

ЗАО «Группа компаний «ЭЛЕКТРОЩИТ ТМ – Самара»



**Трансформаторы распределительные масляные
типов ТМ, ТМГ
мощностью 100 –2500 кВА
класса напряжения 15 кВ, 20 кВ, 35 кВ
01, 11 серия**

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

ОРТ.142.036 РЭ

Самара

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1 НАЗНАЧЕНИЕ	3
2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ.....	5
3 УСТРОЙСТВО ТРАНСФОРМАТОРА	5
4 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ И ЗАЩИТНЫЕ ПРИБОРЫ.....	7
5 МАРКИРОВКА И ПЛОМБИРОВАНИЕ.....	8
6 УПАКОВКА.....	9
7 УКАЗАНИЕ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ.....	9
8 ПОДГОТОВКА ТРАНСФОРМАТОРА К РАБОТЕ И ПУСК.....	10
9 ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРА	13
10 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ	14
11 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ.....	15
12 УТИЛИЗАЦИЯ	17
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 ЧАСТЬ 1.....	19
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 ЧАСТЬ 2.....	25
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	33
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	36
ПРИЛОЖЕНИЕ 4	40
ПРИЛОЖЕНИЕ 5	42
ПРИЛОЖЕНИЕ 6	43
ПРИЛОЖЕНИЕ 7	44
ПРИЛОЖЕНИЕ 8	47
ПРИЛОЖЕНИЕ 9	48
ПРИЛОЖЕНИЕ 10	49

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее руководство по эксплуатации распространяется на распределительные масляные трансформаторы типов ТМ, ТМГ мощностью от 100 до 2500 кВА включительно, класса напряжения 15 кВ, 20 кВ, 35 кВ, серий: -01, -11.

Руководство по эксплуатации содержит техническое описание, инструкцию по монтажу и эксплуатации и предназначено для использования квалифицированным монтажным и эксплуатационным персоналом, имеющим опыт работы с трансформаторами. Трансформаторы соответствуют требованиям ГОСТ 52719 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия» и ТУ 3411-102-15356352-2009 «Трансформаторы распределительные масляные ТМ(Г) мощностью от 100 до 2500 кВА, классов напряжения 15, 20 и 35 кВ. Технические условия».

При монтаже и эксплуатации изделий дополнительно необходимо пользоваться правилами устройства электроустановок, правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей и межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

1 НАЗНАЧЕНИЕ

1.1 Трансформаторы трехфазные распределительные двухобмоточные типов ТМ, ТМГ мощностью 100 - 2500 кВА с переключением ответвлений обмотки без возбуждения (ПБВ) предназначены для передачи и распределения электроэнергии переменного тока частотой 50 Гц в электросетях напряжением 15, 20 и 35 кВ на напряжение 0.40 кВ.

1.2 Климатическое исполнение конкретного трансформатора указано в паспорте на изделие.

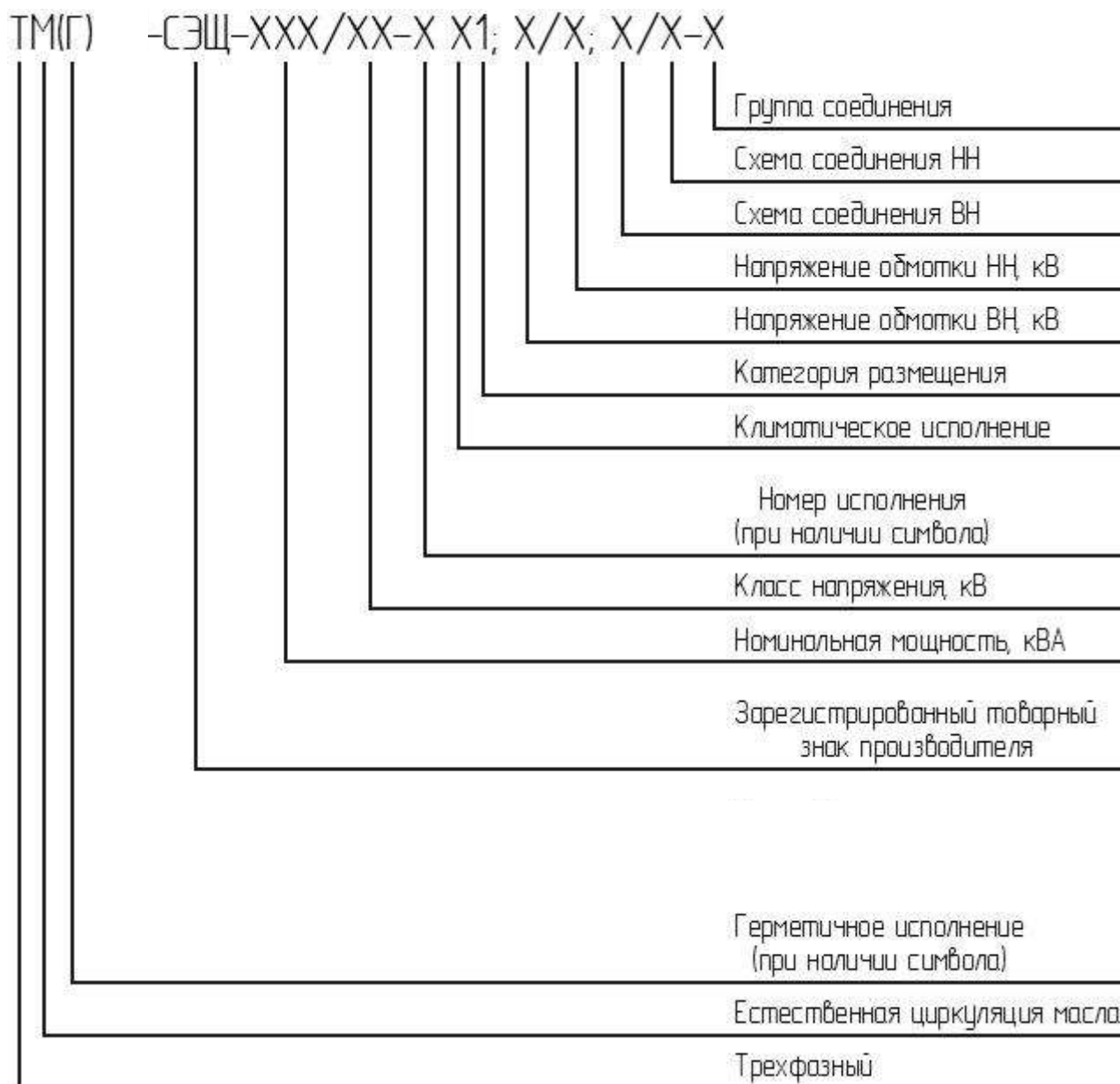
1.3 Трансформаторы могут эксплуатироваться при внутренней и наружной установке в районах с умеренным, умеренно-холодным и тропическим климатом, при этом:

