



Код ОКПД2: 27.11.41.000

ТРАНСФОРМАТОРЫ МАСЛЯНЫЕ ГЕРМЕТИЧНЫЕ 25–3200 кВА | 3–35 кВ

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

APUE.670401.001 PЭ

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ.....	3
2 ОПИСАНИЕ И РАБОТА ИЗДЕЛИЯ	3
3 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ.....	7
4 ХРАНЕНИЕ	8
5 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ	9
6 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ.....	12
7 УТИЛИЗАЦИЯ.....	16
ПРИЛОЖЕНИЕ А	
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	
ПРИЛОЖЕНИЕ В	

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящее руководство по эксплуатации (далее по тексту – руководство) распространяется на трансформаторы силовые трехфазные двухобмоточные масляные герметичные типа ТМГ номинальной мощностью (25–3200) кВ·А с классом напряжения (3–35) кВ с регулированием напряжения без возбуждения, предназначенные для работы в нормальных и особых условиях (далее по тексту – трансформаторы).

Руководство предназначено для изучения устройства трансформаторов и устанавливает требования к транспортированию, хранению, монтажу, введению в эксплуатацию, использованию по назначению, техническому обслуживанию, ремонту и утилизации. При ознакомлении с устройством трансформатора необходимо руководствоваться также паспортом и документами, входящими в комплект эксплуатационных документов на трансформатор и на дополнительную комплектацию. В содержании руководства отсутствуют требования и указания по эксплуатации дополнительных комплектующих, имеющих собственные руководства по эксплуатации в виде самостоятельных документов, входящих в комплект поставки комплектации.

В связи с постоянным совершенствованием конструкции и технологии изготовления изделий в настоящем руководстве могут иметь место отдельные расхождения между описанием и изделием, не влияющие на работоспособность, технические характеристики и установочные размеры изделия. Изменения в конструкции трансформаторов, технологии их изготовления, а также замена применяемых изделий (материалов), отличных от заявленных в документации ТУ при проведении аттестации, влияющие на работоспособность, технические характеристики, надежность, требуют согласования с аттестационной комиссией.

Работы по эксплуатации, обслуживанию и ремонту трансформатора разрешается проводить лицам, ознакомившимся с настоящим документом, с документами, входящими в комплект эксплуатационных документов трансформатора и комплектации, с инструкциями по эксплуатации объекта установки трансформатора и с «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок».

Руководство необходимо хранить весь срок эксплуатации трансформатора, оно должно быть в доступе в любое время для квалифицированного персонала.

В случае возникновения затруднений при выполнении требований данного руководства необходимо обратиться на завод-изготовитель.

ВНИМАНИЕ! НЕ ДОПУСКАЕТСЯ ВНЕСЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В КОНСТРУКЦИЮ ТРАНСФОРМАТОРА БЕЗ СОГЛАСОВАНИЯ С ЗАВОДОМ-ИЗГОТОВИТЕЛЕМ. В СЛУЧАЕ ОТСУТСТВИЯ СОГЛАСОВАНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ В КОНСТРУКЦИИ ТРАНСФОРМАТОРА, ЗАВОД-ИЗГОТОВИТЕЛЬ МОЖЕТ СНЯТЬ ДАННЫЙ ТРАНСФОРМАТОР С ГАРАНТИЙНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ИЛИ ОТКАЗАТЬ В ГАРАНТИЙНОМ РЕМОНТЕ.

2 ОПИСАНИЕ И РАБОТА ИЗДЕЛИЯ

2.1 НАЗНАЧЕНИЕ

2.1.1 Трансформаторы предназначены для преобразования электрической энергии в сетях энергосистем и потребителей электроэнергии.

2.1.2 Трансформаторы предназначены для эксплуатации в районах с климатическими условиями: У, УХЛ, Т по ГОСТ 15150. Внешняя среда не взрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию, не насыщена токопроводящей пылью.

2.1.3 Трансформаторы устанавливаются в промышленных помещениях, комплектных трансформаторных подстанциях и на открытом воздухе.

2.1.4 Трансформаторы предназначены для применения в электроустановках, не подверженных воздействию грозовых перенапряжений или в электроустановках, в которых грозовые перенапряжения не превышают амплитудного значения испытательного кратковременного (одноминутного) переменного напряжения. Трансформаторы не предназначены для работы в условиях тряски, вибрации и ударов.

2.1.5 Трансформаторы могут эксплуатироваться в других условиях, если это предусмотрено заказом и указано в паспорте на изделие.

2.2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

2.2.1 Наименование, условное обозначение типа трансформатора и основные технические характеристики указаны на табличке технических данных и в паспорте. В паспорте также приведены результаты приемо-сдаточных испытаний и перечень дополнительной комплектации.

Таблица 1

ДОПУСТИМЫЕ ПРЕВЫШЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ МОЩНОСТИ		
Мощность, кВ·А	25–400	630–3200
Превышение напряжения от номинального, %	5	10

2.2.2 Габаритно-присоединительные размеры, масса трансформатора в базовой комплектации указаны в габаритном чертеже, входящем в комплект эксплуатационных документов. Также на габаритном чертеже отражена информация о дополнительной комплектации.

2.2.3 Сопротивление обмоток трансформатора постоянному току и сопротивление изоляции не нормируются, но должны быть измерены, их значения указаны в паспорте трансформатора. Измеренные значения сопротивлений обмоток постоянному току при вводе трансформатора в эксплуатацию не должны отличаться более чем на 2% от паспортных значений.

2.2.4 Нормальные условия работы трансформатора при номинальной нагрузке характеризуются следующими данными: высота установки над уровнем моря не более 1000 метров; охлаждение естественное воздушное; температура и влажность окружающего воздуха согласно ГОСТ 15150; тип атмосферы II (промышленная) согласно ГОСТ 15150. Трансформаторы могут эксплуатироваться в других условиях, если это предусмотрено заказом и указано в паспорте на изделие.

2.2.5 Режим работы – длительный.

2.2.6 Отклонение питающего напряжения от номинального, а также форма кривой напряжения, несимметрия фаз, отклонение частоты от номинальной должны соответствовать требованиям ГОСТ 32144.

2.2.7 Продолжительная работа трансформаторов при превышении напряжения на любом ответвлении любой обмотки должна соответствовать таблице 1 (при мощности не более номинальной).

2.2.8 Величины номинальных токов ответвления должны быть ограничены величиной не более 5% тока номинального положения ПБВ. При этом мощность трансформатора не должна быть больше номинальной мощности ответвления.

2.2.9 Допустимые систематические перегрузки трансформаторов по ГОСТ 14209 в соответствии с приложением А.

2.2.10 По требованию потребителя трансформаторы могут иметь особые технические характе-

ристики, описанные в договоре поставки оборудования, которые будут отражены в паспорте трансформатора.

2.2.11 Регулирование напряжения осуществляется переключением без возбуждения (ПБВ).

2.3 СОСТАВ ИЗДЕЛИЯ

2.3.1 В конструкцию трансформатора входят следующие основные составляющие:

- остов (магнитная система);
- системы обмоток с их изоляцией;
- отводы высшего напряжения (далее ВН) и низшего напряжения (далее НН) с вводами на крышке бака;
- переключатель ответвлений обмоток ВН;
- бак, заполненный жидким диэлектриком. В качестве жидкого диэлектрика применяется трансформаторное масло марки ГК ТУ 38.1011025-85 либо аналог с не уступающими техническими характеристиками;
- маслоуказатель поплавкового типа;
- предохранительный клапан;
- дополнительная комплектация (в случае заказа потребителем).

2.3.2 Дополнительная комплектация поставляется отдельно по особому требованию потребителя и указана в договоре поставки оборудования и в паспорте трансформатора. К дополнительной комплектации относятся:

- контактные зажимы на вводы НН;
- контактные зажимы на вводы ВН;
- катки;
- виброгасители;
- термометр (стрелочный, электроконтактный, жидкостный – в зависимости от заказа);
- электроконтактный мановакуумметр;

- клеммная коробка (комплектуется при заказе электроконтактных приборов);
- пробивной предохранитель.

