

ТРАНСФОРМАТОРЫ СИЛОВЫЕ МАСЛЯНЫЕ

СЕРИИ ТМГ

КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ ДО 35 кВ.

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ.

ТМГ.000.00.00.00 РЭ

2007

г.Подольск

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 (далее по тексту РЭ) распространяется на масляные понижающие трехфазные двухобмоточные силовые трансформаторы общего назначения мощностью от 16 до 2500 кВА класса напряжения 6, 10 и 20 кВ. РЭ содержит техническое описание, инструкцию по эксплуатации и приложения. Трансформаторы соответствуют требованиям ГОСТ 11677 "Трансформаторы силовые. Общие технические условия", ГОСТ Р 52719 "Трансформаторы силовые. Общие технические условия", техническим условиям ТУ 3411-004-46854782-2007 « Трансформаторы силовые масляные серии ТМГ».

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

По всем возникающим вопросам обращаться на завод-изготовитель: 142100, Московская область, г.Подольск, ул.Б.Серпуховская, д.43, корп.101., ЗАО «Трансформер».

1. Назначение.

1.1 Трансформаторы серии ТМГ на напряжение 6,10,20 кВ предназначены для питания потребителей электроэнергии общего назначения.

1.2 Трансформаторы предназначены для эксплуатации в районах с умеренным климатом на открытом воздухе (исполнение У1 (УХЛ1) 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;(для У1)
- температура окружающей среды от минус 25°С до плюс 40°С; (для У3)
- трансформаторы не предназначены для работы в условиях тряски, вибраций, ударов, в химически активной среде.

1.3 Условное обозначение трансформаторов:

Пример записи условного обозначения трансформатора мощностью 1000 кВ·А герметичного исполнения с высшим напряжением 10кВ низшим напряжением 0.4кВ, схемой и группой соединения Д/Ун-11, климатического исполнения У, категории размещения I:

"Трансформатор типа ТМГ-1000/10-У1;10/0,4кВ; Д/Ун-11 ТУ 3411-004-46854782-2007.»

2. Технические данные.

2.1. Технические характеристики для трансформатора указываются на паспортной табличке, размещенной на трансформаторе, и в паспорте трансформатора, который выдается на каждое изделие.

2.2 . Общий вид , габаритные, установочные размеры, масса трансформатора и его частей приведены в приложении А.

2.3. Регулирование напряжения осуществляется переключателем типа ПБВ (переключение без возбуждения) при снятой нагрузке и напряжении путем переключения ответвлений обмотки ВН.

2.4. Электрические схемы и группы соединения обмоток трансформатора приведены в приложении Л.

2.5. Трансформатор герметичного исполнения, т.е. залитое в трансформатор масло не имеет сообщения с окружающей средой. Температурные изменения объема масла, возникающие в процессе эксплуатации, компенсируются за счет изменения объема гофр бака.

3. Состав и устройство трансформатора.

3.1 Общий вид трансформатора приведен в приложении А.

3.1.1. Основные узлы трансформатора:

- 1) гофробак;
- 2) активная часть;
- 3) крышка бака,
- 4) транспортные ролики, поставляемые комплектно с трансформатором (по желанию заказчика). По требованию заказчика взамен роликов могут быть поставлены виброопоры (виброгасители).

3.2. Гофробак трансформатора.

3.2.1. Гофробак трансформатора состоит из гофростенок, выполненных из стального листа толщиной 1,2 мм., верхней рамы и дна с приваренными к нему лапами (опорами) из стандартного швеллера.

3.2.2. В нижней части бака имеется пробка для отбора пробы и слива масла, а так же пластины заземления, расположенные с 2-х сторон. Наружная поверхность бака окрашена атмосферостойкими красками серых тонов (возможно изменение тона окраски по требованию заказчика).

3.3. Крышка .

3.3.1. На крышке трансформаторов расположены (см. приложение А):

- вводы ВН и НН;
- переключатель ПБВ с выведенной наружу ручкой переключения;
- серьги для подъема и перемещения трансформатора;
- гильза для установки спиртового термометра; (термометр поставляется в заводской упаковке комплектно с защитным кожухом);
- поплавковый указатель уровня масла ;
- патрубок для заливки трансформатора маслом с установленным на него предохранительным клапаном;

По заказу потребителя на крышке трансформатора устанавливается:

- электроконтактный термометр;
- мановакуумметр ;
- пробивной предохранитель;
- газовое реле;
- распределительная коробка с выходами термодатчиков РТ-100 (см. приложение У).

3.4. Активная часть.

3.4.1. Активная часть трансформатора жестко скреплена с крышкой трансформатора. Активная часть состоит из магнитопровода, обмоток ВН и НН, нижних и верхних ярмовых прессующих балок, отводов ВН и НН, переключателя ответвлений обмоток ВН.

3.4.1. Магнитопровод плоскошихтованный, со ступенчатым сечением стержня, собран из пластин холоднокатаной электротехнической стали, схема шихтовки «step-lap».

3.4.2. Обмотки ВН - многослойные цилиндрические, выполнены из медного или алюминиевого провода круглого или прямоугольного сечения с бумажной или эмалевой изоляцией. Межслойная изоляция выполнена из кабельной бумаги.

3.4.3. Обмотки НН изготавливаются из алюминиевой ленты или провода. Межслойная изоляция выполнена из кабельной бумаги.

3.4.4. Нижние и верхние ярмовые балки изготовлены из стандартных профилей (швеллеры или трубы квадратного сечения).

3.4.5. Отводы обмоток ВН выполнены из провода с усиленной изоляцией.

Отводы обмоток НН- из алюминиевых шин прямоугольного сечения.

3.4.6. Переключатель ответвлений обмоток (ПВВ) реечный, обеспечивает регулирование напряжения обмотки ВН в пределах $\pm 5\%$ от номинального ступенями по 2.5% при отключенном от сети трансформаторе. Общий вид переключателя и инструкция по пользованию переключателем приведены в приложении 3.

3.6. Вводы ВН и НН съемные. Вводы НН трансформаторов мощностью 630 кВА и более комплектуются контактным зажимом. Материал контактного зажима - латунь. Конструкция и размеры вводов ВН и НН приведены в приложениях И и К соответственно.

3.7. Трансформатор заполнен очищенным и дегазированным трансформаторным маслом, имеющим пробивное напряжение в стандартном разряднике не менее 40 кВ. Марка масла указывается в паспорте на трансформатор.

4. Контрольно-измерительные приборы и сигнализирующая аппаратура.

4.1. Контрольно-измерительные приборы и сигнализирующая аппаратура устанавливается на трансформатор по заказу потребителя.

4.2. Контроль температуры верхних слоев масла в баке трансформатора может осуществляться двумя способами:

- визуально, обслуживающим персоналом по показаниям спиртового термометра, установленного в гильзе на крышке бака (стандартное исполнение);

- дистанционно, при установке электроконтактных термометров, включенных в цепи управления и сигнализации (опция).

4.3. Защита бака трансформаторов типа ТМГ от избыточного давления свыше 35 кПа осуществляется предохранительным клапаном, который устанавливается на трубу для заливки масла, расположенную на крышке (стандартное исполнение).

4.5. Для контроля внутреннего давления и сигнализации о предельно допустимых величинах давления на крышке трансформатора может быть установлен электроконтактный мановакуумметр (опция).

4.6. Трансформаторы, предназначенные для питания собственных нужд станций и подстанций или для установки внутри зданий, комплектуются газовым реле (опция).

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

4.8. Все контрольно-измерительные приборы поставляются в заводской упаковке и устанавливаются на месте монтажа трансформатора. Инструкции по установке приборов и монтажная и электрическая схемы приведены в приложениях П, Р, С, Т, У. Соединительные провода в комплект поставки не входят.

4.9. Эксплуатация контрольно-измерительных приборов производится в соответствии с руководством по эксплуатации на данные приборы.

5. Маркировка и пломбирование.

5.1. Трансформаторы снабжены табличкой, расположенной на длинной стенке бака трансформатора со стороны вводов НН, на которой указаны основные технические характеристики трансформатора.

5.2. Фазы вводов трансформатора ВН и НН промаркированы возле мест установки.

5.3. Заземление промаркировано знаком заземления по ГОСТ 21130.

5.4. На крышке бака возле каждой серьги для подъема нанесена маркировка «Место строповки» .

5.5. На баке трансформатора нанесен транспортный знаки «Центр тяжести».

5.6. Пломбирование трансформатора осуществляется путем установки пломб -5 штук на трансформатор. Места установки пломб :

- пробка отбора пробы масла (нижняя часть бака)- 1 шт.;

- указатель уровня масла (крышка бака)- 1 шт.;

- патрубков для заливки масла- 1 шт.;

- на болтах, крепящих крышку с рамой бака и расположенных на коротких сторонах крышки трансформатора- 2 шт.

Пломбирование трансформаторов не допускает неконтролируемой разборки трансформатора и слива масла.

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

6. Упаковка и консервация.

6.1 Трансформатор отправляют потребителю в собранном виде, залитым трансформаторным маслом.

6.2. На время транспортирования вводы ВН и НН защищены от повреждений решетчатым ящиком или защитными колпаками.

6.3. Контрольно-измерительные приборы и сигнализирующая аппаратура, не предназначенная для работы в условиях тряски и вибрации, на трансформатор не устанавливаются и транспортируются в заводской упаковке. Установка данных приборов осуществляется заказчиком на месте эксплуатации согласно инструкции завода-изготовителя.

6.4. Токоведущие части (шпильки, шайбы, гайки и контактные зажимы); а также - заземляющие болты и шайбы подвергаются консервации на время хранения трансформатора.

6.5. Консервацию производят на предприятии-изготовителе смазкой пушечной ГОСТ 19537 в соответствии с требованиями ГОСТ 23216. Срок годности консервации 12 месяцев. По истечении указанного срока производят осмотр и переконсервацию.

6.6. 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. Меры безопасности.

7.1. При монтаже и вводе в эксплуатацию трансформаторов необходимо соблюдать «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской федерации».

рации», местные инструкции, «Типовые правила пожарной безопасности для промышленных предприятий» и требования настоящего «Руководства по эксплуатации».

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

- трансформатор в сборе и активную часть (при выемке из трансформатора) – за петли на крышке, возле которых нанесена маркировка «Место строповки».

Схемы строповки трансформатора и активной части приведены в приложении М.

- 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, т.е. без фиксации. Инструкция по пользованию переключателем приведена в приложении З;

- эксплуатировать трансформатор с поврежденными вводами (трещины, сколы, течь масла из-под уплотнительных прокладок);

- эксплуатировать трансформатор без масла или с пониженным уровнем масла (в соответствии с приложением Ж) ;

- включать трансформатор без заземления бака;

- нарушать герметичность трансформаторов во время хранения (отворачивать пробку для взятия пробы масла, снимать указатель уровня масла, уплотнительные прокладки и т.д.);

- поднимать трансформатор за транспортные скобы, предназначенные для раскрепления изделия при транспортировке.

Внимание: любые огневые работы проводить в соответствии с правилами пожарной безопасности, т.к. трансформаторное масло является горючей жидкостью, трудно поддающейся тушению.

8. Подготовка трансформатора к работе и пуск.

8.1 Трансформатор вводится в эксплуатацию без ревизии.

8.2. Перед включением трансформатора необходимо:

- изучить сопроводительную техническую документацию, подготовить монтажную площадку, оборудование и материалы;

- произвести внешний осмотр трансформатора и убедиться в отсутствии течей масла, деформации узлов, сколов и трещин на изоляторах, проверить состояние маслоуплотнительных соединений и целостность пломб. При обнаружении ослабления креплений или течей масла из-под прокладок и пробок, подтянуть пробки и гайки соединений;

- убедиться, что поплавков указателя уровня (красного цвета) находится, не ниже метки минимального уровня масла, нанесенной на поверхность прозрачного колпачка указателя (см. приложение Ж). Ввод в эксплуатацию также допускается, если указатель уровня масла находится выше метки максимального уровня масла. Отсутствие или присутствие масла в колпачке не является браковочным признаком.

Внимание: запрещается включать трансформатор под напряжение при уровне масла ниже минимального.

- снять консервирующую смазку с токоведущих частей вводов ВН и НН трансформатора и протереть изоляторы вводов ветошью, смоченной бензином, затем протереть узлы сухой ветошью;

- заземлить бак трансформатора;

- установить трансформатор на транспортные ролики или виброопоры;

- измерить сопротивление обмоток постоянному току и сопротивление изоляции НН-бак, ВН-бак, ВН-НН;
- измерить коэффициент трансформации на всех положениях переключателя, установить и зафиксировать переключатель в нужном положении (инструкция по пользованию переключателем приведена в приложении 3); измерения проводить согласно разделу 9 настоящего РЭ.
- снять транспортную заглушку с гильзы термометра, залить в неё 50 гр. трансформаторного масла, распаковать, установить и закрепить термометр с защитной оправой;
- подключить трансформатор со стороны ВН и НН. Для трансформаторов со сквозным штепсельным вводом на стороне ВН, произвести монтаж адаптера RAУСНЕМ на подходящем кабеле согласно монтажной инструкции приложение Т.