- высота над уровнем моря не более 1000 м;
- режим работы - длительный;
- температура окружающего воздуха:
 - от -45°C до +40°C - для трансформаторов исполнения «У»;
 - от -60°C до +40°C - для трансформаторов исполнения «УХЛ»;
 - от -10°C до +50°C - для трансформаторов исполнения «Т».
- относительная влажность воздуха (по ГОСТ 15543.1):
 - не более 80% при +15°C и 100% при +25°C для трансформаторов исполнения «У»;
 - не более 80% при +15°C и 100% при +25°C для трансформаторов исполнения «УХЛ»;
 - не более 98% при +27°C и 100% при +35°C для трансформаторов исполнения «Т».
- трансформаторы не предназначены для работы в условиях тряски, вибраций, ударов, во взрывоопасной и агрессивной среде.

1.4 Условное обозначение трансформаторов:

Пример условного обозначения трансформатора герметичного исполнения, мощностью 630 кВА, исполнения -11, с напряжением на стороне ВН-35 кВ, на стороне НН- 0,4 кВ, схемой и группой соединения Y/Y_H-0 , климатическим исполнением «У», категорией размещения 1 при заказе и в документации другого изделия:

**«Трансформатор ТМГ-СЭЩ-630/35-11 У1; 35.00/0,40; Y/Y_H-0
ТУ 3411-102-15356352-2009».**



2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

2.1 Тип трансформатора, значение номинальной мощности, номинальных напряжений, номинальных токов, напряжения и потерь короткого замыкания, тока и потерь холостого хода, схемы и группы соединения обмоток, а так же другие технические данные указаны на табличке и в паспорте трансформатора.

2.2 Регулирование напряжения осуществляется переключением ответвлений обмотки без возбуждения (ПБВ) на стороне высокого напряжения в пределах $\pm 2 \times 2,5\%$ от номинального напряжения.

2.3 Габаритные и установочные размеры, масса трансформаторов приведены:

- для серии – 11 класса напряжения 15 и 20 кВ на рисунках 1.1. – 1.6. Части 1 Приложения 1;
- для серий -01, -11 класса напряжения 35 кВ на рисунках 2.1. – 2.8. Части 2 Приложения 1.

3 УСТРОЙСТВО ТРАНСФОРМАТОРА

3.1 В конструкцию трансформаторов входят следующие составные части:

- бак;
- вводы;
- активная часть;
- контрольно-измерительная и защитная аппаратура;
- вспомогательная арматура.

3.2 Бак трансформатора представляет собой металлическую сварную конструкцию прямоугольной формы, состоящую из бака корпуса и крышки.

3.2.1 Корпус состоит из каркаса корпуса, гофрированных стенок и дна. К корпусу приварены строповочные уши. К дну приварены два опорных швеллера. На дне баке предусмотрен ventиль слива масла и два контакта заземления.

3.2.2 На крышке трансформатора ТМГ установлены: вводы ВН и НН, рукоятка переключателя, маслоуказатель, термометр, труба с клапаном сброса давления и строповочные уши.

Мановакууметр с клеммной коробкой устанавливаются на крышке бака по требованию заказчика (схема подключения - в приложении 5).