2.4 УСТРОЙСТВО И РАБОТА

2.4.1 Трансформатор имеет систему герметичного бака (без маслорасширителя), в которой температурные изменения объема жидкого диэлектрика компенсируются изменением объема ребер гофростенок бака за счет их упругой деформации.

2.4.2 Трансформатор полностью заполнен жидким диэлектриком, т.е. не имеет областей или полостей, заполненных каким-либо газом. Заполнение трансформатора жидким диэлектриком производится в вакууме.

2.4.3 Трансформатор состоит из активной части, бака, крышки с вводами ВН и НН.

2.4.4 Активная часть жестко соединена с крышкой бака и состоит из остова с обмотками, отводов ВН и НН, устройства переключения ответвлений обмоток с выведенной на крышку рукояткой.

2.4.5 Остов с обмотками состоит из остова, блока обмоток ВН и НН, прессующих прокладок и изоляционных деталей.

2.4.6 Остов состоит из магнитопровода и конструктивных элементов – верхних и нижних ярмовых прессующих балок, стяжных шпилек, изоляционных деталей.

2.4.7 Магнитопровод стержневого типа, шихтованный по схеме STEP-LAP из пластин электротехнической стали, служит цепью, по которой замыкается магнитный поток трансформатора, пронизывающий обмотки. Ярма магнитопровода прессуют ярмовыми балками. Ярмовые балки стягивают шпильками. Конструкция ярмовых балок и их стяжек обеспечивает необходимую жесткость магнитопровода при подъеме активной части и при транспортировке трансформатора.

2.4.8 Обмотки являются основным элементом трансформатора, обеспечивающим преобразование электрической энергии путём изменения величины токов и напряжений.

2.4.9 Обмотки ВН и НН выполнены из алюминиевых или медных проводников. Система обмоток имеет осевые охлаждающие каналы.

2.4.10 Регулирование напряжения обмоток ВН должно производиться при отключенном транс-

форматоре при помощи устройства переключения без возбуждения. Рукоятка устройства переключения расположена на крышке бака.

2.4.11 Устройство переключения без возбуждения (далее – переключатель) предназначено для регулирования напряжения без возбуждения (ПБВ), путем соединения соответствующих ответвлений обмотки ВН. Конструктивно переключатель представляет собой две рейки, на одной из которых закреплены неподвижные контакты, а на другой – подвижные.

При вращении рукоятки привода переключателя передвигается рейка с подвижными контактами, которые замыкают соответствующие неподвижные контакты с присоединенными к ним регулировочными отводами обмоток трансформатора.

Фиксация положения переключателя осуществляется специальным фиксирующим устройством, расположенным в рукоятке привода.

ВНИМАНИЕ! ЗАПРЕЩАЕТСЯ ОСТАВЛЯТЬ ПБВ В ПРОМЕЖУТОЧНОМ ПОЛОЖЕНИИ, БЕЗ ФИКСАЦИИ РУКОЯТКИ.

2.4.12 Бак трансформатора сварной, состоит из верхней рамы, гофрированных стенок, дна с подкареточными балками.

В нижней части бака имеется два узла заземления и сливное устройство. В подкареточных балках имеются отверстия для крепления трансформатора к фундаменту. На подкареточные балки можно установить переставные транспортные катки (при их заказе потребителем), позволяющие осуществлять продольное или поперечное перемещение трансформатора.

На крышке имеются серьги для подъема собранных и заполненных жидким диэлектриком трансформаторов.

На баке закреплена табличка с техническими характеристиками трансформатора.

2.4.13 На крышке трансформатора смонтированы:

- вводы ВН и НН;
- рукоятка переключателя;
- гильза для установки термометра;
- маслоуказатель поплавкового типа;
- пробивной предохранитель (в случае заказа потребителем);

- серги для подъема трансформатора;
- предохранительный клапан;
- зажим заземления кабеля.

2.4.14 Конструкция вводов ВН и НН обеспечивает присоединение внешних цепей без средств стабилизации контактного давления согласно ГОСТ 10434–82.

К верхней части токоведущего стержня вводов крепится контактный зажим для обеспечения присоединения плоской шины. Зажимы можно устанавливать в любой ориентации. Зажимы рекомендуется подключать гибкими компенсаторами, снижающими механическую нагрузку на вводы. Контактные зажимы на вводы ВН и НН поставляются по особому требованию потребителя, указываемому при согласовании заказа. Для объектов эксплуатации «ПАО Россети» комплектация контактными зажимами является обязательной.

2.4.15 Пробивной предохранитель, поставляемый по заказу потребителя, предназначен для защиты сети низшего напряжения от попадания повышенного потенциала.

2.4.16 Предохранительный клапан предназначен для уменьшения избыточного давления в баке при увеличении его сверх допустимого.

2.4.17 Для обеспечения уплотнений разъемных частей трансформатора применены прокладки из маслотепломорозостойких материалов. Для объектов эксплуатации «ПАО Россети» в качестве прокладки используются резинотехнические изделия, изготовленные из фторсиликоновых резиновых смесей СП-ФС-82, МТМ-30.

2.4.18 Для контроля уровня жидкого диэлектрика на крышке трансформатора установлен маслоуказатель поплавкового типа.

2.4.19 Для измерения температуры верхних слоев жидкого диэлектрика в баке на крышке трансформатора предусматривается по требованию заказчика установка термометра в предназначенную для этого гильзу.

2.4.20 Для контроля внутреннего давления в баке и сигнализации о превышении давления в баке допустимых величин в трансформаторах ТМГ предусматривается по требованию заказчика установка мановакуумметра. Контакты мановакуумметра проводами соединяются с коробкой клеммной.

2.4.21 При входном контроле, вводе в эксплуатацию, в период эксплуатации не требуется проводить отбор и анализ проб жидкого диэлектрика, залитого в трансформатор.

2.5 МАРКИРОВКА

2.5.1 Маркировка выводов обмоток (фаз вводов) для внешнего присоединения должна быть нанесена способом, обеспечивающим ее долговечность, четкость надписей в течение всего срока эксплуатации, стойкость к атмосферным воздействиям, в соответствии с ГОСТ 18620. Способ нанесения маркировки выводов обмоток (фаз вводов) – выполнение сквозных отверстий на крышке трансформатора. По требованию заказчика допускается иной способ маркировки.

2.5.2 На баке трансформатора по требованию заказчика устанавливаются предупреждающие знаки «Опасность поражения электрическим током», выполненные по ГОСТ 12.4.026. Также по требованию заказчика устанавливаются предупреждающие таблички:

- о наличии горячих поверхностей;
- о запрете переключения под напряжением;
- о местах, при вскрытии которых нарушается герметичность бака;
- о местах строповки трансформатора.

2.5.3 Каждый трансформатор снабжается прикрепленной на видном месте табличкой технических данных. На табличке должны быть указаны следующие данные в соответствии с ГОСТ Р 52719 и СТО 34.01-3.2-011-2021:

- товарный знак (логотип) предприятия-изготовителя;
- знак соответствия при обязательной сертификации продукции;
- наименование изделия (трансформатор);
- заводской номер;
- условное обозначение типа трансформатора;
- обозначение ТУ на трансформатор;
- дата изготовления в соответствии с требованиями ТУ;
- класс энергоэффективности в соответствии с СТО 34.01-3.2-011-2021;

- условное обозначение схемы и группы соединения обмоток;
- номинальная частота, Гц;
- номинальная мощность, кВ•А;
- номинальные напряжения трансформатора (на всех ответвлениях), В;
- пределы регулирования напряжения (диапазоны и ступени регулирования ПБВ);
- номинальные токи обмоток на всех ответвлениях, А;
- напряжение короткого замыкания на основном ответвлении, %;
- уровни изоляции обмоток (наибольшее рабочее напряжение, испытательные напряжения промышленной частоты и полного грозового импульса для внутренней изоляции), кВ;
- полная масса трансформатора, кг;
- масса жидкого диэлектрика, кг;
- масса активной части с крышкой, кг.