Отбор пробы масла и испытания трансформаторного масла не производятся.

В период гарантийного срока доливку масла производит представитель завода-изготовителя.

8.3. Вскрытие трансформатора и ревизию активной части в течении гарантийного срока производят в исключительных случаях (если дефекты не могут быть устранены без вскрытия трансформатора) только в присутствии представителя завода-изготовителя или по его письменному разрешению. При необоснованной ревизии активной части трансформатора предприятие-изготовитель снимает гарантию, установленную техническими условиями.

8.4. Установить на трансформатор контрольно-измерительные приборы, если они входят в комплект поставки. При монтаже и проверке контрольно-измерительных приборов и защитных устройств необходимо руководствоваться инструкциями, прилагаемыми к ним.

8.5. Завести все провода от приборов в клеммную коробку, расположенную на крышке бака, и произвести их подключение к распределительному устройству в соответствии с выбранной схемой защиты трансформатора.

8.6. Подводящие кабели или шины к вводам необходимо устанавливать на опоры во избежание возникновения механических напряжений на зажимы высшего или низшего напряжения трансформатора. Конструкции опор и расстояние от опор до зажимов ВН и НН трансформатора должны быть рассчитаны по току трехфазного КЗ, действующему на подводящие кабели и шины, согласно ПУЭ.

После монтажа подсоединить шины и (или) кабели к трансформатору и проверить момент затяжки всех резьбовых соединений динамометрическим ключом согласно таблице 1.

Таблица 1

Диаметр резьбы	Момент, Н·м для наружных соединений
M8	15... 22
M10	30... 40
M12	60...75
M14	70...100
M16	110...140

При подключении необходимо выдерживать минимальные расстояния между незащищенными фазными проводами, между незащищенными фазными проводами и заземленными частями, а также между кабелями и обмотками ВН согласно ПУЭ.

8.7. Первое включение трансформатора производится при отключенной нагрузке (в режиме холостого хода) и номинальном напряжении на время не менее 30 мин, для наблюдения за состоянием трансформатора.

Включать трансформатор в сеть, руководствуясь местными инструкциями.

9. Измерение характеристик изоляции.

9.1. Измерение характеристик изоляции производят согласно требованиям ПУЭ и "Объему и нормам испытания электрооборудования" или по местным инструкциями, если они не противоречат вышеуказанным документам.

9.2. Замеры сопротивлений изоляции производить при температуре трансформатора не ниже плюс 10 °С. За температуру трансформатора принимается температура верхних слоев масла (по показаниям термометра в кармане крышки трансформатора). При температуре ниже плюс 10 °С трансформатор необходимо нагреть до требуемой температуры одним из следующих методов:

- токами короткого замыкания;
- с использованием внешних источников тепла.

9.2. После нагрева трансформатора произвести измерения сопротивления изоляции обмоток.

9.3. Сопротивление изоляции измерять мегомметром на напряжение 2500 В с верхним пределом измерения не ниже 10 000 Мом. Последовательное измерение сопротивления изоляции обмоток производить с интервалом не менее, чем 2 минуты. После каждого измерения снять остаточный потенциал с испытываемой обмотки с помощью заземляющей штанги.

9.4. Трансформатор разрешается включать в эксплуатацию, если состояние изоляции соответствует действующим «Объему и нормам на испытание электрооборудования».

10. Эксплуатация трансформатора.

10.1. Эксплуатация трансформатора осуществляется согласно настоящему руководству, действующим правилам по эксплуатации электроустановок и ГОСТ 11677.

10.2. Допустимые превышения напряжения +10% от номинального.

10.3. Вводы и отводы нейтрали обмотки НН трансформаторов рассчитаны на продолжительную нагрузку током, равным 100 % номинального фазного тока обмотки НН.

10.4. Наибольшие допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки трансформатора соответствуют требованиям ГОСТ 14209 и приведены в приложении Н.

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 от 10 до 1000. Продолжительность толчков до 15 с.

11. Техническое обслуживание.

11.1. В процессе эксплуатации трансформатора техническое обслуживание осуществляется в соответствии с действующими нормами, правилами по технике безопасности и пожарной безопасности электроустановок.

11.2. Для своевременного обнаружения неисправностей трансформатора необходимо проводить периодические внешние осмотры без отключения трансформатора.

При осмотре убедиться в отсутствии механических повреждений бака, изоляторов, течей масла, целостности лакокрасочных покрытий.

Периодичность и объем профилактических испытаний проводится в соответствии с местными инструкциями и правилами по технической эксплуатации электроустановок. Нормы испытаний - в соответствии с «Объемами и нормами на испытание электрооборудования».

11.4. Текущий ремонт.

В объем текущего ремонта входит:

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

- чистка изоляторов и бака;

- проверка уплотнений;

- прокрутка переключателя;

- подкраска поврежденных мест лакокрасочного покрытия;

- выявление и устранение причин снижения уровня масла.

В случае, если для устранения неисправности необходимо проводить работы на активной части трансформатора, следует руководствоваться указаниями приложения Д.

12. Правила хранения и транспортирования.

12.1 Трансформатор должен храниться в вертикальном положении. Хранение- в закрытом помещении, под навесом или на открытых площадках.

12.2.Условия хранения трансформатора 8 ГОСТ 15150 (на открытых площадках при температуре от минус 60°С до плюс 50°С). Срок хранения - до одного года.

12.3. При длительном хранении трансформатора необходимо периодически, 1 раз в год, производить переконсервацию.

12.4. Трансформаторы могут перевозиться всеми видами транспорта, кроме морского, в соответствии с правилами перевозок груза, действующими на транспорте данного вида и в соответствии с ТУ на ТМГ.

12.5. Крепление трансформатора на транспортных средствах от опрокидывания должно производиться стяжными ремнями или растяжками за транспортные скобы, расположенные на баке, при этом растяжки и ремни не должны ложиться на гофрстенки бака. От продольных и поперечных перемещений трансформатор должен раскрепляться упорными или распорными брусками, прикрепленными к полу транспортного средства (гвоздям, шурупами, болтами и т.д.).

Не допускается транспортирование трансформаторов, не раскрепленных относительно транспортных средств.

12.6. Условия транспортирования трансформаторов в части воздействия климатических

факторов – по группе условий хранения 8 ГОСТ 15150, в части воздействия механических факторов – Л ГОСТ 23216 с корректировкой по скорости транспортировки, а именно:

- по дорогам с асфальтовым покрытием (дороги 1-й, 2-й категории) на расстояние до 1000 км со скоростью до 80 км/ч, свыше 1000 км со скоростью до 70 км/ч.
 - по дорогам с асфальтовым или бетонным покрытием 3-й категории на расстояние до 250 км со скоростью до 70 км/ч, свыше 250 км со скоростью до 60 км/ч.
 - по бульжным и гравийным дорогам (дороги 4-й категории) на расстояние до 50 км со скоростью до 40 км/ч, свыше 50 км со скоростью до 30 км/ч.
 - не допускается транспортировать трансформаторы автомобильным транспортом по грунтовым дорогам (дороги 5-й категории) с превышением скорости свыше 30 км/час.
- Не допускается при транспортировке по дорогам любой категории резких торможений и разгонов (ускорение не более 1^*g), излишних вибраций и толчков.

12.7. Погрузочно-разгрузочные работы выполнять с соблюдением правил техники безопасности и мер, исключающих повреждения трансформатора и его узлов

12.8. Подъем и перемещение трансформатора осуществлять согласно схеме строповки, приведенной в приложении М.

13. Утилизация трансформатора

Для утилизации отработанного трансформаторного масла рекомендуется затаривание его в герметичные емкости с последующей регенерацией или сжиганием на полигонах в пригодных для этого установках.

При разливе масла необходимо собрать его в отдельную тару, место разлива протереть сухой тканью. При разливе на открытой площадке место разлива засыпать песком с последующим его удалением.

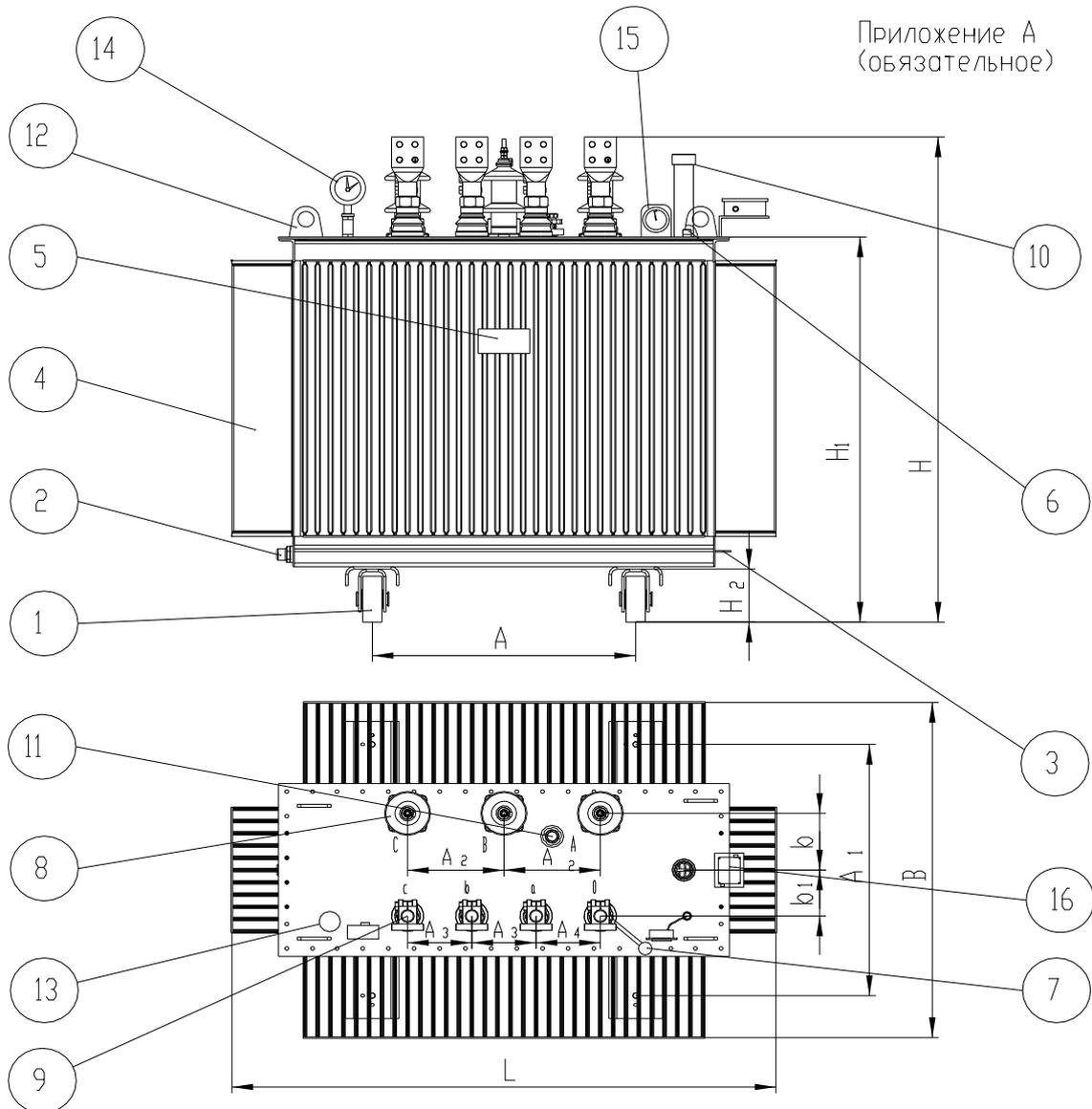
Отходы черных и цветных металлов подлежат использованию как вторичное сырье и не должны складироваться на полигонах.

Сдавать отходы разрешается только квалифицированным органам, занимающимся их обезвреживанием.

Количество цветных и чёрных металлов см. табл.2

Таблица 2

Мощность, кВА	Цветной металл	Черный металл
32	34	146
40	45	145
63	55.5	194.5
100	54.4	225.6
160	64	306
250	94.5	555.5
400	170	630
630	212	781
800	220	980
1000	235	1165
1250	444	1106
1600	316	1634



РисА1. Общий вид трансформатора ТМГ

- 1-ролик транспортный;
- 2-пробка отбора пробы масла;
- 3-клемма заземления;
- 4-Бак;
- 5-паспортная табличка;
- 6-гильза термометра;
- 7-пробивной предохранитель (устанавливается по заказу потребителя)
- 8-ввод ВН;
- 9-ввод НН;
- 10-патрубок для заливки масла с предохранительным клапаном;
- 11-ручка переключателя;
- 12-серьга для подъема трансформатора.
- 13-поплавковый указатель уровня масла.
- 14-Мановакуумметр.
- 15-Электроконтактный термометр.
- 16-Клемная коробка.