3.2.3 На крышке трансформаторов ТМ установлены: вводы ВН и НН, рукоятка переключателя, строповочные уши и расширитель, на котором расположены: маслоуказатель, осушитель воздуха и пробка для заливки масла.

Осушитель воздуха поставляется в комплекте с трансформатором и устанавливается непосредственно на месте эксплуатации.

3.2.4 Наружная поверхность корпуса окрашена полиэфирной порошковой краской светло-серого цвета.

3.2.5 Соединение крышки и корпуса - болтовое, уплотнение разъёма - прокладка из маслбензостойкой резины.

3.3 Вводы ВН трансформатора съемные и позволяют производить замену изолятора без подъема активной части при слитом масле.

Вводы НН трансформатора несъемные, но позволяют производить замену верхней части фарфора изолятора без подъема активной части при слитом масле.

К верхней части токоведущего стержня вводов НН (для трансформаторов с установленными вводами на ток 1000 А и выше) крепится специальный контактный зажим с наконечником, обеспечивающий подсоединение плоской шины.

Чертежи вводов приведены в приложении 1 на соответствующие трансформаторы.

3.4 Активная часть состоит из следующих узлов:

- остов;
- обмотки ВН и НН;
- отводы ВН и НН;
- сборочные единицы и детали изоляции;
- переключатель.

3.4.1 Остов трансформатора является конструктивной и механической основой активной части. Основная часть остова - магнитная система, которая состоит из вертикальных стержней, перекрытых сверху и внизу горизонтальными ярмами, в результате чего образуется замкнутая магнитная цепь. Магнитная система шихтуется из листов холоднокатаной электротехнической стали. Стяжка ярмов осуществляется при помощи ярмовых балок и стяжных шпилек.

3.4.2 Обмотки трансформаторов слоевые цилиндрической формы расположены на стержне в следующем порядке, считая от стержня - обмотка НН (низкого напряжения), обмотка ВН (высокого напряжения). Обмотки НН выполняются из алюминиевой или медной ленты и межслоевой изоляцией из бумаги «алмаз» или кабельной бумаги, обмотки ВН - из медного или алюминиевого провода круглого или прямоугольного сечения с эмалевой или бумажной изоляцией и межслоевой изоляцией из кабельной бумаги. Прессовка обмоток осуществляется стяжкой ярмовых балок вертикальными шпильками.

3.4.3 Отводы представляют собой промежуточные токоведущие элементы, обеспечивающие соединение обмоток с вводами и переключателем в требуемую электрическую схему. Соединения обмоток ВН выполняются теми же проводами, что и сами обмотки, соединения НН - алюминиевыми или медными шинами прямоугольного сечения. Схемы соединения обмоток ВН приведены на рис 3.1.

3.4.4 Переключатель предназначен для регулирования напряжения без возбуждения путем соединения соответствующих ответвлений обмоток ВН.

3.4.5 Активная часть крепится шпильками к крышке.

3.5 Трансформатор заполнен под вакуумом трансформаторным маслом марки ГК или ВГ (для климатических исполнений УХЛ, У и Т) и марки АГК «арктическое» (для климатического исполнения ХЛ), с пробивным напряжением не менее 70 кВ. Температура заливаемого масла от 20°C до 60°C. Трансформатор испытан на герметичность избыточным давлением 20 кПа.

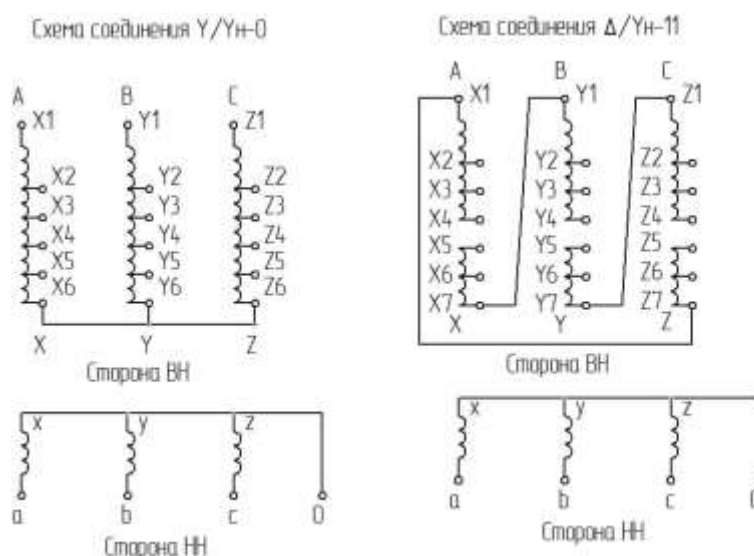


Рис. 3.1. Схемы соединения обмоток ВН.

4 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ И ЗАЩИТНЫЕ ПРИБОРЫ

4.1 Для измерения уровня масла трансформаторы снабжены маслоуказателями: на трансформаторах ТМГ маслоуказатель расположен на крышке, а на трансформаторах ТМ - на боковой стенке расширителя.

Маслоуказатель поплавкового типа с поплавком в прозрачной полимерной колбе располагается на крышке бака герметичного трансформатора ТМГ.