Данные должны быть нанесены способом, обеспечивающим долговечность, четкость надписей в течение всего срока эксплуатации, стойкость к атмосферным воздействиям. Способ нанесения информации на таблички технических данных – ударный, гравировка, печать. По требованию заказчика допускается иной способ нанесения.

На каждый трансформатор ударным способом наносится заводской номер на специальной пластине, расположенной на крышке со стороны вводов НН.

2.5.4 Первому положению ПБВ должно соответствовать наибольшее значение номинального напряжения ответвления.

2.5.5 Маркировка места заземления выполняется по ГОСТ 21130. Знак заземления соответствует ГОСТ 21130.

2.5.6 Транспортная маркировка выполняется по ГОСТ 14192 со следующими дополнениями:

- основные, дополнительные и информационные надписи для упакованных демонтированных и запасных частей должны быть нанесены на тару, а для деталей и сборочных единиц, транспортируемых без упаковки – на ярлыки или детали и сборочные единицы;

- виды манипуляционных знаков, наносимых на грузовые места, и места их нанесения должны соответствовать ГОСТ 14192 и технической документации на трансформатор;

- способ нанесения маркировки – окраска по трафарету или ярлыками.

2.6 ПЛОМБИРОВАНИЕ

Пломбирование не допускает разгерметизацию трансформатора. Пломбирование производится свинцовыми пломбами. При изготовлении трансформатора пломбированию подлежит крышка бака (1 болт на крышке).

ВНИМАНИЕ! ПРИ НАРУШЕНИИ ПЛОМБ ПРЕДПРИЯТИЕ-ПОСТАВЩИК ИМЕЕТ ПРАВО СНЯТЬ ГАРАНТИЮ, УСТАНОВЛЕННУЮ ТЕХНИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ.

2.7 УПАКОВКА

2.7.1 Трансформаторы, заполненные жидким диэлектриком, перевозят без упаковки, если иное не требуется заказчику.

2.7.2 Эксплуатационная документация на трансформатор и его комплектующие изделия, транспортируемые с комплектом трансформатора, упакованы согласно ГОСТ 23216. Категория упаковки КУ–2.

2.7.3 Масса каждого грузового места, их габаритные размеры указаны в ведомости комплектации трансформатора.

3 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ

3.1 Условия транспортирования изделий в части воздействия климатических факторов – 8 (ОЖЗ) по ГОСТ 15150. Условия транспортирования в части воздействия механических факторов – С по ГОСТ 23216.

3.2 Трансформаторы отправляются потребителю полностью собранные без установленных дополнительных опций, залитые жидким диэлектриком. Дополнительные опции отправляются совместно с трансформатором при заказе потребителем.

3.3 На время транспортирования вводы ВН и НН оборачивают стретч-пленкой или воздушно-пузырчатой пленкой.

3.4 Эксплуатационные документы, упакованные в плотный полиэтиленовый пакет, обеспечиваю-

щий сохранность в процессе транспортирования и хранения, закрепляют на верхней части трансформатора в свободном месте.

3.5 Трансформаторы отправляются заказчику железнодорожным или автомобильным транспортом. Допускается транспортирование трансформаторов на речных судах или авиатранспортом.

3.6 Крепление трансформатора на транспортных средствах осуществляется в соответствии с правилами, действующими на транспорте соответствующего вида. Настил платформ автомобильного и железнодорожного транспорта должен быть деревянным. Во время транспортировки трансформатор должен опираться на настил платформы транспортного средства всей поверхностью опор. Перевозка трансформатора на катках, установленных в опоры не допускается.

3.7 Недопустима совместная транспортировка с незакрепленным грузом, который может при транспортировке нанести деформацию гофростенкам или повердить покрытие бака.

3.8 Погрузочно-разгрузочные работы необходимо выполнять с соблюдением действующих правил техники безопасности. Строповку трансформатора выполнять согласно схеме строповки за серьги для подъема трансформатора. Места строповки обозначены соответствующим знаком. Работы проводить текстильными стропами для исключения повреждения покрытия.

3.9 На время транспортировки трансформатора катки установлены на балках ярмовых в транспортном положении. Перед установкой катков трансформатор необходимо поднять с помощью подъемного устройства (крана), подложить под трансформатор деревянные блоки. Катки необходимо установить в требуемом направлении для перемещения. Для перемещения трансформатора на катках следует использовать отверстия для буксировки.

ВНИМАНИЕ! Категорически запрещается:

- оказывать любые механические воздействия на стенки бака трансформатора и на проволоку, приваренную к гофростенкам по периметру бака трансформатора;
- поднимать трансформаторы за рым-гайки, предназначенные для раскрепления трансформатора при транспортировке.

4 ХРАНЕНИЕ

4.1 Непосредственно после прибытия к месту назначения произвести осмотр трансформатора и его составных частей, проверить комплектность поставки. При осмотре особое внимание уделить:

- состоянию бака трансформатора, пломбы, уплотнений, запорных устройств, пробок. Все уплотнения, пломба должны быть исправны. На баке и на транспортном средстве не должно быть следов течи жидкого диэлектрика. На баке трансформатора не должно быть вмятин или каких-либо других механических повреждений. Возможно наличие волнистой поверхности стенки изделия, которая является технологической особенностью, образуется в процессе изготовления бака, находится в пределах допустимых допусков и не снижает прочностных характеристик. Трансформатор сохраняет свою функциональность и пригоден к эксплуатации по назначению, что подтверждается результатами испытаний, проводимых перед отгрузкой;
- состояние всех прочих узлов и деталей. Узлы и детали не должны иметь механических повреждений;
- комплекты с составными частями должны храниться в упаковке завода-изготовителя;

4.2 Разгрузку трансформатора производить механизмами и приспособлениями, грузоподъемность которых соответствует массе изделия.

4.3 Работы при разгрузке следует производить с соблюдением требований безопасности и мер, обеспечивающих сохранность изделий.

4.4 Хранение допустимо только на поверхности без уклона.

4.5 При длительном хранении трансформатора необходимо обеспечить контроль состояния трансформатора и составных частей согласно п. 5.2.15 с периодичностью 1 раз в год.

4.6 В случае хранения при отрицательных температурах трансформатор необходимо ставить на подставки, препятствующие его примерзанию к грунту. В случае примерзания необходимо перед строповкой освободить опоры от грунта.

4.7 При отсутствии признаков нарушения герметичности трансформатора после транспортировки и разгрузки, при хранении необходимо контролировать отсутствие течей жидкого диэлектрика.

5 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

5.1 ПОДГОТОВКА ИЗДЕЛИЯ К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ

5.1.1 Меры безопасности

При подготовке к использованию трансформатора необходимо пользоваться ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.2, ГОСТ 12.1.004. ПОТЭУ, РД 34.45-51.300, «Типовыми правилами пожарной безопасности для промышленных предприятий» и «Правилами устройства электроустановок», а также другими локальными и национальными нормативными документами, при выполнении условий, указанных в настоящем руководстве.

Эксплуатация трансформаторов должна проводиться в соответствии с ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.2, ГОСТ 12.1.004, ПУЭ, ПТЭЭП, ПОТЭУ, эксплуатационной документацией производителя и правилами пожарной безопасности для промышленных предприятий.

5.2 ПОДГОТОВКА ТРАНСФОРМАТОРА К МОНТАЖУ

5.2.1 Трансформатор вводится в эксплуатацию без ревизии активной части.

5.2.2 Перед началом работ по подготовке трансформатора и составных частей трансформатора к монтажу необходимо изучить эксплуатационную документацию на трансформатор и его составные части.