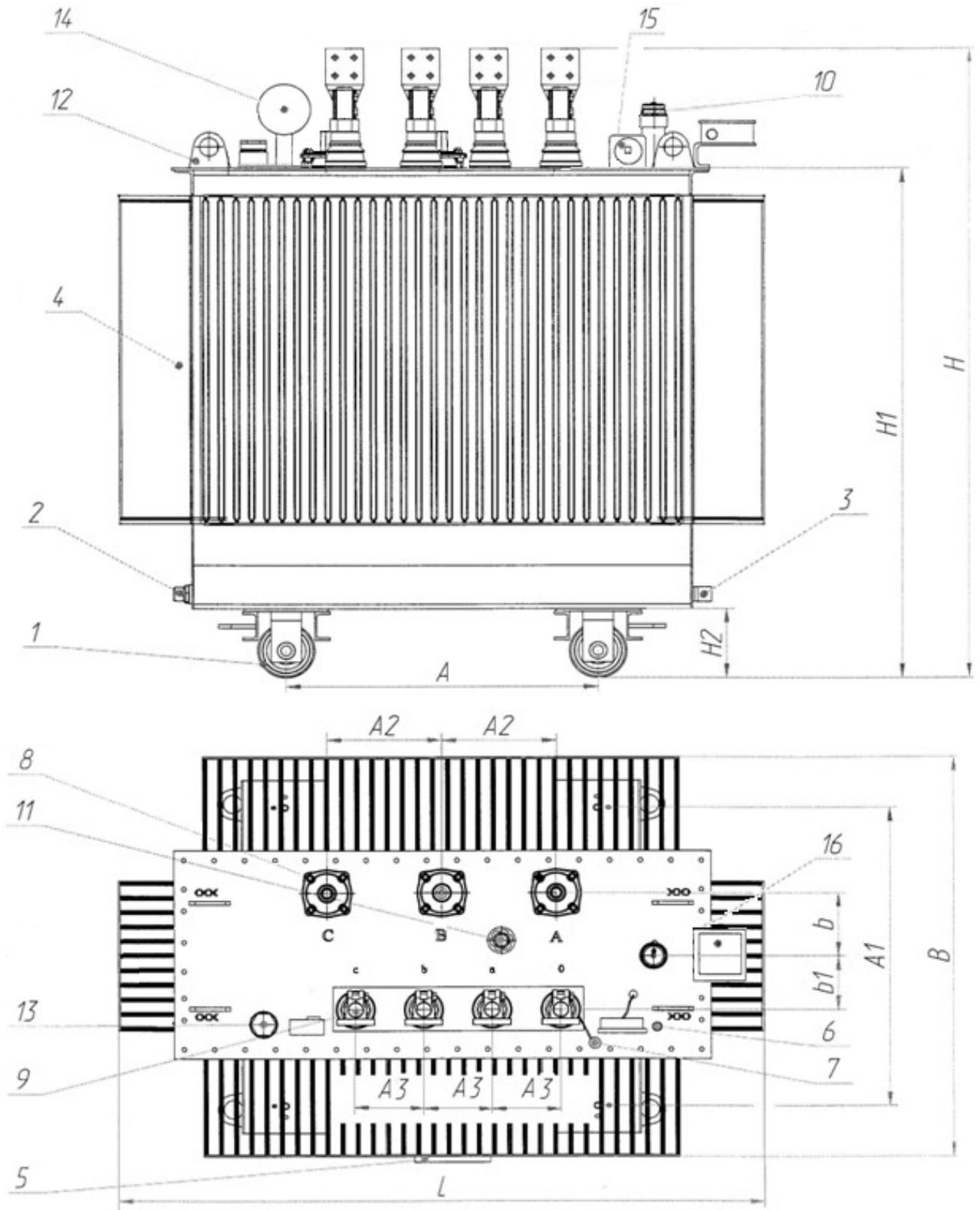


Рис.А2. Общий вид трансформатора ТМГ со сквозными штепсельными вводами ВН класса 20 кВ.(климатическое исполнение У3)

Таблица А1. Массы трансформаторов, активных частей трансформаторов и масла.

Мощность трансформатора, кВ·А	Класс напряжения, кВ.	Полная масса трансформатора, кг	Масса активной части трансформатора, кг	Масса масла, кг
16	6 ; 10;20	220	160	60
25	6 ; 10;20	300	175	71
32	6 ; 10;20	340	180	85
40	6 ; 10;20	350	190	95
63	6 ; 10;20	420	250	110
100	6 ; 10;20	500	280	115
160	6 ; 10;20	670	370	180
250	6 ; 10;20	1100	650	235
400	6 ; 10;20	1300	800	285
630	6 ; 10; 20	1850	1050	415
800	6 ; 10; 20	2180	1200	530
1000	6 ; 10; 20	2600	1400	620
1250	6 ; 10; 20	2900	1550	820
1600	6 ; 10; 20	3650	1950	950
2000	6 ; 10; 20	4200	2050	1150
2500	6 ; 10; 20	5650	2450	1490

Приложение Б
(Справочное)

Таблица Б1. Габаритные и установочные размеры трансформатора по рис.А.1.

Тип трансформатора	Класс Напряжения, кВ.	Размеры , в мм.							
		А	А ₁	А ₂	А ₃	b	b ₁	Н ₁	Н ₂
ТМГ-16	6 ; 10;20	400	400	200	100	87	87	520	151
ТМГ-25	6 ; 10;20	400	400	200	100	87	87	520	151
ТМГ-32	6 ; 10;20	400	400	200	100	87	87	520	151
ТМГ-40	6 ; 10;20	400	400	200	100	87	87	520	151
ТМГ-63	6 ; 10;20	400	400	200	100	100	100	800	151
ТМГ-100	6 ; 10;20	500	500	250	100	130	120	845	151
ТМГ-160	6 ; 10;20	500	500	300	150	130	120	860	151
ТМГ-250	6 ; 10;20	600	600	300	150	130	120	1040	151
ТМГ-400	6 ; 10;20	600	600	300	150	140	105	1160	151
ТМГ-630	6 ; 10; 20	600	600	300	150	152	127	1290	151
ТМГ-800	6 ; 10; 20	600	600	300	180	160	125	1290	183
ТМГ-1000	6 ; 10; 20	820	820	300	180	174	149	1430	183
ТМГ-1250	6 ; 10; 20	820	820	300	180	177	152	1396	183
ТМГ-1600	6 ; 10; 20	820	820	300	200	202	165	1520	183
ТМГ-2000	6 ; 10; 20	1070	1070	300	200	212	172	1579	232
ТМГ-2500	6 ; 10; 20	1070	1070	300	150	204	169	1790	232

Приложение В (Справочное)

Требования к трансформаторному маслу

1. Трансформаторы должны быть заполнены трансформаторным маслом с физико-техническими показателями по ГОСТ 10121 и ТУ38.101.025 «Масло трансформаторное гидрокрекинга ГК» с пробивным напряжением в стандартном разряднике не менее 40 кВ:
2. Допускается при заливке трансформаторов класса 10 кВ смешивать в любых соотношениях различные марки трансформаторных масел, не бывших в эксплуатации.
3. Масса масла в зависимости от типа и мощности трансформатора указана в таблице А1 приложения А.

Приложение Г (Обязательное)

Сушка силовых трансформаторов.

1. Сушка трансформатора производится, если по каким-либо причинам сопротивление изоляции обмоток в результате замеров не соответствует «Нормам на испытание электрооборудования» (после капитального ремонта или в результате разгерметизации трансформатора и утечке масла).

2. Сушка должна производиться на специализированных предприятиях.

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

- в стационарном сушильном шкафу под вакуумом
- в специальной камере (шкафу) без вакуума;
- в собственном баке 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 и переменного тока в обмотках в качестве источников тепла при сушке, при этом величина тока устанавливается не более $0.9 \cdot I_n$ во всех обмотках.

3.2. Во время сушки активной части должно быть обеспечено поддержание температуры:

- обмоток в пределах плюс $(95 \dots 105) ^\circ\text{C}$;
- магнитной системы не ниже плюс $90 ^\circ\text{C}$.

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 Д
(Обязательное)

Ревизия трансформатора.

1 Требования к условиям проведения ревизии и сроки.

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

1.2. Моментом начала ревизии считается начало слива масла. Ревизия должна проводиться в сухом, закрытом, защищенном от пыли и атмосферных осадков помещении. Условия, при которых допускается проведение ревизии активной части трансформатора вне помещения, приведены в таблице Д1, 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 °С 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 °С.

1.5. При нарушении продолжительности работ по п.1.3 и 1.4 настоящего приложения, трансформатор должен быть подвергнут сушке. Сушка производится по методике, изложенной в приложении Г.

2. Объем и последовательность работ.

2.1. Из бака трансформатора слить 10-20 л. масла через нижнюю сливную пробку, отсоединить крышку бака.

2.2. Поднять активную часть за крышку, установить на деревянный настил.

Запрещается проводить работы на весу.

2.3. Отсоединить вводы ВН и НН, снять изоляторы, снять колпак привода переключателя, снять крышку бака, поднять активную часть трансформатора за ярмовые балки, установить активную часть на деревянный настил.

2.4. Проверить затяжку крепежа активной части. Замеченные ослабления устранить.

2.5. Осмотреть состояние контактных поверхностей переключателя, проверить работу переключателя.

2.6. Выполнить необходимые работы для устранения обнаруженных дефектов.

2.7. Очистить доступные внутренние поверхности бака от механических примесей.

2.8. Промыть активную часть струей трансформаторного масла, которое после промывки слить. Промывку производить после завершения всех работ, измерений и проверок, непосредственно перед опусканием активной части в бак.

2.9. Опустить активную часть в бак и произвести затяжку болтов равномерно по периметру, предварительно приклеить к раме уплотнительную прокладку.

2.10. Долить масло в трансформатор через заливной патрубок, предварительно сняв с него клапан сброса давления (см.приложение А).

2.11. Оставить трансформатор для выхода остатков воздуха из активной части, на срок не менее 40 часов. После отстоя трансформатора долить масло (при необходимости), проверить целостность и состояние уплотнительной прокладки и установить на место клапан сброса давления.

Все работы по доливке и герметизации трансформатора проводить с учетом требований п.11.3.

Таблица Д1

Размещение трансформатора	Температура окружающего воздуха, °С						
	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.1.2.3	прогрев 1.2.3	прогрев п.1.2.3
вне помещения	без прогрева (п.1.2.1)	прогрев п.1.2.3	прогрев п.1.2.3	прогрев п.1.2.3	прогрев п.1.2.3	прогрев 1.2.3	не допускается
продолжительность соприкосновения активной части с воздухом	24 ч	16 ч	24 ч	16 ч	8 ч	12 ч	не допускается

Приложение Е

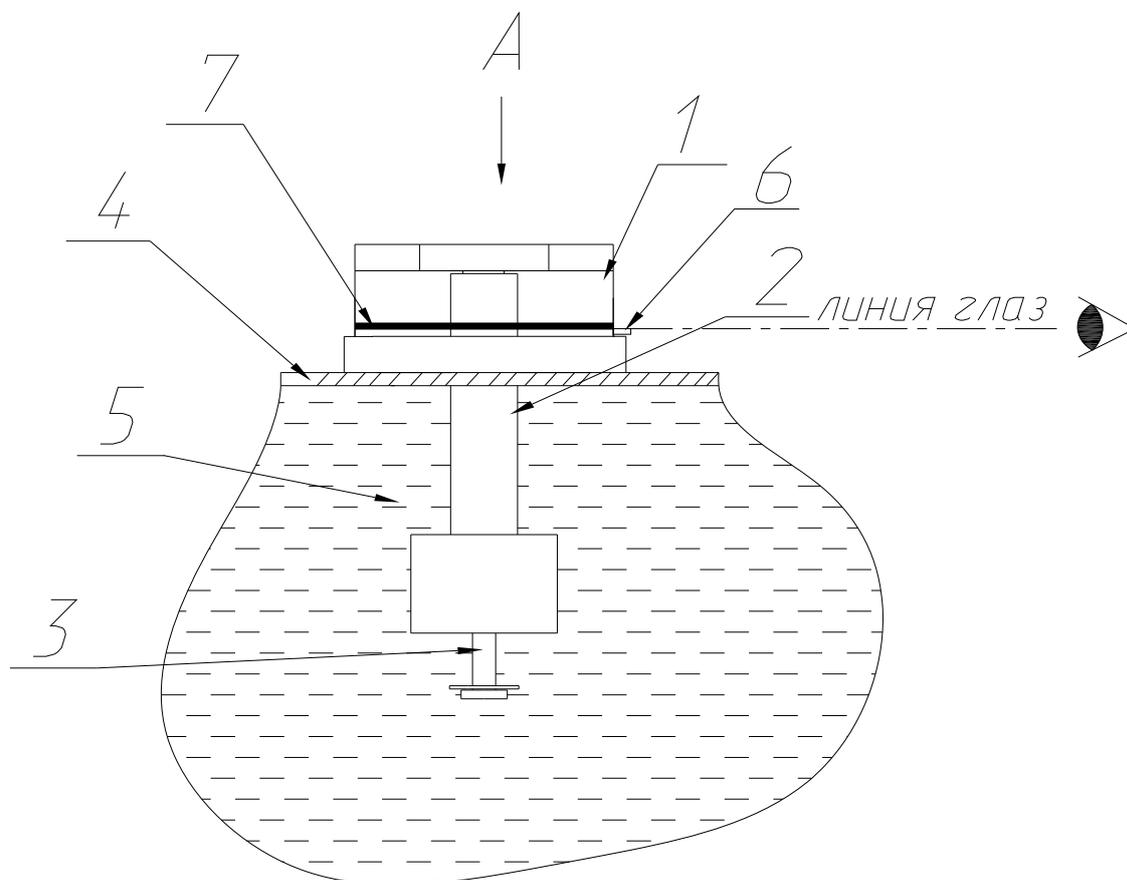
(Обязательное)

Таблица Е1. Объем и периодичность работ по обслуживанию и проверке технического состояния трансформатора.