Маслоуказатель стрелочного типа с электрическими контактами для связи с внешними сигнализирующими устройствами располагается на боковой стенке расширителя трансформаторов ТМ.

4.2 Для измерения давления масла в баке герметичные трансформаторы ТМГ снабжаются мановакуумметрами ДА2010Сг. На задней стенке располагается выводящий электрический клеммник.

Мановакуумметр устанавливается по требованию заказчика. Рекомендуемые пределы срабатывания прибора: нижний предел: -0.2 кгс/см^2 ; верхний предел $+0.3 \text{ кгс/см}^2$.

4.3 Трансформаторы герметичного исполнения ТМГ снабжены предохранительным клапаном, срабатывающим при повышении внутреннего давления свыше 30 кПа и обеспечивающим выхлоп газов из трансформатора при внутренних повреждениях.

Предохранительный клапан сброса давления 5СО или его аналог служит для защиты бака трансформатора с расширителем ТМ и устанавливается на расширитель.

4.4 Осушитель воздуха предназначен для очистки от влаги и загрязнений воздуха, поступающего в расширитель при температурных колебаниях. Представляет собой цилиндр, заполненный сорбентом для поглощения влаги из поступающего воздуха, привинчивается к трубке в низу расширителя.

Осушитель воздуха **ЕМ1DB** или его аналог устанавливается на трансформаторах мощностью 1600 кВА и выше. В нормальном состоянии цвет силикогеля в осушителе имеет светло оранжевый оттенок.

4.5 Термометр предназначен для измерения температуры верхних слоёв масла. Устанавливается на крышке бака, щуп термометра погружается в термометрическую трубку на крышке трансформатора. Термометр поставляется в комплекте с трансформатором и устанавливается непосредственно на месте эксплуатации.

Термометр электроконтактный типа ТКП-100Эк-М1 или его аналог с электрическими контактами для связи с внешними сигнализирующими устройствами устанавливается на трансформаторы мощности 100 кВА и выше. По требованию заказчика допускается установка термометра типа ТБП-100 или его аналога на трансформаторы мощностью до 1250 кВА включительно.

4.6 Трансформаторы с расширительными баками типа ТМ мощностью 1600 кВА и выше снабжены **газовым реле С01**. Порядок эксплуатации газового реле указан в приложении 7.

Газовое реле применяется для защиты и отключения масляных трансформаторов в случае образования газов в масле, устанавливается на маслопроводе между баком и расширителем.

4.7 Трансформаторы герметичного исполнения типа ТМГ снабжаются **клеммной коробкой** с выводящими проводами от **мановакуумметра и электроконтактного термометра**.

Клеммная коробка крепится к кронштейну на крышке бака. Выводящие провода от приборов к клеммной коробке уложены в металлорукава. Электрические схемы соединения приборов и клеммников указаны в приложении 5.

4.8 Трансформаторы с расширительными баками типа ТМ снабжаются **клеммной коробкой** с выводящими проводами от **газового реле, маслоуказателя и электроконтактного термометра**.

Клеммная коробка крепится к кронштейну на крышке бака. Выводящие провода от приборов к клеммной коробке уложены в металлорукава. Электрические схемы соединения приборов и клеммников указаны в приложении 6.

5 МАРКИРОВКА И ПЛОМБИРОВАНИЕ

5.1 Маркировка:

- обозначение фаз выполнено на крышке трансформатора у выводов ВН и НН;
- маркировка мест заземления выполнено по ГОСТ 21130.

5.2 Пломбирование:

Пломбирование не допускает разборку трансформатора и слива масла, кроме отбора пробы масла для контроля. При изготовлении трансформатора пломбированию подлежат:

- бак трансформатора на болтах, крепящих крышку с корпусом;
- вентиль слива на боковой стенке дна;
- предохранительный клапан на крышке (у трансформаторов ТМГ);
- предохранительный клапан на расширителе (у трансформаторов ТМ);

- маслоуказатель на крышке (у трансформаторов ТМГ).

ВНИМАНИЕ! При нарушении пломб предприятие-поставщик имеет право снять гарантию, установленную техническими условиями.

6 УПАКОВКА

6.1 Трансформатор отправляют потребителю полностью собранным, залитым трансформаторным маслом. Термометр (при наличии) упаковывается отдельно и крепится под защитным кожухом трансформатора, опломбированным двумя номерными пломбами, вместе с эксплуатационной документацией.

6.2 После прибытия трансформатора к месту разгрузки должен быть проведен его осмотр заказчиком совместно с представителем транспортирующей организации. Проверяются целостность пломб, наличие или отсутствие повреждений на трансформаторе, а также наличие потеков масла на транспортном средстве и баке. При обнаружении повреждений трансформатора составляется акт установленной формы.

7 УКАЗАНИЕ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ

7.1 При монтаже и эксплуатации изделий дополнительно необходимо пользоваться правилами устройства электроустановок, правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей, межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок и правилами пожарной безопасности для промышленных предприятий.

7.2 Трансформатор или его активную часть следует поднимать только за специально предназначенные для этой цели строповочные уши, обозначенные знаком строповки. Активную часть поднимать согласно схеме строповки за строповочные уши на крышке.