ВНИМАНИЕ! Откручивать клапан предохранительный, открывать клапан сливной, кран маховика вакуумметра, демонтировать вводы и совершать иные действия, которые могут стать причиной разгерметизации трансформатора, запрещается.

5.2.3 Перед началом работ по подготовке трансформатора и составных частей трансформатора к монтажу необходимо демонтировать защитные элементы, установленные на время транспортирования и провести внешний осмотр трансформатора и составных частей трансформатора. При обнаружении повреждения трансформатора или составных частей трансформатора, необходимо составить акт и связаться с изготовителем. При обнаружении утерянных составных частей, необходимо составить акт и связаться с изготовителем.

5.2.4 Перед началом работ по подготовке трансформатора и составных частей трансформатора к монтажу необходимо подготовить специальную

площадку или оборудование. При необходимости транспортирования трансформатора от места монтажа до места эксплуатации необходимо подготовить путь.

5.2.5 Перед началом работ по подготовке трансформатора и его составных частей к монтажу необходимо убедиться в наличии требуемого технологического оборудования, приборов, приспособлений, оснасток, инструментов и материалов.

ВНИМАНИЕ! Технологическое оборудование, приборы, приспособления, оснастка, инструменты и материалы изготовителем трансформатора не поставляются.

5.2.6 Перед началом работ по подготовке трансформатора и составных частей трансформатора к монтажу необходимо подготовить проект производства работ, составленный по действующим нормативным документам.

5.2.7 Перед началом монтажа необходимо установить трансформатор на площадку или в оборудование для монтажа.

5.2.8 Перед началом монтажа необходимо очистить изоляторы вводов от грязи и влаги (при наличии) и контактные площадки вводов от консервационной смазки ветошью без ворса, смоченную растворителем на бензиновой основе (например, уайт-спирит).

5.2.9 Установить (при необходимости) катки (при их заказе потребителем) из транспортного положения в рабочее. Перед началом монтажа необходимо очистить оси катков от грязи и влаги (при наличии) и смазать тавотом (солидолом).

5.2.10 Гильза термометра заполнена 20 мл жидкого диэлектрика. При монтаже термометра проверить наличие жидкого диэлектрика и, при необходимости, долить.

5.2.11 При наличии стрелочного термометра, перед монтажом необходимо подготовить и испытать его согласно эксплуатационной документации изготовителя термометра.

5.2.12 При наличии электроконтактного термометра, перед монтажом необходимо подготовить и испытать его согласно эксплуатационной документации изготовителя термометра.

5.2.13 При наличии жидкостного стеклянного термометра, перед монтажом необходимо подготовить его согласно эксплуатационной документации изготовителя термометра.

5.2.14 При наличии пробивного предохранителя, перед началом монтажа необходимо подготовить его согласно эксплуатационной документации изготовителя.

5.2.15 Во время проведения внешнего осмотра трансформатора необходимо:

- 1) Убедиться в целостности всех узлов, отсутствии сколов и трещин на изоляторах;
- 2) Проверить маслоуплотнительные соединения на отсутствие течи визуально;
- 3) Проверить момент затяжки болтовых соединений крышки, вводов ВН и НН с помощью инструмента;
- 4) При обнаружении ослабления крепления, течи жидкого диэлектрика из-под прокладок или пробок подтянуть пробки и гайки соединений (усилия затяжки приведены в приложении Б);

ВНИМАНИЕ! Необходимо убедиться, что красный сигнальный шток поплавка маслоуказателя находится в цилиндрической части прозрачного колпака. Это является подтверждением, что уровень жидкого диэлектрика в трансформаторе находится в допустимых пределах. В противном случае включение трансформатора, его эксплуатация недопустимы. Необходимо выяснить причину снижения уровня жидкого диэлектрика.

Уровень жидкого диэлектрика определяется только по положению сигнального штока поплавка. Отсутствие и наличие жидкого диэлектрика в прозрачном колпаке маслоуказателя не является браковочным признаком.

Если по результатам внешнего осмотра выявлена необходимость доливки в трансформатор жидкого диэлектрика, требуется по СОГЛАСОВАНИЮ С ИЗГОТОВИТЕЛЕМ выполнить операции в соответствии с п. 6.2 настоящего руководства; после этого составить акт и сделать соответствующую отметку в паспорте трансформатора.

5.2.16 Правила и порядок осмотра и проверки готовности изделия к использованию

ВНИМАНИЕ! Без согласования с заводом изготовителем категорически запрещается открывать сливной клапан, снимать вводы, маслоуказатель, предохранительный клапан, совершать другие действия, которые могут привести к разгерметизации трансформатора.

5.2.17 Убедиться, что рукоятка ПБВ установлена в нужное положение и зафиксирована.

5.2.18 Снять транспортную пластиковую скобу с предохранительного клапана (при наличии).

5.2.19 Во всем неоговоренном при подготовке трансформатора к работе и его эксплуатации необходимо руководствоваться правилами устройства электроустановок, правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, стандартом организации и другими нормативными документами на трансформаторы типа ТМГ.

5.3 МОНТАЖ

5.3.1 Монтаж составных частей трансформатора производится без ревизии части активной.

5.3.2 Рекомендации по возможности монтажа трансформатора и составных частей трансформатора при температурах окружающего воздуха ниже плюс 10 °С предоставляются по запросу потребителя.

5.3.3 Установка навесного оборудования

5.3.3.1 При наличии в заказе катков монтировать катки на трансформатор, предварительно приподняв трансформатор. Подъем и опускание трансформатора производить краном соответствующей грузоподъемности.

5.3.3.2 При наличии в заказе термометра, мановакуумметра, предохранителя пробивного при установке руководствоваться инструкцией ЭТ.25288.0018 (входит в комплект эксплуатационной документации).

5.3.3.3 Подключить заземление трансформатора.

5.3.3.4 Подключить вводы ВН и НН.

ВНИМАНИЕ! Подсоединение к вводам ВН и НН должно быть выполнено таким образом, чтобы отсутствовали осевые и изгибающие нагрузки на вводы.

5.4 ПРОВЕДЕНИЕ ПРЕДПУСКОВЫХ ИСПЫТАНИЙ

5.4.1 Все работы по испытаниям трансформаторов производить на окончательно собранном, залитым жидким диэлектриком трансформаторе.

5.4.2 Испытания и измерения производить не ранее, чем через 12 часов после всех работ, при температуре жидкого диэлектрика не ниже плюс 10 °С.

5.4.3 Если температура трансформатора ниже минус 20 °С, то он должен быть нагрет одним из

следующих методов до температуры плюс 10°C:

- размещение в отапливаемом помещении;
- индукционным прогревом за счёт вихревых потерь в стали бака;
- прогревом токами короткого замыкания.

За температуру трансформатора принимается температура верхних слоев масла.

5.4.4 Измерить потери холостого хода трансформатора на номинальном напряжении (при номинальном напряжении менее или равном 380 В) или на малом напряжении (при номинальном напряжении более 380 В). Значения потерь не должны отличаться от паспортных значений более чем на 5%. Методика проведения измерения согласно ГОСТ 3484.1.

5.4.5 Измерить сопротивление изоляции трансформатора. Действительным сопротивлением изоляции является сопротивление, измеренное через 60 с после появления на трансформаторе напряжения, при котором проводили измерение. Дополнительно измерить сопротивление изоляции, измеренное через 15 с после появления на трансформаторе напряжения. Сопротивление изоляции обмоток должно быть не ниже значений, приведенных в таблице 2. Методика проведения измерения согласно ГОСТ 3484.3.

5.4.6 Измерить сопротивления обмоток постоянному току на всех ответвлениях трансформатора. Перед проведением измерения необходимо произвести 5-кратное переключение устройства ПБВ по всему диапазону. Величины сопротивлений обмоток постоянному току, измеренные на одинаковых ответвлениях разных фаз при одинаковой температуре, не должны отличаться более чем на 2%, если иное не указано в паспорте. Методика проведения измерения согласно ГОСТ 3484.1.