Наименование работ	Операция контроля	Регламентные и ремонтные операции	Периодичность
1.Трансформатор			
1.1 Внешний осмотр	+	+	Согласно действующих правил ПУЭ
1.2 Контроль величин нагрузки и напряжения	+	+	то же
1.4 Контроль уровня масла (при наличии приборов контроля)	+	+	то же
1.5 Периодические испытания трансформатора	- -	+	Согласно документу «Объем и нормы испытаний электрооборудования»
2. Переключатель ответвлений обмотки			
2.1 Снятие окисной пленки (прокрутка переключателя)	-	+	при переключениях

Приложение Ж.
(Справочное)

Конструкция и принцип действия указателя уровня масла.



1-Прозрачный корпус; 2-Поплавок; 3-Стержень; 4- Крышка бака; 5- Масло трансформаторное;
 6- Ушко для пломбирования;
 7- Метка минимального уровня(темно синего цвета).

Рис. Ж1. Конструкция указателя уровня масла.

Проверка уровня масла производится визуально. Осмотр проводить в плоскости, перпендикулярной вертикально установленному поплавку (рис.Ж1).

При максимальном уровне масла поплавок(2) находится в верхнем положении, при уменьшении объема масла в баке поплавок опускается вниз. При опускании верхней части поплавка ниже метки минимального уровня, необходимо отключить трансформатор и долить масло согласно п.11.3.

Внимание: не включать трансформатор, если уровень масла ниже минимального.

Приложение 3.
(Справочное)

Инструкция по пользованию переключателем МТО-LF.

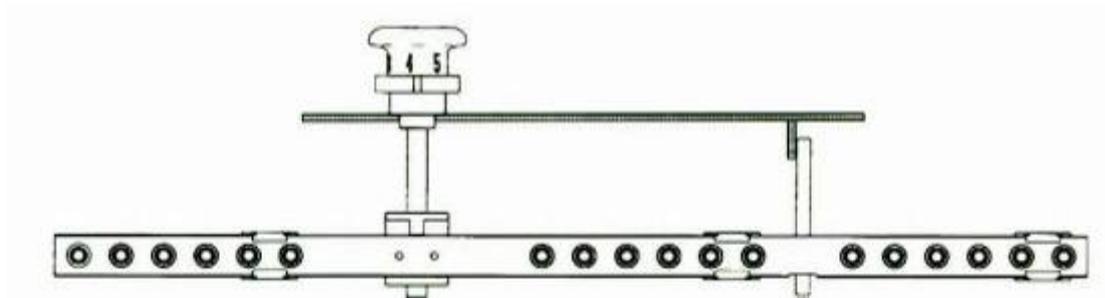


Рис.31. Общий вид переключателя типа МТО-LF.

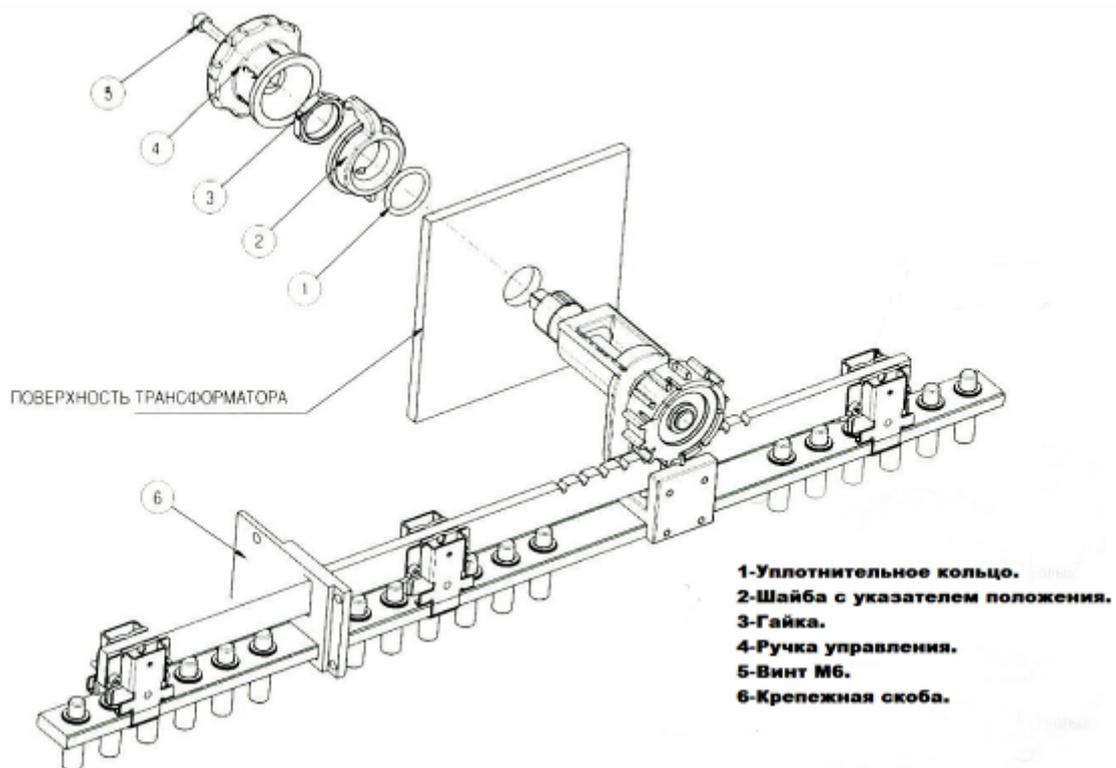


Рис. 32. Схема установки переключателя на крышку трансформатора.

Переключатель предназначен для переключения ступеней напряжения трансформатора при отключенном от сети трансформаторе (переключение без возбуждения). В стандартном исполнении переключатель осуществляет регулирование напряжения в диапазоне $\pm 2 \times 2,5\%$ от номинального.

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

Для переключения трансформатора необходимо:

- 1) Вытянуть ручку управления поз 4 вверх (подается вверх с достаточным усилием) и вывести ее из зацепления с гайкой поз 3.

- 2) Последовательно произвести прокручивание ручки управления от положения 1 до положения 5 для снятия окисной пленки с контактов. Установленное положение определяется цифрой на ручке управления, совмещенной с вертикальным указателем на шайбе поз.2.
- 3) Установить переключатель в нужное положение. При достижении любого разрешенного положения переключателя ручка автоматически фиксируется.
- 4) Убедиться что ручка плотно сидит на гайке поз.3, при этом гайка визуально не просматривается.

Запрещается включение трансформатора, если ручка управления вытянута вверх и не зафиксирована в каком либо положении переключения.

Внимание: Полная проверка работы переключателя производится перед вводом в эксплуатацию по результатам измерения сопротивлений обмоток постоянному току и проверки коэффициента трансформации на всех положениях переключателя.

Приложение И (справочное)

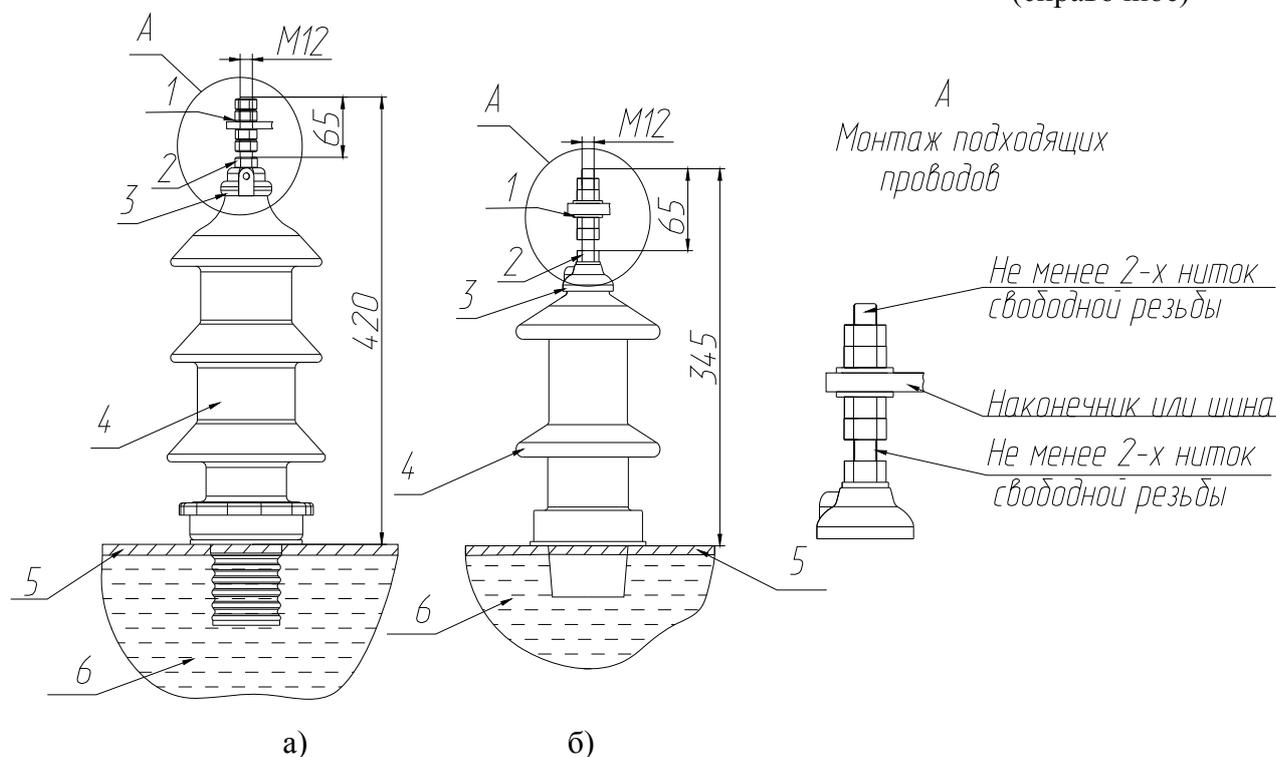


Рис. И1. Конструкция и габаритные размеры вводов ВН класса 20 кВ (а) и 10 кВ (б) .

1-Шайбы латунные (2 шт.) ;2-Гайка латунная М12(5 шт) ; 3-Колпачок;
4-изолятор; 5- Крышка бака; 6- Масло трансформаторное.

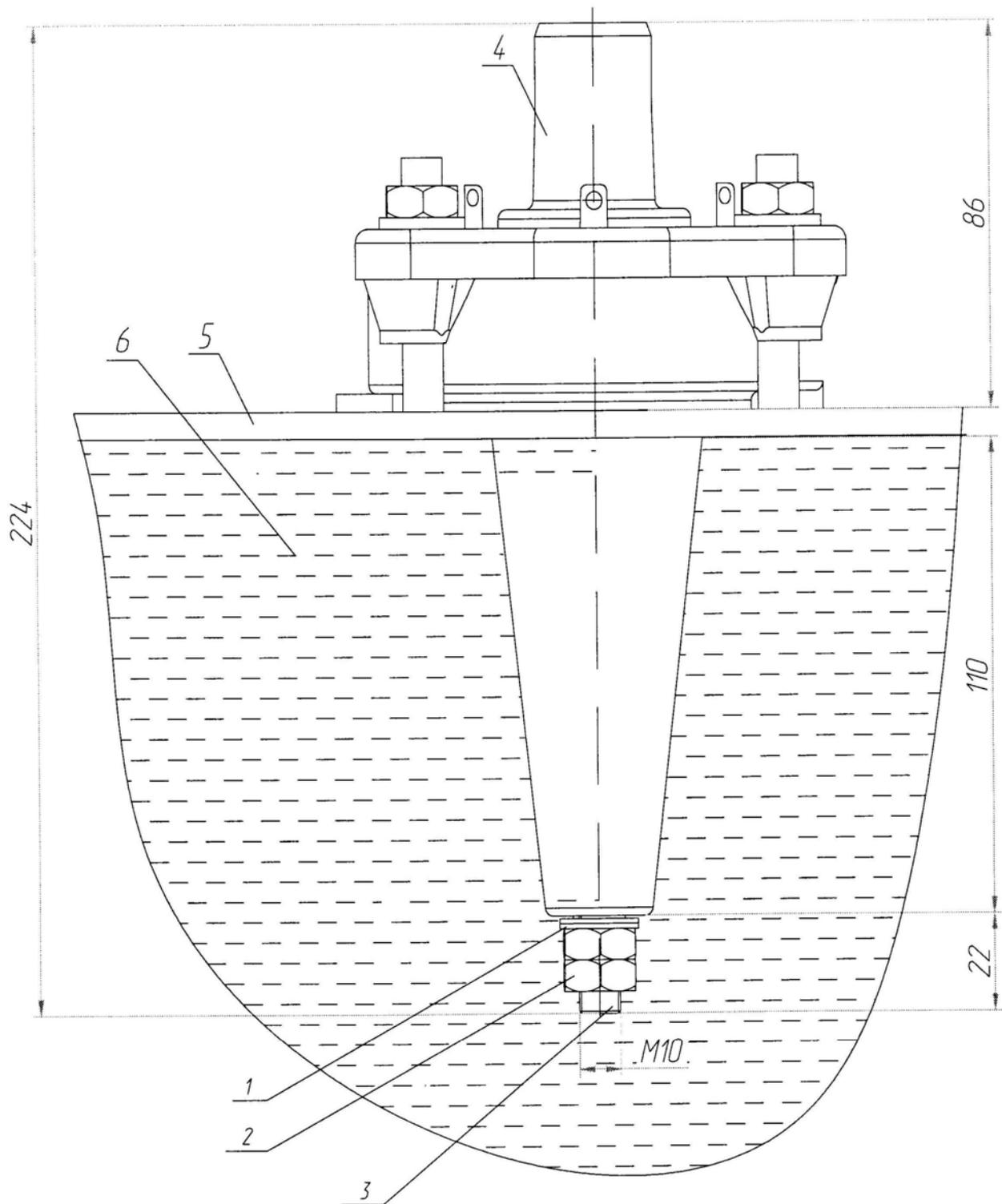


Рис.И2. Конструкция и габаритные размеры сквозного штепсельного ввода ВН класса 20 кВ по экранированный адаптер фирмы Raucher (климатическое исполнение У3)