7.3 Категорически запрещается:

- производить слив трансформаторного масла;
- поднимать трансформатор с отклонениями от требований настоящего руководства;
- производить переключение при включенном трансформаторе;
- оставлять переключатель в промежуточном положении;
- эксплуатировать трансформатор с неисправными вводами;
- эксплуатировать трансформатор без масла или с пониженным уровнем масла;
- включать трансформатор без заземления корпуса;
- нарушать герметичность трансформатора;

7.4 Необходимо помнить, что трансформаторное масло является быстровоспламеняющимся средством, которое имеет высокую температуру горения и трудно поддается тушению. Поэтому все работы, связанные со сваркой и сушкой следует выполнять очень осторожно, в соответствии с предусмотренными противопожарными правилами. Запрещается производить сварочные работы на баке трансформатора.

тора выше уровня залитого в бак масла. При необходимости указанную работу производить только после заливки трансформатора маслом до уровня выше места сварки на 200 - 250 мм, во избежание воспламенения масла.

7.5 В помещениях, где установлены трансформаторы, не должны храниться легковоспламеняющиеся жидкости, запрещается курить, зажигать спички и пользоваться отопительными приборами с открытым огнем.

7.6 При аварийных ситуациях в трансформаторе - коротком замыкании, возгорании масла, сильном треске, появления подозрительных шумов, потрескиваний и т.п., указывающих на повреждение изоляции, перекрытия изоляции по выводам и обрыва кабелей (проводов), подведённых к выводам трансформатора - необходимо принять меры к отключению трансформатора до выяснения причин и их устранения. Обслуживающему персоналу запрещается приближаться к трансформатору при наличии аварийных ситуаций без проведения отключения.

8 ПОДГОТОВКА ТРАНСФОРМАТОРА К РАБОТЕ И ПУСК

8.1 Трансформатор вводится в эксплуатацию без ревизии активной части.

8.2 Перед включением трансформатора необходимо:

- изучить сопроводительную документацию;
- провести внешний осмотр трансформатора;
- очистить изоляторы от пыли и грязи;
- провести протяжку болтовых соединений, крепящих крышку к каркасу корпуса.

Требования по моменту затяжки болтовых соединений крышки:

Диаметр резьбы	Момент затяжки (не более), Нм
M8	23
M10	44

- проверить затяжку гаек на изоляторах ВН и НН. При обнаружении ослабления крепления маслоуплотнительных соединений, подтянуть гайки соединений.

Требования по моменту затяжки резьбовых соединений изоляторов:

Изолятор	Диаметр резьбы	Момент затяжки (не более), Нм
20/250	M12	14
35/250	M12	14
1/250	M12	14
1/630	M20	24
1/1000	M30x2	36
1/2000	M42x3	50
1/3150	M48x3	50
3/4500	M55x3	50

ВНИМАНИЕ! Для механического крепления изоляторов предназначена нижняя гайка на стержне изолятора.

-проверить наличие масла для трансформаторов ТМГ по положению поплавка маслоуказателя (рис. 8.1);

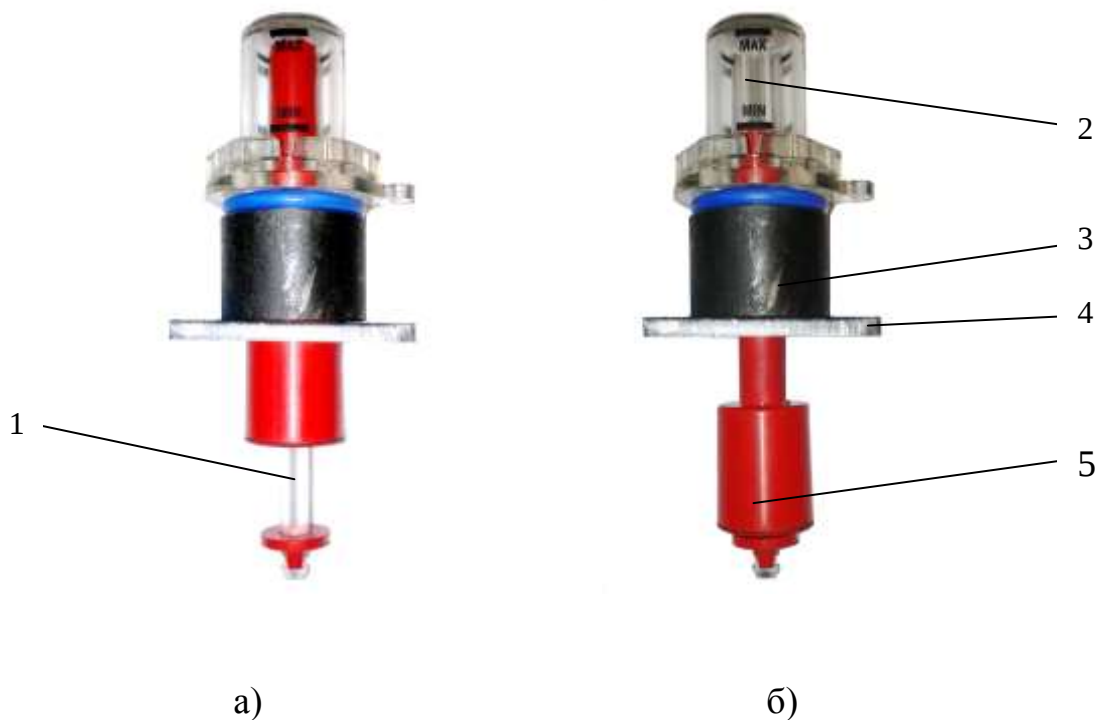


Рис. 8.1 Положения маслоуказателя:

а) Уровень полного заполнения маслом;

б) Аварийный уровень заполнения маслом;

1 – шток; 2 – прозрачная колба; 3 – муфта; 4 – пластина крышки;

5 – поплавок.

-проверить наличие масла для ТМ - по стрелочному маслоуказателю (по отклонению стрелки).

Критерием нормального уровня масла является нахождение поплавка (стрелки) выше минимальной отметки. Допускается наличие масла в колбе маслоуказателя. При недостаточном уровне сообщить об этом производителю.

Для трансформаторов ТМГ в случае нахождения поплавка ниже минимальной отметки при отрицательных температурах окружающей среды, необходимо выполнить следующее: убедиться в отсутствии течи масла из трансформатора, выполнить нагрев трансформатора согласно п. 8.3 до температуры $+10^{\circ}\text{C}$. Если после нагрева уровень масла не восстановился выше минимальной отметки, сообщить об этом производителю;

-установить термометр, предварительно залив в термометрическую трубку трансформаторное масло, используемое в качестве теплоносителя;

- измерить сопротивление изоляции НН - бак, ВН - бак, ВН – НН. Допустимые значения должны быть не ниже значений указанных в «Правилах устройства электроустановок». Измерение производить при температуре изоляции не ниже +10°C. Если температура изоляции ниже +10°C, то, для измерения характеристик изоляции, трансформатор должен быть нагрет согласно п. 8.3.

- измерить сопротивление обмоток постоянному току. Величина сопротивления, не должна отличаться более чем на 2% от величин сопротивления, полученных на таком же ответвлении других фаз, если в паспорте на трансформатор не указано иное значение. Перед измерениями произвести переключения переключателя из первого положения в последнее и обратно для снятия окисных пленок с контактных систем;

- измерить коэффициент трансформации на всех положениях переключателя, установить и зафиксировать переключатель ответвления обмоток в нужном положении;

- произвести отбор пробы масла для трансформаторов ТМ. Отбор производить через вентиль слива в нижней части бака. Определить пробивное напряжение масла, которое должно быть не ниже 25 кВ. Для трансформаторов герметичных ТМГ отбор пробы масла не требуется (может производиться по желанию заказчика). Если отбор пробы масла не осуществлялся, произвести осмотр вентиля слива на наличие подтеков масла. При обнаружении подтеков масла снять защитный колпачок и подтянуть затворный латунный винт с усилием 40-50 Н*м. После взятия пробы масла или подтягивания винта, вентиль слива опломбировать;

- заземлить бак трансформатора.

8.3 Нагрев трансформатора производить одним из следующих методов:

- размещение трансформатора в отапливаемом помещении, с выдержкой в течение суток;

нагрев токами короткого замыкания, согласно ВСН 342-75 «Инструкция по монтажу силовых трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно».

8.4 При подключении кабелей и шин не допускается проворачивание шпилек вводов. Моменты по затяжке резьбового соединения кабелей и шин согласно ГОСТ 10434-82.

Диаметр резьбы	Момент затяжки для болтового соединения (не более), Нм
M8	22
M10	30
M12	40
M16	60
M20	90
M24	130
M30	200
M36	240

Примечание: для болтовых соединений из меди рекомендуется применять крутящие моменты, значения которых в 1,5-1,7 раза превышают установленные в таблице.

ВНИМАНИЕ! Для крепления кабелей и шин предназначены две верхние гайки на шпильке изолятора.

8.5 Ревизию активной части производят в исключительных случаях (при нарушении требований настоящего руководства к транспортированию и хранению, которые привели к появлению дефектов в трансформаторе, и дефекты не могут быть устранены без вскрытия активной части) и только с письменного разрешения предприятия-изготовителя. При несанкционированной предприятием изготовителем ревизии активной части трансформатора, предприятие-изготовитель имеет право снять гарантию, установленную техническими условиями. Порядок проведения ревизии приведен в приложении 4.

9 ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРА

9.1 Эксплуатация трансформатора осуществляется по местным инструкциям, требования которых не должны противоречить требованиям ГОСТ 52719 и техническим условиям на трансформатор.

9.2 Трансформаторы должны выдерживать аварийные перегрузки и систематические нагрузки по двухступенчатому суточному графику с нормальным сокращением срока службы согласно Приложению 10.