5.4.7 Измерить коэффициент трансформации на всех ответвлениях трансформатора. Предельные отклонения значений коэффициентов трансформации, измеренных на одинаковых ответвлениях разных фаз, от нормированных не должны превышать 0,5% для основного ответвления и 1%

на неосновных ответвлениях. Методика проведения измерения согласно ГОСТ 3484.1.

5.4.8 Измерить сопротивление изоляции контрольных цепей (цепи управления и вспомогательные цепи) мегомметром на напряжение 1000 В, при наличии контрольных цепей. Измеренное сопротивление изоляции должно быть не менее 1 МОм.

5.4.9 Испытать контрольные цепи приложенным кратковременным напряжением промышленной частоты величиной 1 кВ в течении 1 минуты.

5.4.10 Результаты испытаний оформить протоколами испытаний.

5.4.11 Испытать трансформатор включением толчком на номинальное напряжение. В процессе трёх включений трансформатора на номинальное напряжение не должны иметь место явления, указывающие на неудовлетворительное состояние трансформатора.

5.4.12 При удовлетворительном проведении испытания включением толчком на номинальное напряжение трансформатор может введен в эксплуатацию.

5.4.13 При неудовлетворительном проведении испытания включением толчком на номинальное напряжение необходимо составить акт и связаться с изготовителем.

5.4.14 Результаты испытаний оформить протоколами испытаний.

5.4.15 При соответствии результатов испытаний трансформатора требованиям настоящего руководства по эксплуатации трансформатор может быть введен в эксплуатацию.

5.4.16 При несоответствии результатов испытаний трансформатора и составных частей трансформатора требованиям настоящего руководства по эксплуатации необходимо обратиться за рекомендациями к изготовителю.

5.4.17 Ввод в эксплуатацию оформить актом с приложением всех протоколов испытаний.

Таблица 2

СОПРОТИВЛЕНИЕ ИЗОЛЯЦИИ ОБМОТОК							
$T_{обм}, ^\circ\text{C}$	10	20	30	40	50	60	70
R60, МОм	450	300	200	130	90	60	40

5.5 ВКЛЮЧЕНИЕ

5.5.1 Если после монтажа прошло более трех месяцев, произвести испытания по п. 5.4.

5.5.2 Перед включением под напряжение необходимо:

- произвести проверку действия всех предусмотренных проектом защит;
- произвести проверку положения арматуры;
- произвести проверку показаний всех средств измерений;
- произвести переключение устройства ПБВ на необходимое ответвление;
- произвести проверку отсутствия посторонних предметов на трансформаторе;
- произвести проверку заземления бака;
- произвести проверку подсоединения к вводам разрядников и ограничителей перенапряжения согласно проекту.

5.5.3 Включение трансформатора под номинальную нагрузку допускается при температуре окружающей среды минус 20 °С и выше. При более низких температурах необходимо для прогрева включить трансформатор в режим холостого хода продолжительностью 12 ч. После этого может быть подключена номинальная нагрузка. В случае простоя трансформатора менее 12 часов после отключения при температуре ниже минус 20 °С допускается включение без предварительного прогрева в режиме холостого хода. Рекомендуется в первые 30 минут работы обратить внимание на состояние трансформатора.

5.5.4 Трансформатор следует отключить в случае:

- повышенного (неравномерного) шума или потрескивания внутри трансформатора;
- ненормально возрастающей температуры масла;
- срабатывания предохранительного клапана;
- появления трещин, отколов на изоляторах или при наличии на них признаков перекрытия;
- других явных признаков нарушения нормального режима работы трансформатора.

5.6 Условия параллельной работы трансформаторов

Параллельная работа трансформаторов допускается, если:

- группы соединения обмоток трансформаторов одинаковы;
- одинаковы напряжения как первичных, так и вторичных обмоток, т.е. коэффициенты трансформации равны или различаются не более чем на $\pm 0,5 \%$;
- напряжения КЗ отличаются не более чем на $\pm 10 \%$;
- произведена фазировка трансформаторов;
- соотношение мощностей трансформаторов не более 1:3.

6 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

6.1 Общие указания

6.1.1 Работающий трансформатор и составные части трансформатора следует подвергать периодическому осмотру и периодическому техническому обслуживанию в течении всего срока службы.

6.1.2 Трансформаторы и составные части трансформаторов без отключения должны осматриваться в следующие сроки:

а) в установках с постоянным дежурным персоналом или с местным персоналом: для главных трансформаторов электростанции и подстанций, основных и резервных трансформатор собственных нужд – один раз в сутки; для остальных трансформаторов – один раз в неделю;

б) в установке без постоянного дежурного персонала – не реже одного раза в месяц, в трансформаторных пунктах – не реже одного раза в шесть месяцев.

6.1.3 В зависимости от местных условий и состояния трансформаторов и составных частей трансформаторов указанные сроки могут быть изменены ответственным персоналом потребителя. При резком снижении температуры окружающего воздуха или других критичных изменений условий эксплуатации необходимо провести внеочередные осмотры трансформаторов и составных частей трансформаторов.

6.1.4 При периодических осмотрах трансформатора и составных частей трансформаторов следует контролировать:

- наличие и состояние пломбы;
- уровень жидкого диэлектрика по маслоуказателю поплавковому;
- состояние маслоуказателя поплавкового: трещины и течи;
- температуру жидкого диэлектрика по термометру (при наличии на трансформаторе);
- состояние вводов (наличие трещин, сколов фарфора, течей жидкого диэлектрика через уплотнения);
- состояние устройства ПБВ: течь, внешний вид рукоятки, свободное вращение рукоятки (только в отключенном состоянии);
- при наличии клапана предохранительного, состояние клапана: течи, внешний вид;
- при наличии термометра, состояние термометра;
- при наличии пробивного предохранителя, состояние пробивного предохранителя;
- при наличии мановакуумметра, состояние мановакуумметра;
- отсутствие течей жидкого диэлектрика;
- отсутствие механических повреждений;

- состояние покрытия;
- наличие постороннего шума;
- состояние заземления.

6.1.5 Периодическое техническое обслуживание должны осуществляться по местным инструкциям, учитывающим специфику конкретного объекта в сроки, установленные в соответствии с местными инструкциями, но не реже, чем 1 раз в 4 года.

6.1.6 При периодическом техническом обслуживании следует:

- Очистить изоляторы, токоведущие части, рёбра гофробака от пыли, грязи;
- Переключить 1 раз переключатель ПБВ по всем положениям;
- Выполнить работы в соответствии с п. 5.2.15.

6.2 Перечень возможных неисправностей в процессе эксплуатации трансформатора по назначению и рекомендации по действиям при их возникновении

6.2.1 Перечень возможных неисправностей в процессе эксплуатации и рекомендации по действиям при их возникновении указан в таблице 3.

6.2.2 Рекомендации по устранению возможных неисправностей в процессе подготовки трансформатора, не приведенные в таблице 3, предоставляется по запросу потребителя.