1-Шайбы латунные (2 шт.); 2-Гайка латунная М10(2 шт.); 3- сквозная шпилька; 4 – изолятор; 5 – крышка бака; 6 – масло трансформаторное

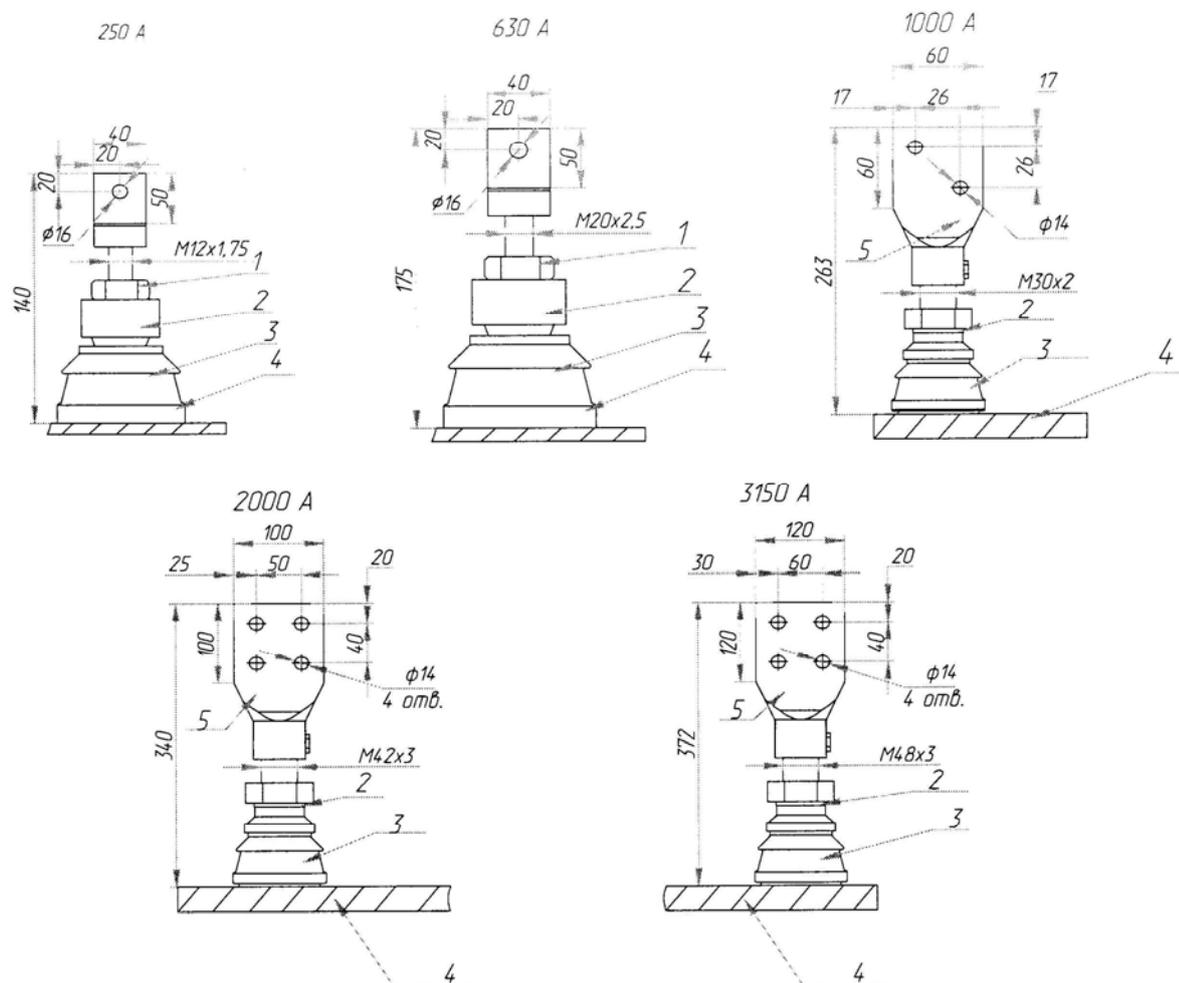
Приложение К
(справочное)

Рис. К1. Конструкция и габаритные размеры вводов НН.

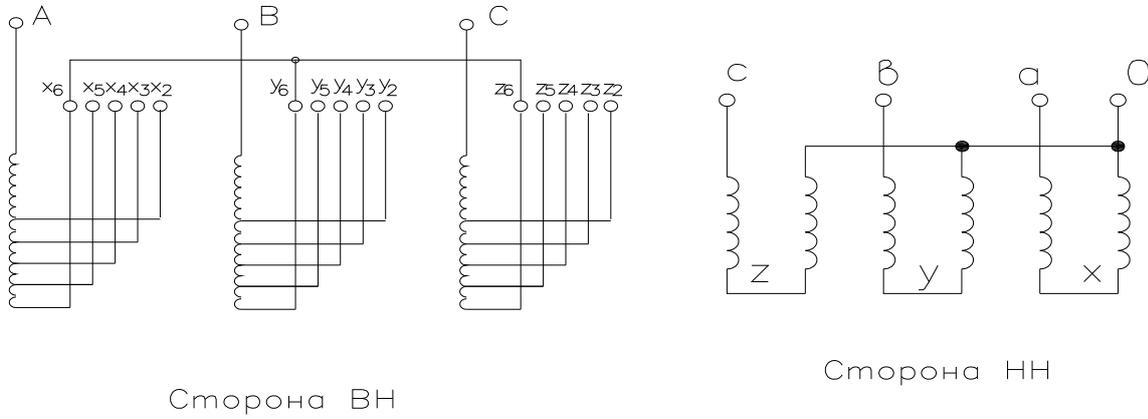
1 - гайка латунная (3-шт нормальной высоты ; 2-шт контрогайки низкие); 2 - колпачок;
3 - изолятор; 4 - крышка бака; 5 – съемный контактный зажим.

Таблица К1

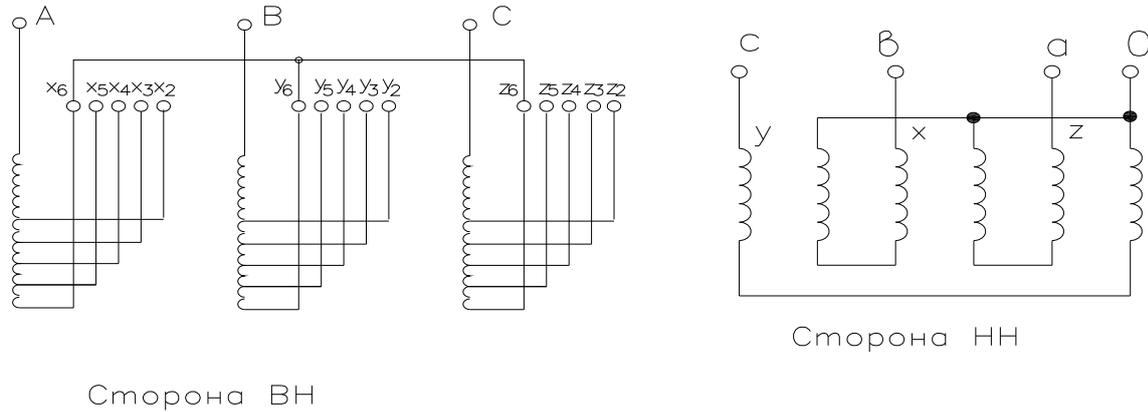
Тип изоля- тора	Нормативный документ (ГОСТ, DIN)	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток изолятора, А	Длина пути тока утечки мм.	Применяемость (тип трансформато- ра)
1 кV/250	DIN EN 50386	1	250	60	ТМГ-25...ТМГ-160
1 кV/630	DIN EN 50386	1	630	75	ТМ250...ТМГ-400
1 кV/1000	DIN EN 50386	1	1000	75	ТМГ-630
1 кV/2000	DIN EN 50386	1	2000	75	ТМГ-1000,ТМГ-1250
1 кV/3150	DIN EN 50386	1	3150	75	ТМГ-1600

Приложение Л
(справочное)

1. Схема соединения Y/Y_n-0



2. Схема соединения Y/Z_n-11



3. Схема соединения D/Y_n-11

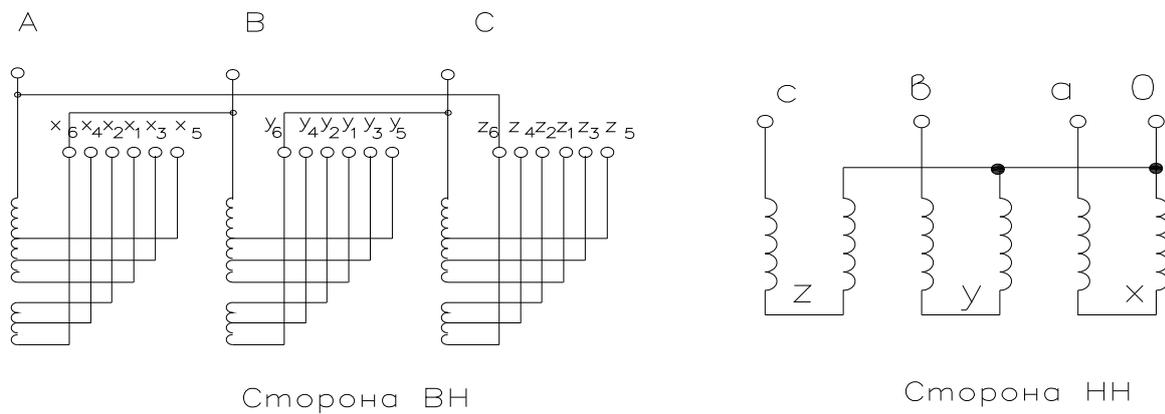


Рис.Л1. Схемы и группы соединений обмоток трансформаторов.

Приложение М
(обязательное)

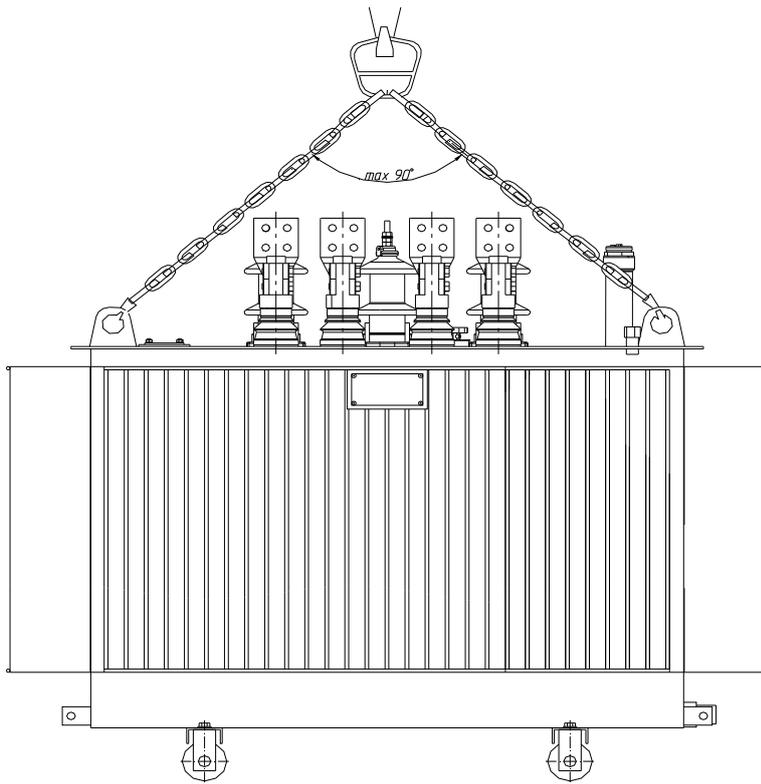


Рис.М1.Схема строповки трансформатора.