9.3 Трансформаторы должны выдерживать превышения напряжения, подводимого к любому ответвлению обмотки ВН, над номинальным напряжением данного ответвления:

- продолжительно, не более чем на 5% - при мощности не выше номинальной;
- эпизодически (но не более 6 часов в сутки), не более чем на 10% - при мощности не выше номинальной.

9.4 Изменение положения переключателя производить только на отключенном от сети со стороны ВН и НН трансформаторе/

Последовательность переключения положений переключателя с исходного положения следующая :

- приподнять ручку переключателя вверх, провести прокручивание переключателя 3-5 раз по всем положениям в одну и другую стороны;
- установить переключатель в нужное положение и опустить ручку до упора. Правильность выбранного положения переключателя указывает цифра, расположенная на ручке переключателя, она должна находиться напротив указателя;
- проверить отсутствие разрыва «цепи» фаз обмоток ВН мегомметром.

Номер положения переключателя напротив указателя соответствует следующим значениям напряжения ВН:

цифра 1	напряжение ВН + 5.0 %
цифра 2	напряжение ВН + 2.5 %
цифра 3	напряжение ВН номинальное
цифра 4	напряжение ВН - 2.5 %
цифра 5	напряжение ВН - 5.0 %

9.5 Ненормальные режимы работы трансформатора. При обнаружении явных признаков повреждения (потрескивание, щелчки и другие признаки повреждения внутри бака) необходимо немедленно отключить трансформатор. Произвести внешний осмотр и проверку трансформатора (измерение сопротивления изоляции, сопротивление обмоток постоянному току, испытание масла и др.) для выяснения причин повреждения. Включать его в работу можно только после устранения выявленных неисправностей.

Если при осмотре будет обнаружена течь масла, необходимо принять меры к её устранению. Вывести трансформатор из работы для устранения течи и доливки масла.

При выявлении перегрева масла, произвести осмотр трансформатора и проконтролировать величину нагрузки.

9.6 Гарантийный срок эксплуатации устанавливается пять лет со дня ввода в эксплуатацию, но не более 5,5 лет со дня отгрузки, если иной срок не оговорен в договоре на поставку данного трансформатора.

9.7 Капитальный ремонт трансформатора при нормальной эксплуатации не предусматривается.

9.8 Полный срок службы трансформатора при нормальной эксплуатации в соответствии с требованиями настоящего РЭ и ТУ – 30 лет.

9.9 В герметичных трансформаторах ТМГ трансформаторное масло может не заменяться во всём сроке эксплуатации.

10 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

10.1 Трансформатор, находящийся в эксплуатации, должен систематически подвергаться текущему контролю работы при нагрузке и плановым профилактическим осмотрам и ремонтам.

10.2 Периодический внешний осмотр трансформатора должен происходить в соответствии с правилами технической эксплуатации установок потребителей.

Внеочередные осмотры - при ненормальных режимах работы по п. 9.5.

10.3 При осмотрах необходимо проверять:

- состояние изоляторов (определяя наличие или отсутствие трещин, сколов фарфора, течей масла через уплотнение);
- состояние крепления контактных клемм вводов и ошиновки;
- температуру масла и соответствие уровня масла в расширителе (при наличии расширителя);
- состояние силикагеля в осушителе (при наличии);
- характер гудения трансформатора (во время работы должен быть слышен умеренный, равномерно гудящий звук, без резкого шума и треска);
- состояние заземления;
- целостность измерительных и защитных приборов (маслоуказателя, клапана сброса давления);
- состояние фланцевых соединений бака и прочих узлов трансформатора.

10.4 Профилактические осмотры и ремонты необходимо проводить согласно «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей» и «Нормам испытания электрооборудования».

10.5 В объем профилактического ремонта входит:

- наружный осмотр и устранение обнаруженных дефектов, поддающихся устранению на месте;
- чистка изоляторов и бака;
- проверка уплотнений;
- при образовании конденсата на внутренней поверхности места крепления крышки с каркасом корпуса подтянуть гайки на болтах, крепящих крышку с каркасом корпуса, требования по моменту затяжки болтовых соединений крышки:

Диаметр резьбы	Момент затяжки (не более), Нм
M8	23
M10	44

- при образовании капельного конденсата в месте соприкосновения изолятора и корпуса, подправить изоляторы, подтянуть нижнюю гайку на стержне изолятора, требования по моменту затяжки резьбовых соединений изоляторов см. п. 8.2;

- ВНИМАНИЕ! Для механического крепления изоляторов предназначена нижняя гайка на стержне изолятора;

- прокрутка переключателя по всему диапазону (не менее 10 циклов).

В случае, если для устранения неисправности необходимо проводить работы на активной части трансформатора - руководствоваться указаниями приложения 4 данного руководства.

11 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

11.1 Транспортирование

11.1.1 Условия транспортирования в части механических воздействий по группе «С» ГОСТ 23216, в части воздействия климатических факторов - по группе условий хранения 8 ГОСТ 15150.

Трансформаторы отправляются потребителю полностью собранные, залитые маслом.

11.1.2 На время транспортирования вводы высокого и низкого напряжения закрыты стальным кожухом.