Таблица 3

ПЕРЕЧЕНЬ ВОЗМОЖНЫХ НЕИСПРАВНОСТЕЙ		
Неисправность	Рекомендации по действиям	Примечание
Положение поплавка маслоуказателя ниже отметки «минимум»	Произвести внешний осмотр трансформатора	ЗАПРЕЩАЕТСЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРА ПРИ УРОВНЕ ЖИДКОГО ДИЭЛЕКТРИКА НИЖЕ УРОВНЯ МИНИМАЛЬНОЙ МЕТКИ! ЗАПРЕЩАЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ НЕ ПОДГОТОВЛЕННОГО ЖИДКОГО ДИЭЛЕКТРИКА!
	При наличии течи жидкого диэлектрика отключить трансформатор, восстановить герметичность трансформатора.	
Превышение температуры жидкого диэлектрика выше 95 °С на термометре	Отключить трансформатор и проверить уровень жидкого диэлектрика после охлаждения трансформатора до температуры окружающей среды.	
	При наличии загрязнения поверхности радиаторов отключить трансформатор, очистить поверхность и включить трансформатор	
	При наличии несоответствия нагрузки восстановить соответствие нагрузки. Зафиксировать длительность работы в режиме перегрузки	

ПЕРЕЧЕНЬ ВОЗМОЖНЫХ НЕИСПРАВНОСТЕЙ

Неисправность	Рекомендации по действиям	Примечание
Сколы или трещины на изоляторах	Слить масло ниже минимального уровня маслоуказателя, заменить изолятор, провести долив масла и вакуумирование согласно п. 6.3, 6.4	
Течь масла из под прокладок, через токоведущие шпильки вводов ВН и НН, через клапан сливной	Протянуть соединения согласно Приложению Б	
Повреждение стеклянного жидкостного термометра	Заменить на аналогичный	
Наличие разрывов термометрической жидкости в столбике термометра жидкостного стеклянного	Разрывы столбика устраняются следующим способом: - осторожным прогревом резервуара термометра до температуры, превышающей верхний предел шкалы не более чем на 15°C с поднятием и соединением разрывов смачивающей жидкости в верхней части капиллярной трубки и последующим медленным охлаждением; - охлаждением резервуара термометра до температуры минус 20°C, не допуская ухода смачивающей жидкости в резервуар. После соединения разрывов термометр быстро, без встряхиваний удаляют из среды с минусовой температурой. При таком способе устранения разрывов термометр должен находиться только в вертикальном положении резервуаром вниз до момента подъема смачивающей жидкости не менее чем до середины шкалы	
Показания термометра стрелочного/термометра электроконтактного при нагреве трансформатора не меняются, не корректны	Заменить прибор на аналогичный	
Отсутствует сигнал с мановакуумметра/термометра электроконтактного	Проверить правильность подключения по схеме электрической принципиальной, протянуть клеммы в коробке клеммной	
Стрелка мановакуумметра стоит неподвижно, как при повышении давления, так и при его спаде	Прочистить канал штуцера, сняв прибор с объекта. Проверить герметичность соединения. Вновь отрегулировать или заменить прибор на аналогичный	
Мановакуумметр не держит давление	Проверить герметичность соединения. Вновь отрегулировать или заменить прибор на аналогичный	
Стрелка мановакуумметра не сразу возвращается на нулевую отметку	Проверить, не погнута ли стрелка или ось стрелки. Выправить стрелку/ось, проверить прибор	

Неисправности в процессе использования трансформатора оформить актами.

6.3 При возникшей в процессе эксплуатации необходимости доливки (заливки) по каким-либо причинам в трансформатор жидкого диэлектрика руководствоваться следующим:

а) работы по доливке производить после выявления и устранения причин снижения уровня жидкого диэлектрика в трансформаторе;

б) работы по заливке производить после выявления и устранения причин выхода из строя трансформатора;

в) электрическая прочность доливаемого/заливаемого жидкого диэлектрика должна быть не ниже 30 кВ, температура – не ниже 10 °С. Остальные технические характеристики должны соответствовать нормативным документам на жидкий диэлектрик.

г) доливка допустима при максимальном понижении уровня жидкого диэлектрика не ниже 50 мм от уровня крышки, в остальных случаях требуется замена жидкого диэлектрика. Уровень жидкого диэлектрика необходимо проверять через патрубок с помощью линейки не менее 50 см. При доливке допускается применение не дегазированного жидкого диэлектрика, допустимого к смешиванию;

д) температура трансформатора в процессе доливки (заливки) должна быть не ниже 10 °С.

6.3.1 При демонтаже трансформатора требуется особое внимание уделять требованиям огнеопасности и взрывоопасности. Перед ослаблением

болтов крышки необходимо создать безопасную зону в 3 метра вокруг трансформатора, в которой должны быть запрещены курение, работа с открытым огнем или другими источниками высоких температур.

Примечание: доливку жидким диэлектриком трансформатора, у которого не истек гарантийный срок эксплуатации, производить только по согласованию с изготовителем.

6.3.2 Применяемые при монтаже уплотнения не должны иметь механических повреждений, растрескиваний и расслоений.

Затяжку метизов уплотнений необходимо производить равномерно по всему периметру. Начинать с длинной стороны, от середины к краям.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ МОНТАЖ УПЛОТНЕНИЙ И ЗАТЯЖКА МЕТИЗОВ УПЛОТНЕНИЙ ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ УПЛОТНЕНИЙ НИЖЕ МИНУС 10 °С!

6.3.3 Требования к качеству свежих жидких диэлектриков для доливки (заливки) указаны в таблице 4.

6.4 Последовательность выполнения операций по доливке в трансформатор жидкого диэлектрика:

а) Демонтировать клапан сброса давления с патрубка и произвести замер уровня жидкого диэлектрика. Последующие операции производить при выполнении условия, изложенного в п. 6.3;

Таблица 4

ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ СВЕЖИХ ЖИДКИХ ДИЭЛЕКТРИКОВ, ПОДГОТОВЛЕННЫХ К ДОЛИВКЕ (ЗАЛИВКЕ) В ТРАНСФОРМАТОР.

Наименование показателя	До заливки
Пробивное напряжение согласно ГОСТ 6581, кВ, не менее класса: – до 15 кВ – до 35 кВ	30,0 35,0
Кислотное число согласно ГОСТ 55985, мг КОН/г масла, не более	0,02
Температура вспышки в закрытом тигле согласно ГОСТ 6356, °С, не ниже	135,0
Влагосодержание согласно ГОСТ 7822, % массы (г/т), не более	0,001(10)
Содержание механических примесей согласно ГОСТ 6370, % (класс чистоты согласно ГОСТ 17216)	Отсутствие
Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С согласно ГОСТ 6581, %, не более	1,7
Содержание водорастворимых кислот и щелочей согласно ГОСТ 6307 (качественно)	Отсутствие
Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-метилфенол или ионол) согласно РД 34.43.105-89, % массы, не менее	0,2
Температура застывания, согласно ГОСТ 20287, °С, не выше	-

- б) ослабить гайки вводов ВН и приподнять уплотнительное кольцо, позволяя выйти воздуху из ввода ВН;
- с) произвести доливку жидкого диэлектрика до полного заполнения патрубка;
- д) затянуть гайки вводов ВН с усилием согласно приложению Б;
- е) установить клапан сбора давления обратно;
- ф) снять крышку со сливного клапана (допускается наличие масла под крышкой сливного клапана и не является отклонением);
- г) отвернуть на 2...3 витка сливную пробку, расположенную в нижней части бака трансформатора, и слить V_t литров для вакуумирования трансформатора (расчет V_t см. в приложении В);
- h) завернуть сливную пробку и крышку сливного клапана, убедиться в отсутствии течи;
- и) тщательно убрать все следы жидкого диэлектрика на крышке бака трансформатора, патрубке, крышке сливного клапана;
- j) сделать соответствующие отметки в паспорте трансформатора

6.5 Последовательность выполнения операций по заливке в трансформатор жидкого диэлектрика:

- а) открыть крышку патрубка, на котором установлен клапан давления, демонтировать его;
- б) перед заливкой трансформатора просушить трансформатор в печи при температуре $(90 \pm 5)^\circ\text{C}$ 12 часов (**Внимание! При наличии термометра, мановакуумметра и коробки клеммной, данные изделия должны быть демонтированы на время сушки**);
- с) осуществить заливку масла через патрубок, не доливая до уровня 3-5 см от торца патрубка (**Внимание! Период времени после сушки не должен превышать 24 часа. При истечении времени 24 часа необходима повторная сушка трансформатора**);
- д) выдержать трансформатор с залитым маслом в течение четырех часов;
- е) дальнейшие действия согласно п. 6.4 п.п. б-j.