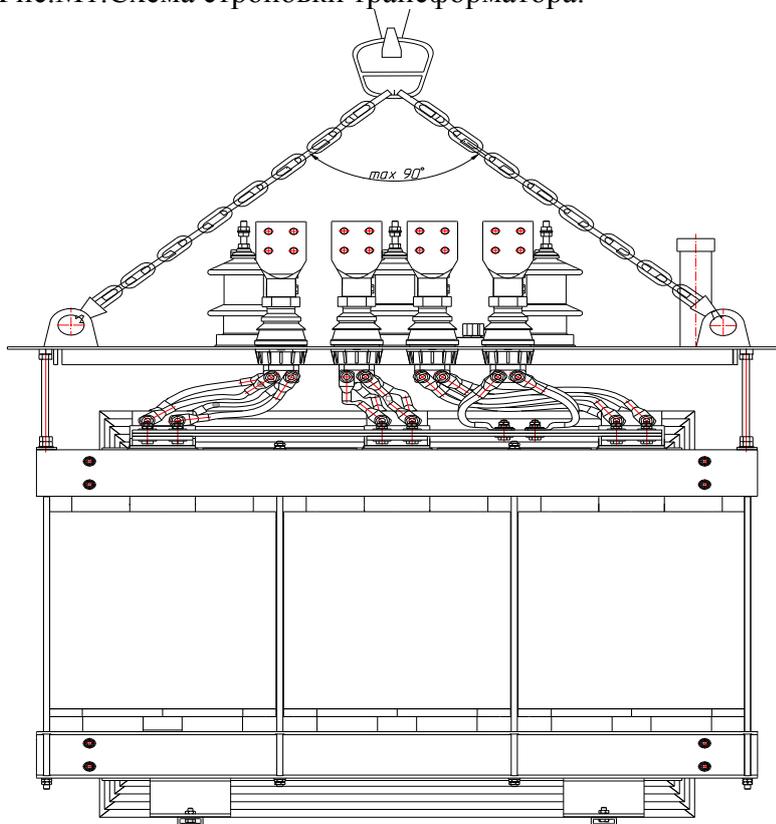


Рис.М2.Схема строповки активной части трансформатора.

Приложение Н
(Рекомендуемое)

Максимально допустимые систематические и допустимые аварийные перегрузки трансформатора.

В таблицах Н1—Н8 приведены значения K_2 и t для суточного двухступенчатого графика нагрузки при различных значениях K_1 и температуры охлаждающей среды $Q_{\text{охл}}$.

В таблицах Н9—Н10 приведены значения допустимых аварийных перегрузок без учета предшествующей нагрузки.

$Q_{\text{охл}}$ - 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.

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

K_2 - нагрузка или перегрузка, следующая за начальной нагрузкой;

K_1 - в долях номинальной мощности или номинального тока.

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

t – продолжительность нагрузки K_2 на двухступенчатом суточном графике нагрузки, ч.

Норма максимально допустимых систематических нагрузок.

Таблица Н1 $Q_{\text{охл}} = -25^\circ\text{C}$.

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 Н2 $Q_{\text{охл}} = -20^\circ\text{C}$.

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 Н3 $Q_{охл} = -10^{\circ}\text{C}$.

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 Н4 $Q_{охл} = 0^{\circ}\text{C}$.

t, ч	K ₁						
	0.25	0.5	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1
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	1.46
4.0	1.5	1.5	1.49	1.47	1.44	1.4	1.33
8.0	1.36	1.35	1.33	1.32	1.31	1.29	1.25
24.0	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17

Упрощенные таблицы допустимых аварийных перегрузок

Таблица Н5 $Q_{охл} = 10^{\circ}\text{C}$.

t, ч	K ₁					
	0.25	0.5	0.7	0.8	0.9	1.0
0.5	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
2.0	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
8.0	1.27	1.26	1.24	1.23	1.21	1.18
24.0	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09

Таблица Н6 $Q_{охл} = 20^{\circ}\text{C}$.

t, ч	K ₁					
	0.25	0.5	0.7	0.8	0.9	1.0
0.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.00
1.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.00
2.0	1.5	1.5	1.49	1.43	1.5	1.00
4.0	1.37	1.34	1.29	1.37	1.33	1.00
8.0	1.18	1.17	1.15	1.23	1.21	1.00
24.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Таблица Н7 $Q_{охл} = 30^{\circ}\text{C}$.

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 Н8 Q_{охл} =40°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

Таблица Н9—Допустимые аварийные перегрузки без учета предшествующей нагрузки.

t, ч	Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды во время перегрузки							
	-25 °С	-20 °С	-10 °С	0 °С	10 °С	20 °С	30 °С	40 °С
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 Н10—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 °С	-20 °С	-10 °С	0 °С	10 °С	20 °С	30 °С	40 °С
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 П
(справочное)

Инструкция по установке электроконтактного термометра.

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

Схема установки электроконтактного термометра приведена на рис.П1. Установка производится в следующей последовательности:

1. Распаковать электроконтактный термометр поз.4
2. Установить передвижные указатели электроконтактного термометра на необходимые отметки:
 - правую стрелку электроконтактного термометра- на отметке 100 С°(сигнал на отключение трансформатора);
 - левую стрелку установить на отметке 90 С°(предупреждающий сигнал о перегреве трансформатора).
3. Перед установкой термометр заземлить.
4. Установить электроконтактный термометр в рабочее положение, закрепив его на пластине поз.3, приваренной к крышке бака поз.2 при помощи крепежа поз.1, поставляемого комплектно с трансформатором.
5. Подсоединить проводами клеммник поз.5 манометрического термометра к коробке зажимов, установленной на трансформаторе, в соответствии с монтажной схемой, приведенной на рис. П2.

Внимание: соединительные провода в комплект поставки не входят.

6. Выкрутить заглушку из стакана поз.7, вваренного в крышку трансформатора.
7. Залить в стакан трансформаторное масло в количестве 50 Гр.
8. Установить шуп контактного термометра поз 6 в стакан.
9. Уплотнение всех резьбовых соединений обеспечить лентой ФУМ (ТУ 6-05-1388-86).

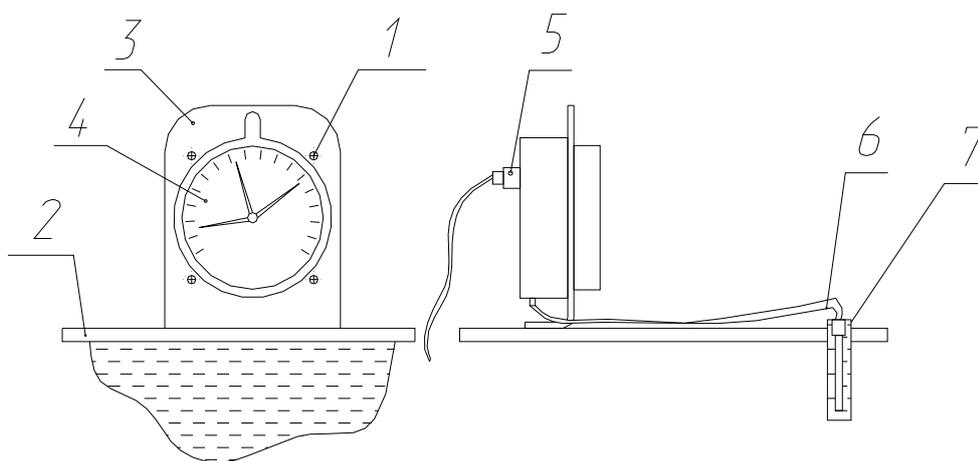


Рис.П1. Установка электроконтактного термометра

1- болт крепежный; 2- крышка бака; 3- пластина;
4- электроконтактный термометр; 5- разъем; 6- шуп; 7- стакан.

Инструкция по установке мановакуумметра.

При установке мановакуумметра пользоваться «Техническим описанием и инструкцией по эксплуатации» на мановакуумметр.

Схема установки мановакуумметра приведена на рис.Р1.

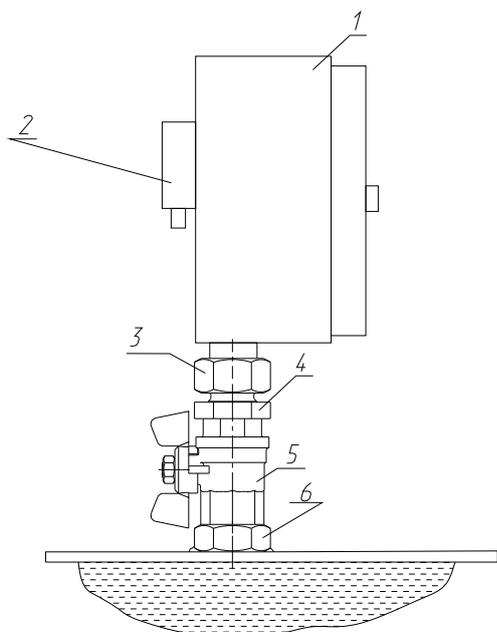


Рис.1 Установка мановакуумметра

1- мановакуумметр; 2- разъем; 3-штуцер;4-контргайка;
5-кран шаровой 3/4;6-нипель;

1. Распаковать мановакуумметр.

2. Установить мановакуумметр (рис.1), для этого предварительно снять со штуцера крана находящегося на крышке пробку, устанавливаемую на время транспортирования, отвернуть штуцер и навернуть его на мановакуумметр (наворачивание производить до отказа). После чего навернуть мановакуумметр вместе со штуцером и контргайкой на кран, расположив лицевой частью к выводам НН и зафиксировать контргайкой.

3. Для соединения мановакуумметра с внутренним объёмом бака снять пломбу с рукоятки крана и повернуть рукоятку крана в вертикальное положение. Рукоятку крана в этом положении необходимо опломбировать. Одну из сигнальных стрелок мановакуумметра установить против отметки шкалы, указывающей давление 0,025 МПа (0,25 кгс/см²) (max избыточное давление внутри бака при номинальной нагрузке трансформатора), вторую стрелку установить напротив отметки -0,035МПа (-0,35 кгс/см²).

4. Присоединить электроконтактный термометр к клеммной коробке в соответствии с монтажной схемой рис.2

4) Уплотнение всех резьбовых соединений обеспечить лентой ФУМ (ТУ 6-05-1388-86).

Приложение С
(справочное)

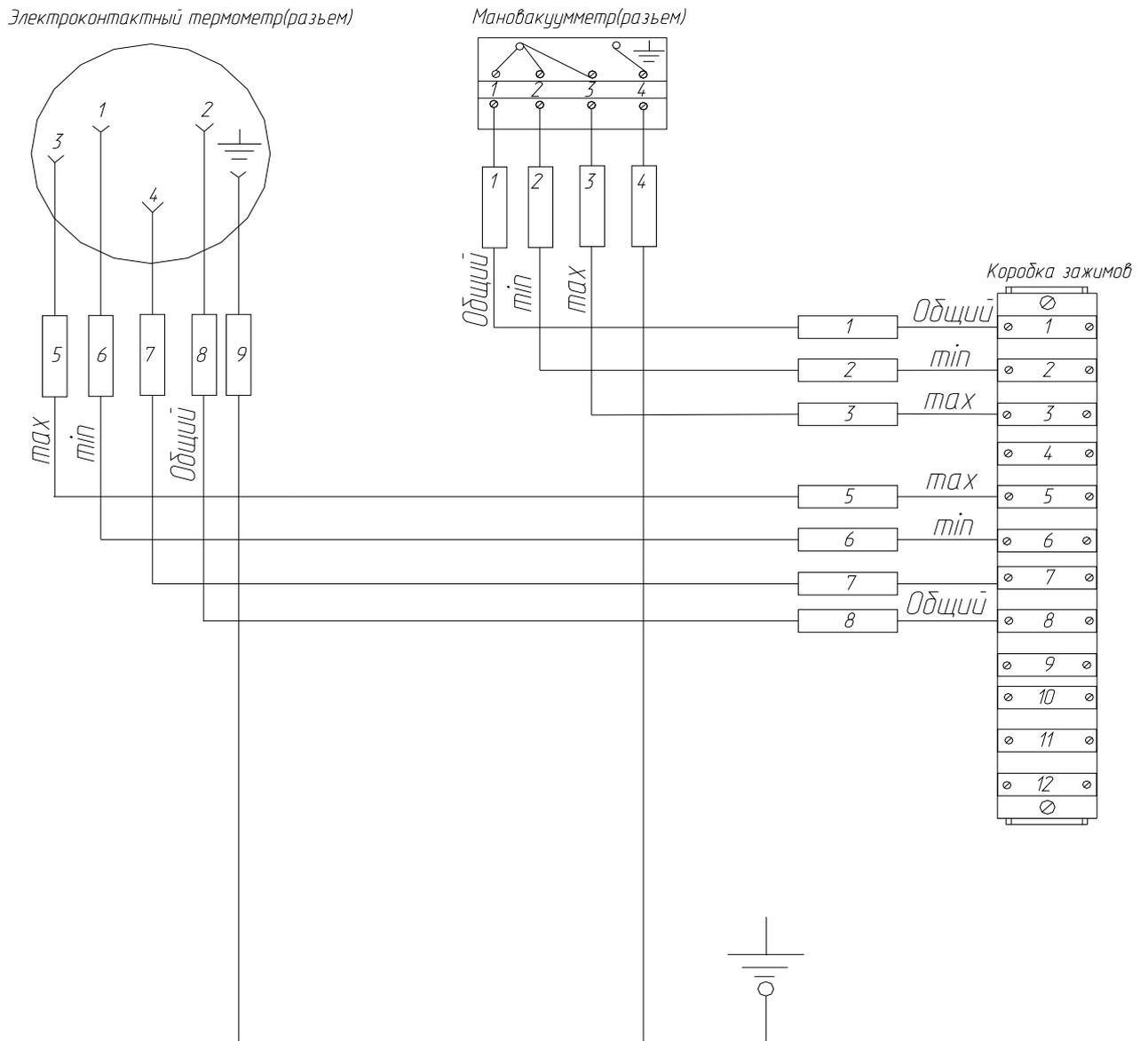


Рис.С1. Монтажная схема соединения коробки зажимов с приборами.

