрузки							
	—25 °C —20 °C —10 °C 0 °C 10 °C 20 °C —30 °C —40 °C							
	—25 °C	—20 °C	—10 °C	0 °C	10 °C	20 °C	—30 °C	—40 °C
0.5	2.0	1.9	1.7	1.7	1.7	1.5	1.4	1.3
1.0	1.9	1.9	1.7	1.7	1.6	1.4	1.3	1.3
2.0	1.9	1.8	1.7	1.6	1.5	1.4	1.3	1.3
4.0	1.8	1.7	1.6	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2
8.0	1.7	1.7	1.6	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2
24.0	1.7	1.6	1.6	1.5	1.5	1.4	1.3	1.2

Таблица П10—Допустимые аварийные перегрузки без учета предшествующей нагрузки не превышающей 0.8 номинального тока.

t, ч	Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды во время перегрузки							
	—25 °C —20 °C —10 °C 0 °C 10 °C 20 °C —30 °C —40 °C							
	—25 °C	—20 °C	—10 °C	0 °C	10 °C	20 °C	—30 °C	—40 °C
0.5	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.9	1.8
1.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.9	1.8	1.8	1.7
2.0	2.0	2.0	1.9	1.9	1.8	1.7	1.6	1.5
4.0	1.9	1.8	1.7	1.7	1.6	1.5	1.4	1.3
8.0	1.7	1.7	1.6	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2
24.0	1.7	1.7	1.5	1.5	1.5	1.4	1.2	1.2

## Приложение Р

(Рекомендуемое)

Проверка трансформаторов типа ТМГ-1000 на герметичность.

1. Испытание трансформаторов на герметичность проводят избыточным давлением  $45 \pm 5$  кПа ( $0,45 \pm 0,05$  кг/см<sup>2</sup>) сухого воздуха, нагнетаемого в трансформатор.

3. Испытания проводятся при нормальных климатических условиях, указанных в ГОСТ 15150 раздел 3 п.3.15:

- температура окружающей среды ( $+20 \pm 10$  С<sup>0</sup>);
- относительная влажность воздуха (45...80 %);
- атмосферное давление (84,0...106,7 кПа (630...800 мм рт. ст));
- температура масла не ниже +10 С<sup>0</sup>.

3. Схема проведения испытания приведена на рис.Р1.

4 Последовательность проведения испытания.

4.1 Герметично подсоединить воздушный шланг поз.6 (рис. Р1) с переходником с резьбой М20х1,5 в отверстие для заливки масла поз. 9.

4.2 Открыть вентиль поз.1

4.3 Установить испытательное давление  $(0,45 \pm 0,05)$  кг/см<sup>2</sup> с помощью редукторов давления поз. 3 и 4, контролируя его по манометру поз.5.

4.4 Открыть вентиль поз.7

4.5 Закрыть вентиль поз.7 после того как давление в системе достигнет  $(0,45 \pm 0,05)$  кг/см<sup>2</sup>. Контроль производить по мановакуумметру поз. 11, установленному на трансформатор при открытом кране поз.10. Ориентировочное время нагнетания давления в бак трансформатора 15 мин при давлении в системе  $(0,45 \pm 0,05)$  кг/см<sup>2</sup>.

4.6 Выдержать трансформатор в течении 5 минут. Испытание считается удовлетворительным, если во время испытания не изменились показания манометра поз.10 и из-под уплотнений крепления радиаторов, сливных пробок, крепления крышки трансформатора к баку, крепления изоляторов, а так же по сварным швам нет течи масла.

4.7 Открыть спускной клапан поз. 8.

4.8 Отсоединить шланг поз.6 от отверстия для залива масла на крышке трансформатора.

4.9 Заглушить пробкой с резиновой прокладкой отверстие для заливки масла.

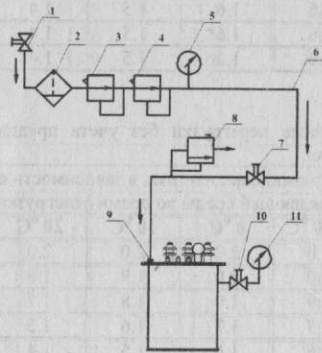


Рисунок Р1. Схема испытания трансформаторов избыточным давлением (на схеме стрелками указано направление движения воздуха).

1— вентиль воздушный, 2— фильтр-влажгодделитель, 3— редуктор высокого давления, 4— редуктор низкого давления, 5—манометр, 6—воздушный шланг, 7—вентиль дополнительный, 8 - клапан сброса давления, 9—отверстие для заливки масла, 10— кран, 11 - мановакуумметр.