7 УТИЛИЗАЦИЯ

7.1 МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ УТИЛИЗАЦИИ

При утилизации трансформатора и составных частей трансформатора дополнительно необходимо пользоваться ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.2, ПОТЭУ, РД 34.45-51.300, «Типовыми правилами пожарной безопасности для промышленных предприятий» и «Правилами устройства электроустановок», а также другими локальными и национальными нормативными документами, при выполнении условий, указанных в настоящем руководстве по эксплуатации.

7.2 ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

Трансформатор утилизировать после длительной эксплуатации, в том случае если капитальный ремонт нецелесообразен.

Утилизацию трансформатора и составных частей трансформатора осуществить согласно национальным законам по охране окружающей среды.

Утилизацию выполнить специализированными компаниями, занимающимися утилизацией трансформаторов и составных частей трансформатора, или потребителем без нанесения вреда окружающей среде.

Составные части трансформатора утилизировать в процессе эксплуатации при их повреждении, в период снятия с гарантии, либо по результатам текущего ремонта.

Жидкий диэлектрик утилизировать или регенерировать без нанесения вреда окружающей среде согласно национальным законам об утилизации или регенерации.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ ВЫЛИВАНИЕ ЖИДКОГО ДИЭЛЕКТРИКА В ВОДОЕМЫ ИЛИ В ПОЧВУ!

Составные части трансформатора, пропитанные жидким диэлектриком, должны быть утилизированы без нанесения вреда окружающей среде согласно национальным законам об утилизации.

Металлоконструкции утилизировать без нанесения вреда окружающей среде согласно национальным законам об утилизации.

Другие составные части трансформатора должны быть утилизированы без нанесения вреда окружающей среде согласно национальным законам об утилизации.

МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫЕ СИСТЕМАТИЧЕСКИЕ И ДОПУСТИМЫЕ АВАРИЙНЫЕ ПЕРЕГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В таблицах А.1–А.7 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 А.8–А.14 приведены значения аварийных перегрузок K_2 и t при различных значениях K_1 и температуры охлаждающей среды $Q_{\text{охл}}$.

В таблице А.15 приведены значения допустимых аварийных перегрузок без учета предшествующей нагрузки.

В таблице А.16 приведены значения допустимых аварийных перегрузок без учета предшествующей нагрузки, не превышающей 0,8 номинального тока.

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

K_1 – начальная нагрузка, предшествующая нагрузке или перегрузке K_2 или нагрузка после снижения K_2 , в долях номинальной мощности $S_{\text{ном}}$ или номинального тока $I_{\text{ном}}$.

K_2 – нагрузка или перегрузка, следующая за начальной нагрузкой K_1 в долях номинальной мощности $S_{\text{ном}}$ или номинального тока $I_{\text{ном}}$.

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

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

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

Таблица 1

НОРМА МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СИСТЕМАТИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. $Q_{\text{охл}} = -20^\circ\text{C}$.

t, ч	K2 при значениях K1=0,25-1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	+	+	+
1,0	+	+	+	+	+	+	+	+
2,0	+	+	1,90	1,96	1,93	1,89	1,85	1,79
4,0	1,70	1,69	1,67	1,66	1,64	1,62	1,60	1,57
6,0	1,56	1,55	1,54	1,54	1,53	1,51	1,50	1,48
8,0	1,48	1,48	1,47	1,47	1,46	1,45	1,45	1,43
12,0	1,41	1,40	1,40	1,40	1,40	1,39	1,39	1,38
24,0	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30

Таблица 2

НОРМА МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СИСТЕМАТИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. $Q_{\text{охл}} = -10^\circ\text{C}$.

t, ч	K2 при значениях K1=0,25-1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	+	+	+
1,0	+	+	+	+	+	+	+	1,95
2,0	1,95	1,92	1,90	1,87	1,83	1,79	1,75	1,69
4,0	1,62	1,61	1,60	1,58	1,56	1,54	1,52	1,48
6,0	1,49	1,48	1,47	1,46	1,45	1,44	1,42	1,40
8,0	1,41	1,41	1,40	1,40	1,39	1,38	1,37	1,36
12,0	1,34	1,34	1,33	1,33	1,33	1,32	1,31	1,31
24,0	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23

Таблица 3

НОРМА МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СИСТЕМАТИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. $Q_{\text{охл}} = 0^{\circ}\text{C}$.								
t, ч	K2 при значениях K1=0,25-1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	+	+	+
1,0	+	+	+	+	+	1,99	1,91	1,80
2,0	1,86	1,83	1,80	1,77	1,74	1,69	1,64	1,56
4,0	1,54	1,53	1,51	1,50	1,48	1,46	1,43	1,38
6,0	1,41	1,40	1,39	1,38	1,37	1,36	1,34	1,31
8,0	1,34	1,33	1,33	1,32	1,31	1,30	1,29	1,27
12,0	1,27	1,26	1,26	1,26	1,25	1,25	1,24	1,22
24,0	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16

Таблица 4

НОРМА МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СИСТЕМАТИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. $Q_{\text{охл}} = 10^{\circ}\text{C}$.								
t, ч	K2 при значениях K1=0,25-1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	+	+	1,84
1,0	+	+	+	2,00	1,94	1,86	1,76	1,60
2,0	1,76	1,73	1,70	1,67	1,63	1,58	1,51	1,40
4,0	1,46	1,44	1,43	1,41	1,39	1,36	1,32	1,25
6,0	1,33	1,32	1,31	1,30	1,29	1,27	1,24	1,20
8,0	1,26	1,26	1,25	1,24	1,23	1,22	1,20	1,17
12,0	1,19	1,19	1,18	1,18	1,17	1,16	1,15	1,13
24,0	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08

Таблица 5

НОРМА МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СИСТЕМАТИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. $Q_{\text{охл}} = 20^{\circ}\text{C}$.								
t, ч	K2 при значениях K1=0,25-1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	1,98	1,81	1,00
1,0	+	1,97	1,92	1,87	1,80	1,71	1,57	1,00
2,0	1,66	1,63	1,60	1,56	1,51	1,45	1,35	1,00
4,0	1,37	1,35	1,34	1,32	1,29	1,25	1,19	1,00
6,0	1,25	1,24	1,23	1,21	1,20	1,17	1,13	1,00
8,0	1,18	1,17	1,17	1,16	1,15	1,13	1,09	1,00
12,0	1,11	1,10	1,10	1,09	1,09	1,08	1,06	1,00
24,0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Таблица 6

НОРМА МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СИСТЕМАТИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. $Q_{\text{охл}} = 30^{\circ}\text{C}$.								
t, ч	K2 при значениях K1=0,25-1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	1,92	1,76	1,27	-
1,0	1,89	1,84	1,79	1,73	1,64	1,51	1,12	-
2,0	1,55	1,52	1,48	1,44	1,38	1,29	1,02	-
4,0	1,28	1,26	1,24	1,21	1,18	1,12	0,97	-
6,0	1,16	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	0,95	-
8,0	1,09	1,08	1,08	1,06	1,05	1,02	0,94	-
12,0	1,02	1,02	1,01	1,00	0,99	0,97	0,92	-
24,0	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	-

Таблица 7

НОРМА МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СИСТЕМАТИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. $Q_{\text{охл}} = 40^{\circ}\text{C}$.								
t, ч	K2 при значениях K1=0,25-1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	1,94	1,84	1,69	1,26	-	-
1,0	1,75	1,70	1,64	1,56	1,44	1,08	-	-
2,0	1,43	1,39	1,35	1,30	1,21	0,96	-	-
4,0	1,17	1,15	1,13	1,09	1,04	0,89	-	-
6,0	1,06	1,05	1,03	1,01	0,97	0,86	-	-
8,0	1,00	0,99	0,98	0,96	0,93	0,85	-	-
12,0	0,93	0,92	0,91	0,90	0,88	0,84	-	-
24,0	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	-	-

Примечание – Обозначение «+» указывает на то, что для данного режима нагрузки допускается любое значение K2 в интервале $1,5 < K2 \leq 2,0$.