Приложение Т
(справочное)

Монтажная инструкция по установке экранированного адаптера на 250 А
для присоединения одножильных кабелей с пластмассовой изоляцией
без брони напряжением 12-24 кВ

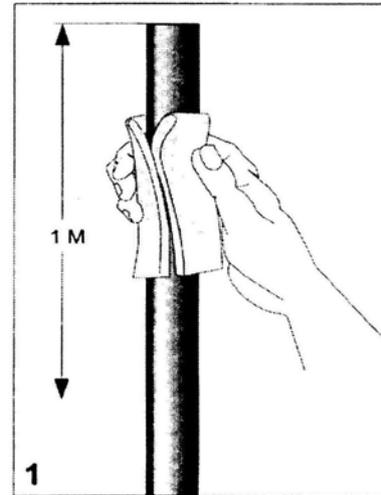
Внимание!

Необходимо соблюдать действующие правила техники безопасности при работе с высоковольтным оборудованием. Для получения более полной информации по технике безопасности обращайтесь к уполномоченным органам энергонадзора.

До начала работы

Проверьте, что набор материалов, который Вы собираетесь использовать, соответствует кабелю. Сверьте этикетку набора с названием монтажной инструкции. Не исключено, что компоненты и рабочие операции подверглись усовершенствованию с тех пор, как Вы в последний раз монтировали данные изделия. Внимательно прочтите и следуйте последовательности операций, как указано в монтажной инструкции.

Информация, содержащаяся в монтажных инструкциях, предназначена для описания правильного метода монтажа изделия. Однако фирма Райхем не может контролировать рабочие условия, которые могут повлиять на установку изделия. За соответствие метода монтажа рабочим условиям установки Заказчик ответственность несет Заказчик. Обязательства (гарантии), которые принимает на себя фирма Райхем, содержатся в Стандартных условиях продажи данного изделия и ни при каких обстоятельствах фирма Райхем не несет ответственность за любые повреждения— будь то случайные, косвенные или являющиеся следствием неправильного применения или обращения с изделиями.

**Подготовка кабеля**

Зачистить и обезжирить наружный покров кабеля на длине 1 метр.

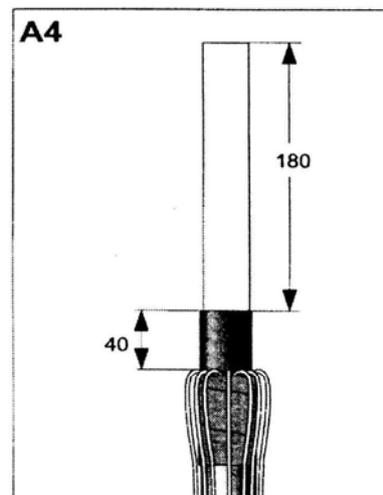
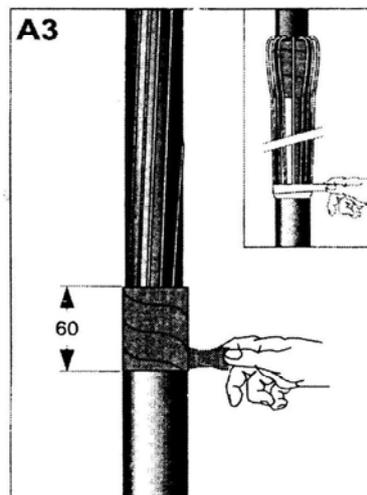
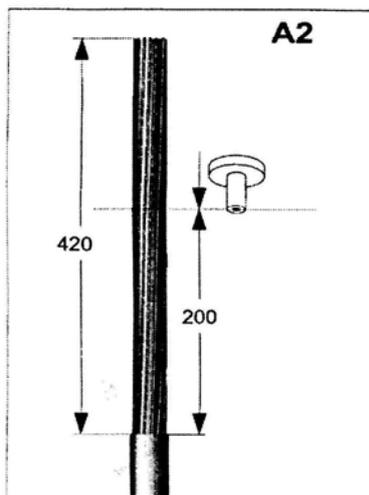
А. Кабель с проволочным экраном

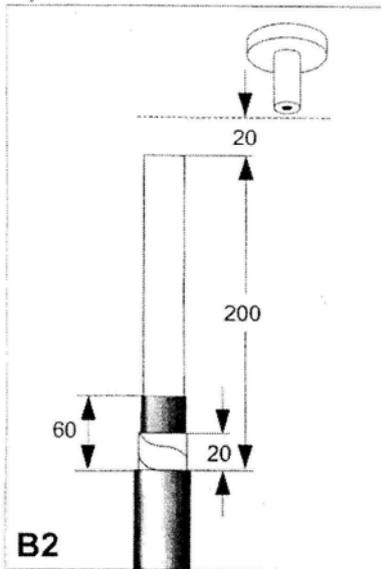
Установить кабель в положение для работы. Отмерить по длине наружного покрова 200 мм ниже центра вводного изолятора (бушинга). Обрезать кабель на длину 420 мм над отметкой и снять наружный покров на этой длине.

У окончания наружного покрова на длине 60 мм наложить один слой подмотки герметизирующей лентой красного цвета с небольшим перекрытием и натяжением. Отогнуть проволоки экрана на подмотку так, чтобы отдельные проволоки не пересекались. Зафиксировать концы проволок лентой ПВХ.

Удалить полупроводящий экран жилы, не доходя 40 мм до среза наружного покрова. Поверхность изоляции должна быть свободна от всех следов проводящего материала.

Примечание: Не оставляйте засечек на изоляции. Сгладьте все неровности.



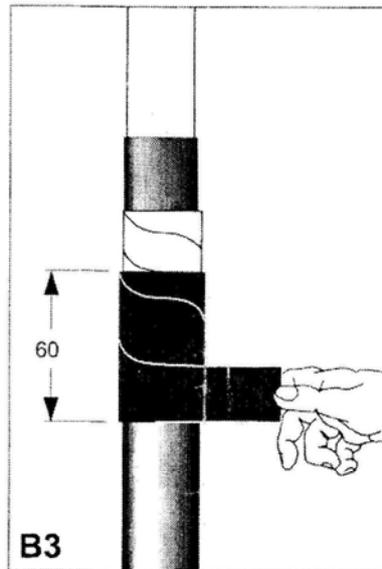
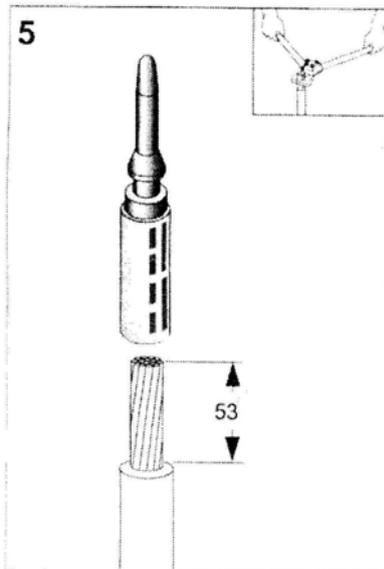


В. Кабель с ленточным экраном
Обрезать кабель в соответствии с рисунком. Снять наружный покров на длине 200 мм. Смотать ленты металлического экрана и аккуратно оборвать их в 20 мм от среза покрова. Удалить полупроводящий экран жилы, не доходя 60 мм до среза наружного покрова. Поверхность изоляции должна быть свободна от всех следов проводящего материала.

Примечание: Не оставляйте засечек на изоляции. Сгладьте все неровности.

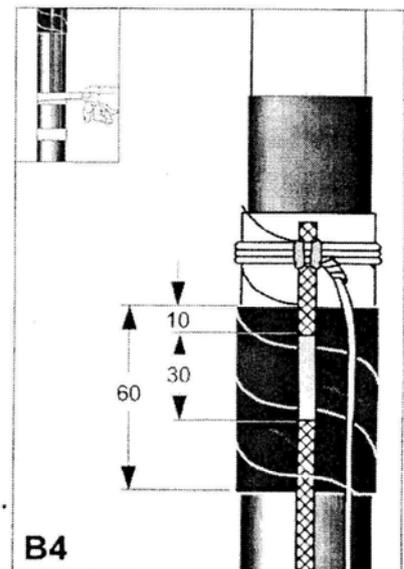
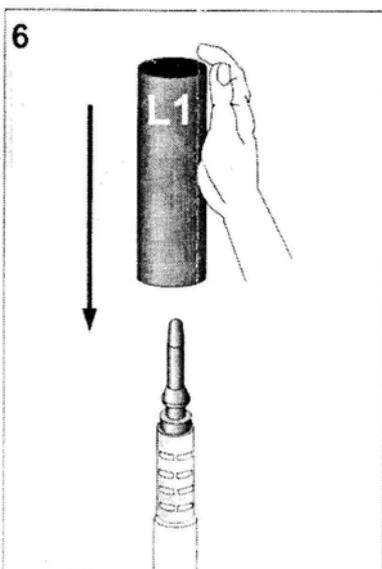
Удалить изоляцию в соответствии с размером, указанным на рисунке. Установить кабельный наконечник, сориентировав его отверстие с отверстием бушинга, и опрессовать, используя инструмент для опрессовки алюминия по сечению, указанному на наконечнике.

Примечание: Используйте матрицы шириной 7 мм.



У окончания наружного покрова на длине 60 мм наложить один слой подмотки герметизирующей лентой красного цвета с небольшим перекрытием и натяжением.

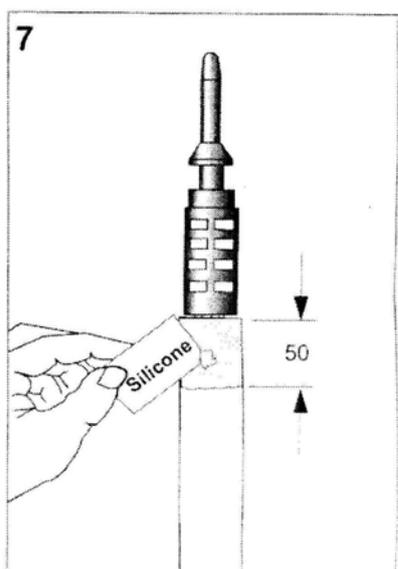
Очистить и обезжирить изоляцию и наконечник. Проверить фазировку кабелей и надвинуть на каждый термоусаживаемую трубку с соответствующей маркировкой: L1, L2, L3.

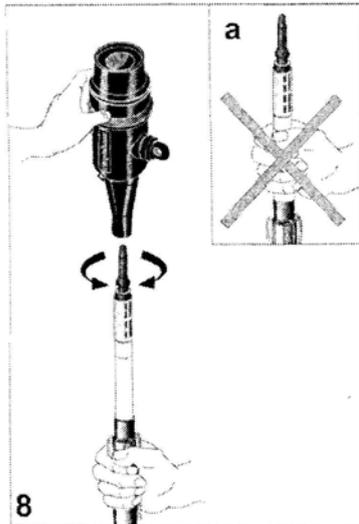


Закрепить провод заземления на ленточном экране проволочным бандажом и припаять его (или использовать другой эквивалентный способ). Оставить свободный конец проволоки бандаж длиной 300 мм для заземления адаптера.

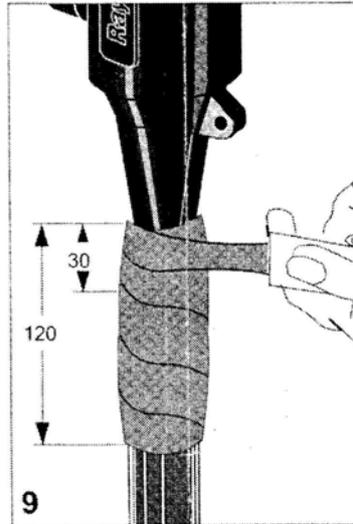
Блокировка влаги на проводе заземления (пропаянный участок длиной 30 мм) должна располагаться в 10 мм от среза покрова. Закрепить окончание проводника и проволоки лентой ПВХ.

Обильно нанести силиконовую смазку на окончание изоляции на длине 50 мм.

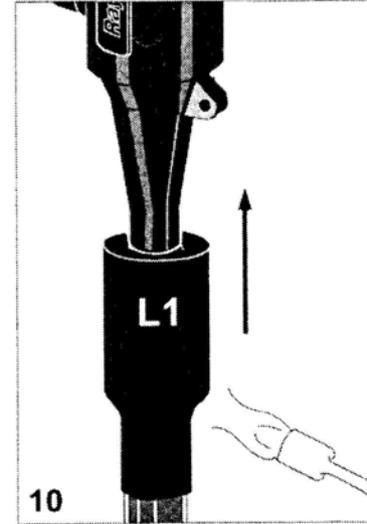




Надвинуть адаптер на разделку. Контактная часть адаптера должна быть обращена к вводному изолятору. Резьбовое отверстие наконечника должно располагаться внутри адаптера по центру контактной части.
Примечание: Не прикасайтесь к поверхности изоляции.



Начиная в 30 мм выше среза наружного покрова (на корпусе адаптера), наложить слой красной ленты вокруг кабеля и адаптера на участке длиной 120 мм.



Установить трубку так, чтобы она полностью покрывала область подмотки и усадить её пламенем горелки, начиная с нижнего края.

А. Проволочный экран.

Отделить 3 проволоки от экрана и пропустить их через отверстие в адаптере и закрепить скруткой.

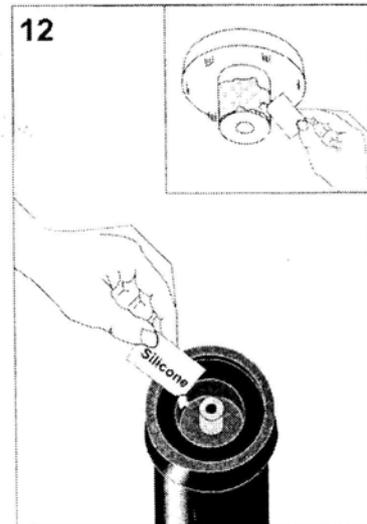
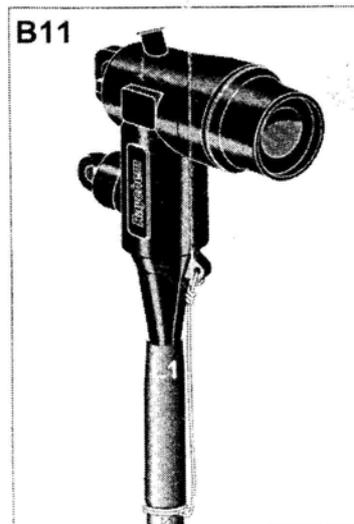
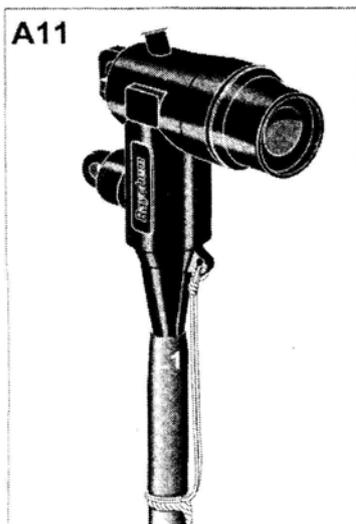
Закрепить проволоки экрана проволочным биндажом на наружном покрове у окончания трубки, затем скрутить их между собой в качестве провода заземления.

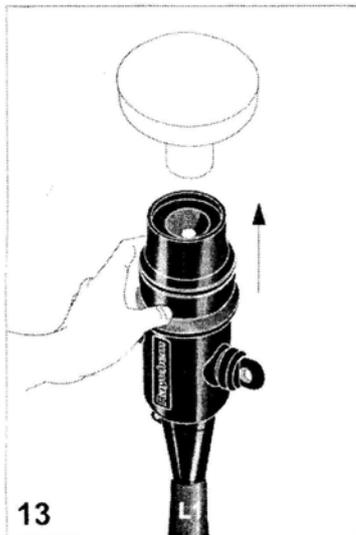
В. Ленточный экран.

Закрепить проволоку, пропущенную в отверстие заземления адаптера. У окончания трубки наложить на провод заземления проволочный биндаж.

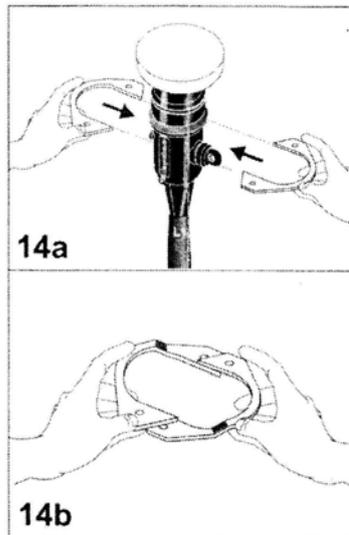
Подтянуть конец биндажной проволоки и пропустить его через отверстие в адаптере и закрепить скруткой.

Обильно нанести силиконовую смазку на вводный изолятор и на внутреннюю поверхность адаптера.

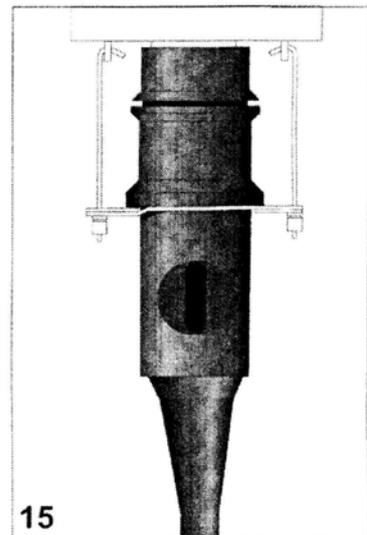




13
Установка адаптера.
 Надвинуть адаптер на вводной изолятор (бушинг).



14a
14b
 Закрепить зажимные полукольца вокруг корпуса адаптера выше точки подключения измерительного прибора. Убедитесь в правильности установки полуколец. Они должны образовывать ровную поверхность.



15
 Пропустить стяжки через отверстия в полукольцах и закрепить их на вводном изоляторе (бушинге). Туго затянуть гайки от руки.

Монтаж закончен.

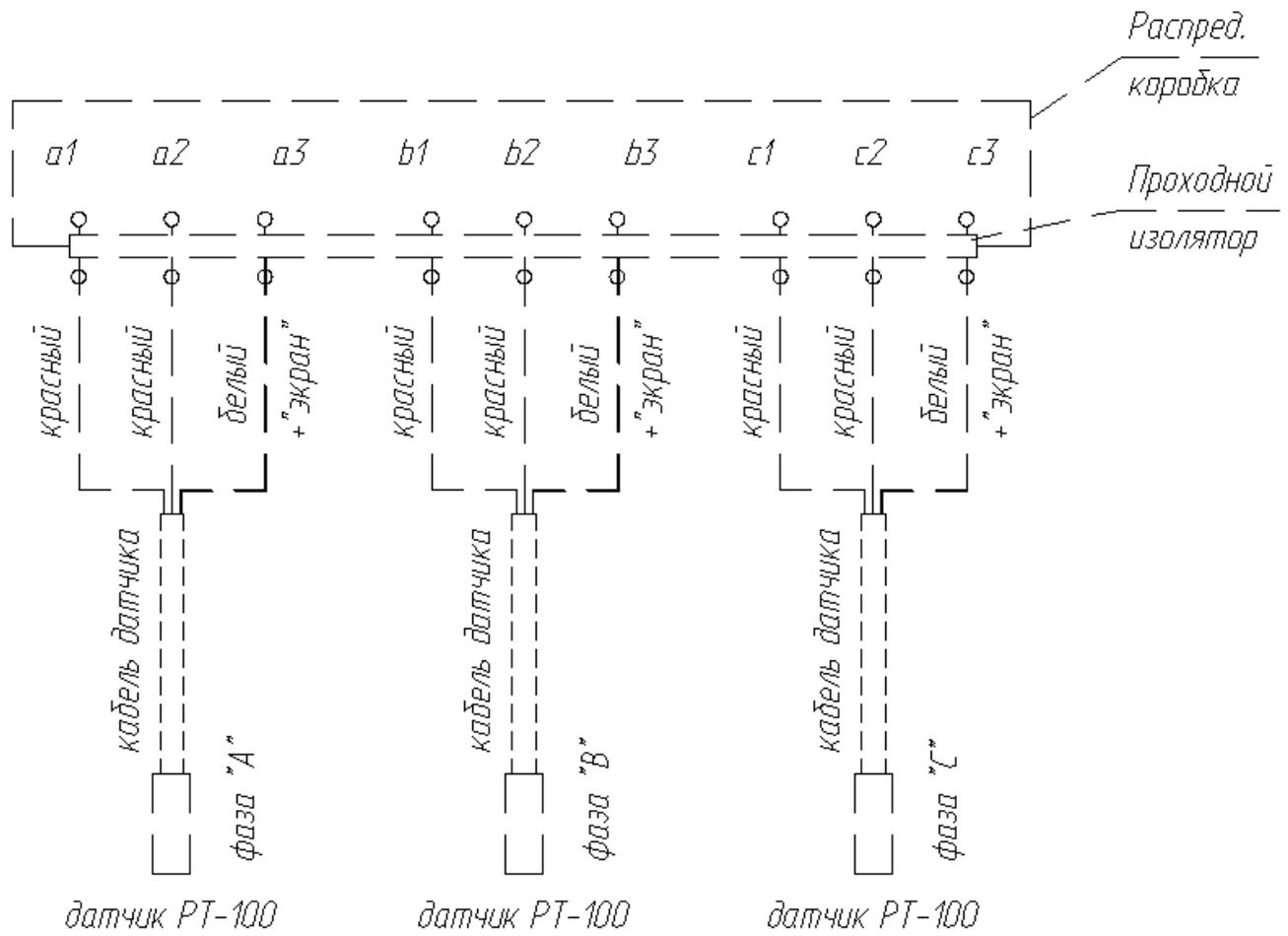
Приложение У
(справочное)

Рис. У1. Схема подключения термодатчиков РТ-100 к распределительной коробке.

Содержание:

1. Назначение.	2
2. Технические данные.	2
3. Состав и устройство трансформатора.	3
4. Контрольно-измерительные приборы и сигнализирующая аппаратура.	4
5 Маркировка и пломбирование	5
6 Упаковка и консервация.	5
7. Меры безопасности.	5
8 Подготовка трансформатора к работе и пуск.	6
9. Измерение характеристик изоляции.	7
10. Эксплуатация трансформатора.	8
11 Техническое обслуживание.	8
12 Правила хранения и транспортирования.	9
Приложения:	
- приложение А- общий вид трансформатора	11
- приложение Б- габаритные и установочные размеры трансформатора	13
- приложение В- Требования к трансформаторному маслу	14
- - приложение Г -Сушка силовых трансформаторов	14
- приложение Д- Ревизия трансформатора	15
- приложение Е- Объем и периодичность работ по обслуживанию и проверке технического состояния трансформатора.	16
- приложение Ж- Конструкция и принцип действия указателя уровня масла	17
- приложение З- Инструкция по пользованию переключателем МТО-LF.	18
- приложение И- Конструкция и габаритные размеры вводов ВН класса 20 и 10 кВ.	19
- приложение К-. Конструкция и габаритные размеры вводов НН	21
- приложение Л- Схемы и группы соединений обмоток трансформаторов	22
- приложение М- схема строповки трансформатора.	23
- приложение Н- максимально допустимые систематические и допустимые аварийные перегрузки трансформатора.	24
- приложение П- инструкция по установке электроконтактного термометра.	27
- приложение Р- инструкция по установке мановакуумметра.	28
- приложение С- монтажная схема соединения коробки зажимов с приборами.	29
-приложение Т – Монтажная инструкция по установке экранированного адаптера на 250 А для присоединения одножильных кабелей с пластмассовой изоляцией без брони напряжением 12-24 кВ.	30

Лист регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в докум.	№ докум	Входящий № сопроводительного докум. и дата	Подп.	Дата
	Измененных	Замененных	новых	Аннулированных					
1	2,7,12	-	11,19,29,30,31,32	-	34	059-2009			
2	20	-	-	-	34	010-2010		11.02.10	
3	3	7-9	-	-	34	064-2011		30.08.11	
4	1	12	-	-	35	069-2011		21.09.11	
5	3	7-34	-	-	35	10-12		13.02.11	
6	12	12	-	-	35	80-12		24.08.12	
7	3,4,34-36	3,4,34-36	36	-	36			27.09.12	
8	6,13	6,13	-	-	-			10.11.12	
9	19	19	-	-	36			10.06.13	
10	13	13	-	-	36			14.03.14	

					ТМГ.000.00.00.00 РЭ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		36