НОРМА ДОПУСТИМЫХ АВАРИЙНЫХ ПЕРЕГРУЗОК.

Таблица 8

НОРМА МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СИСТЕМАТИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. $Q_{\text{охл}} = -20^{\circ}\text{C}$.								
t, ч	K2 при значениях K1=0,25-1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
4,0	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
6,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
8,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
12,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
24,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6

Таблица 9

НОРМА МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СИСТЕМАТИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. $Q_{\text{охл}} = -10^{\circ}\text{C}$.								
t, ч	K2 при значениях K1=0,25-1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9
4,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7
6,0	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
8,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
12,0	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
24,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

Таблица 10

НОРМА МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СИСТЕМАТИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. $Q_{\text{охл}} = 0^{\circ}\text{C}$.								
t, ч	K2 при значениях K1=0,25-1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8
4,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6

НОРМА МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СИСТЕМАТИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. $Q_{\text{охл}} = 0^{\circ}\text{C}$.

t, ч	K2 при значениях K1=0,25-1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
6,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
8,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
12,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
24,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

Таблица 11

НОРМА МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СИСТЕМАТИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. $Q_{\text{охл}} = 10^{\circ}\text{C}$.

t, ч	K2 при значениях K1=0,25-1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9
2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,7
4,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5
6,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4
8,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
12,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
24,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

Таблица 12

НОРМА МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СИСТЕМАТИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. $Q_{\text{охл}} = 20^{\circ}\text{C}$.

t, ч	K2 при значениях K1=0,25-1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,8	1,8
2,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6
4,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4
6,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3
8,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
12,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
24,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3

Таблица 13

НОРМА МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СИСТЕМАТИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. $Q_{\text{охл}} = 30^{\circ}\text{C}$.

t, ч	K2 при значениях K1=0,25-1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,7
2,0	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4
4,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3
6,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2
8,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
12,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
24,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2

Таблица 14

НОРМА МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СИСТЕМАТИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. $t_{\text{охл}} = 40^{\circ}\text{C}$.								
t, ч	K2 при значениях K1=0,25-1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7
1,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4
2,0	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3
4,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2
6,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1
8,0	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
12,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
24,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1

УПРОЩЕННЫЕ ТАБЛИЦЫ ДОПУСТИМЫХ АВАРИЙНЫХ ПЕРЕГРУЗОК

Таблица 15

ДОПУСТИМЫЕ АВАРИЙНЫЕ ПЕРЕГРУЗКИ БЕЗ УЧЕТА ПРЕДШЕСТВУЮЩЕЙ НАГРУЗКИ							
t, ч	Перегрузки, в долях номинального тока, в зависимости от эквивалентной температуры охлаждающего воздуха						
	-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	2,0
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7
2,0	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4
4,0	1,8	1,7	1,7	1,6	1,4	1,3	1,2
6,0	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2
8,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
12,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
24,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1

Таблица 16

ДОПУСТИМЫЕ АВАРИЙНЫЕ ПЕРЕГРУЗКИ БЕЗ УЧЕТА ПРЕДШЕСТВУЮЩЕЙ НАГРУЗКИ НЕ ПРЕВЫШАЮЩЕЙ 0,8 НОМИНАЛЬНОГО ТОКА							
t, ч	Перегрузки, в долях номинального тока, в зависимости от эквивалентной температуры охлаждающего воздуха						
	-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	2,0
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7
2,0	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4
4,0	1,8	1,7	1,7	1,6	1,4	1,3	1,2
6,0	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2
8,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
12,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
24,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(СПРАВОЧНОЕ)

МОМЕНТЫ СИЛЫ ПРИ ЗАТЯЖКЕ ГАЕК

Таблица Б.1

МОМЕНТ СИЛЫ ПРИ ЗАТЯЖКЕ ГАЙКИ ВВОДА						
Диаметр шпильки ввода, мм	M12	M20	M30×2	M42×3,00	M48×3,00	M55×3,00
Момент силы, Н*м, ±10%	15	20	60	65	70	85

Таблица Б.2

МОМЕНТ СИЛЫ ПРИ ЗАТЯЖКЕ ГАЕК КРЕПЛЕНИЯ ВВОДА	
Диаметр шпильки ввода, мм	M10
Момент силы, Н*м	15±1

Таблица Б.3

МОМЕНТ СИЛЫ ЗАТЯЖЕК ГАЕК МЕХАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ТРАНСФОРМАТОРА И СОСТАВНЫХ ЧАСТЕЙ ТРАНСФОРМАТОРА			
Диаметр болта, мм	M10	M12	M16
Момент силы, Н*м	35±3	45±4	65±6

Таблица Б.4

МОМЕНТ СИЛЫ ЗАТЯЖЕК ГАЕК КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ТРАНСФОРМАТОРА И СОСТАВНЫХ ЧАСТЕЙ ТРАНСФОРМАТОРА			
Диаметр болта, мм	M10	M12	M16
Момент силы, Н*м	30±3	40±4	60±6

РАСЧЕТ ОБЪЁМА СЛИВАЕМОГО ОБЪЁМА ЖИДКОГО ДИЭЛЕКТРИКА

Объем сливаемого жидкого диэлектрика V_t при вакуумировании (л):

$$V_t = \frac{V_0}{1 - \beta(T_0 - T)}$$

где V_0 – объем слитого жидкого диэлектрика при вакуумировании на заводе-изготовителе (указано в паспорте трансформатора), л;

$\beta=0,0006$ – температурный коэффициент объемного расширения трансформаторного масла, °C-1;

T_0 – температура жидкого диэлектрика, при которой проводилось вакуумирование на заводе-изготовителе (указано в паспорте трансформатора), °C;

T – текущая температура жидкого диэлектрика в трансформаторе, °C.

**УПРАВЛЯЮЩАЯ КОМПАНИЯ АО «ГРУППА СВЭЛ»**

620010, Екатеринбург, ул. Черняховского, стр. 61

Тел.: +7 (343) 253-50-22, 253-50-20

info@svel.ru | svel.ru

**ДЕПАРТАМЕНТ ПРОДАЖ ТРАНСФОРМАТОРОВ
СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ**

620010, Екатеринбург, ул. Альпинистов, стр. 57/2

Тел.: +7 (343) 253-50-21

trafo@svel.ru

ЕДИНАЯ СЕРВИСНАЯ СЛУЖБА

Россия, 620010, г. Екатеринбург,

ул. Черняховского, стр. 61

Тел: +7 (343) 253-50-13

Факс: +7 (343) 253-50-18

e-mail: service@svel.ru

ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВО В ЦЕНТРАЛЬНОМ ФО**Москва**

Тел.: +7 (495) 913-89-00

msk@svel.ru

ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВО В СЕВЕРО-ЗАПАДНОМ ФО**Санкт-Петербург**

Тел.: +7 (812) 602-29-90

spb@svel.ru

ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВО В СИБИРСКОМ ФО**Новосибирск**

Тел.: +7 (383) 230-56-28

nsk@svel.ru

ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВО В ЮЖНОМ ФО И СЕВЕРО-КАВКАЗСКОМ ФО**Краснодар**

Тел.: +7 (861) 203-15-07, 203-15-08

krs@svel.ru

ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВО В ПРИВОЛЖСКОМ ФО**Казань**

Тел.: +7 (843) 202-08-95

kzn@svel.ru

ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВО В КАЗАХСТАНЕ**Астана**

Тел.: +7 (7172) 24-80-34

astana@svel.ru

ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВО В УЗБЕКИСТАНЕ**Ташкент**

Тел.: +998 71 205 89 66

tash@svel.ru

В связи с постоянным совершенствованием продукции мы оставляем за собой право вносить изменения в содержание данного документа без предварительного уведомления.

Актуальную информацию уточняйте у наших специалистов или на сайте компании.