Внутри кожуха вложены: эксплуатационные документы, упакованные в плотный полиэтиленовый пакет, обеспечивающий сохранность в процессе транспортирования и хранения, комплектующие (на заказ).

11.1.3 Перевозка трансформаторов осуществляется железнодорожным, водным, автомобильным транспортом в соответствии с указаниями, изложенными в договоре на поставку.

11.1.4 Перевозку трансформаторов автомобильным транспортом соответствующим

щей грузоподъёмности производить по шоссейным дорогам с твёрдым покрытием со скоростью не более 60 км/ч, по грунтовым дорогам со скоростью не более 40 км/ч.

11.1.5 Число перегрузок трансформатора - не более четырёх.

11.1.6 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 опорных швеллеров на дне корпуса. Перевозка трансформатора на катках не допускается.

11.1.7 Крепление трансформатора на автомобиле должно производиться согласно схеме раскрепления (Приложение 3). В качестве растяжки использовать стальную проволоку диаметром 6 мм. Растяжки крепятся к строповочным крючкам кузова автомобиля и строповочному уху трансформатора согласно схеме строповки.

В качестве распорок использовать деревянные брусья, крепящихся к деревянному настилу платформы гвоздями.

Не допускается транспортирование трансформаторов, не раскреплённых относительно транспортных средств.

11.1.8 Расчет крепления трансформатора на транспортном средстве должен быть произведён из условий воздействия на него следующих удельных инерционных усилий:

- в продольном направлении - 1000 кгс на тонну массы трансформатора;
- в поперечном и вертикальном направлении - 330 кгс на тонну массы трансформатора.

В процессе транспортирования воздействия на трансформатор не должны превышать вышеуказанные удельные инерционные усилия, в том числе при перевозке в составе ячейки.

11.1.9 Погрузочно-разгрузочные работы необходимо выполнять соответствующим образом с соблюдением действующих правил техники безопасности. Стропить трансформаторы согласно схеме строповки за строповочные уши. Места строповки обозначены соответствующим знаком.

11.1.10 Для трансформаторов мощностью от 630 кВА поднимать трансформатор за технологические уши на крышке трансформатора **КАТЕГОРИЧЕСКИ ЗАПРЕЩАЕТСЯ**.

11.1.11 **ВНИМАНИЕ!** Необходимо оберегать от механических воздействий гофростенку бака, так как она изготовлена из тонколистовой стали.

11.1.12 Трансформатор не кантовать. При перевозке железнодорожным транспортом с горки не спускать.

11.2 Осмотр после прибытия.

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

- состоянию бака трансформатора, пломб, уплотнений, запорных устройств, пробок. На баке трансформатора не должно быть вмятин или каких-либо других по-

вреждений. Все уплотнения и пломбы должны быть исправны. На баке и на транспортном средстве не должно быть следов течи масла;

- состояние всех прочих узлов деталей. Узлы и детали не должны иметь механических повреждений.

11.3 Разгрузка.

11.3.1 Разгрузку трансформатора производить подъёмным краном соответствующей грузоподъёмности. Схемы строповки трансформаторов приведены в приложении 3.

11.3.2 Работы при разгрузке следует производить с соблюдением требований безопасности и мер, обеспечивающих сохранность составных частей.

11.4 Хранение.

11.4.1 Необходимо принять меры по сокращению до минимума времени нахождения трансформатора в транспортном состоянии.

11.4.2 При хранении трансформатора необходимо обеспечить регулярный контроль состояния трансформатора и составных частей.

11.4.3 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.

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

При хранении трансформатора ТМ более года необходимо контролировать величину пробиваемого напряжения масла из бака трансформатора. Величина пробиваемого напряжения масла из бака трансформатора должна быть не ниже 25 кВ.

12 УТИЛИЗАЦИЯ

12.1. Трансформатор подлежит утилизации при принятии решения о нецелесообразности его ремонта по окончании срока службы и в случае выхода из строя.

12.2. Утилизация проводится специализированными организациями или «Заказчиком».

12.3. Возможна частичная утилизация при оценке технического состояния составных частей и материалов для дальнейшего использования в качестве ЗИП.

12.4. Утилизация составных частей и материалов требуется в процессе эксплуатации в результате поломки, после снятия с гарантии, либо по результатам текущего ремонта.

12.5. При утилизации трансформатора «Заказчиком» необходимо:

- отработанное трансформаторное масло слить в технологические емкости и направить на регенерацию. Регенерацию масла производить в специализированных предприятиях, либо силами «Заказчика», при наличии технологического оборудования;

- металлические составные части трансформатора (медь и алюминий обмоток и отводов, сталь электротехническую и конструкционную) сдать на предприятия по переработке цветных и черных металлов;
- фарфоровые изоляторы, электрокартон, резиновые уплотнения, пластмассовые материалы, силикагель (для трансформаторов ТМ) отправить на полигон твердых бытовых отходов.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ЧАСТЬ 1

ГАБАРИТНЫЕ, УСТАНОВОЧНЫЕ И ПРИСОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ
ТРАНСФОРМАТОРОВ СЕРИИ –11 КЛАССОВ НАПРЯЖЕНИЯ 20 КВ И 15 КВ

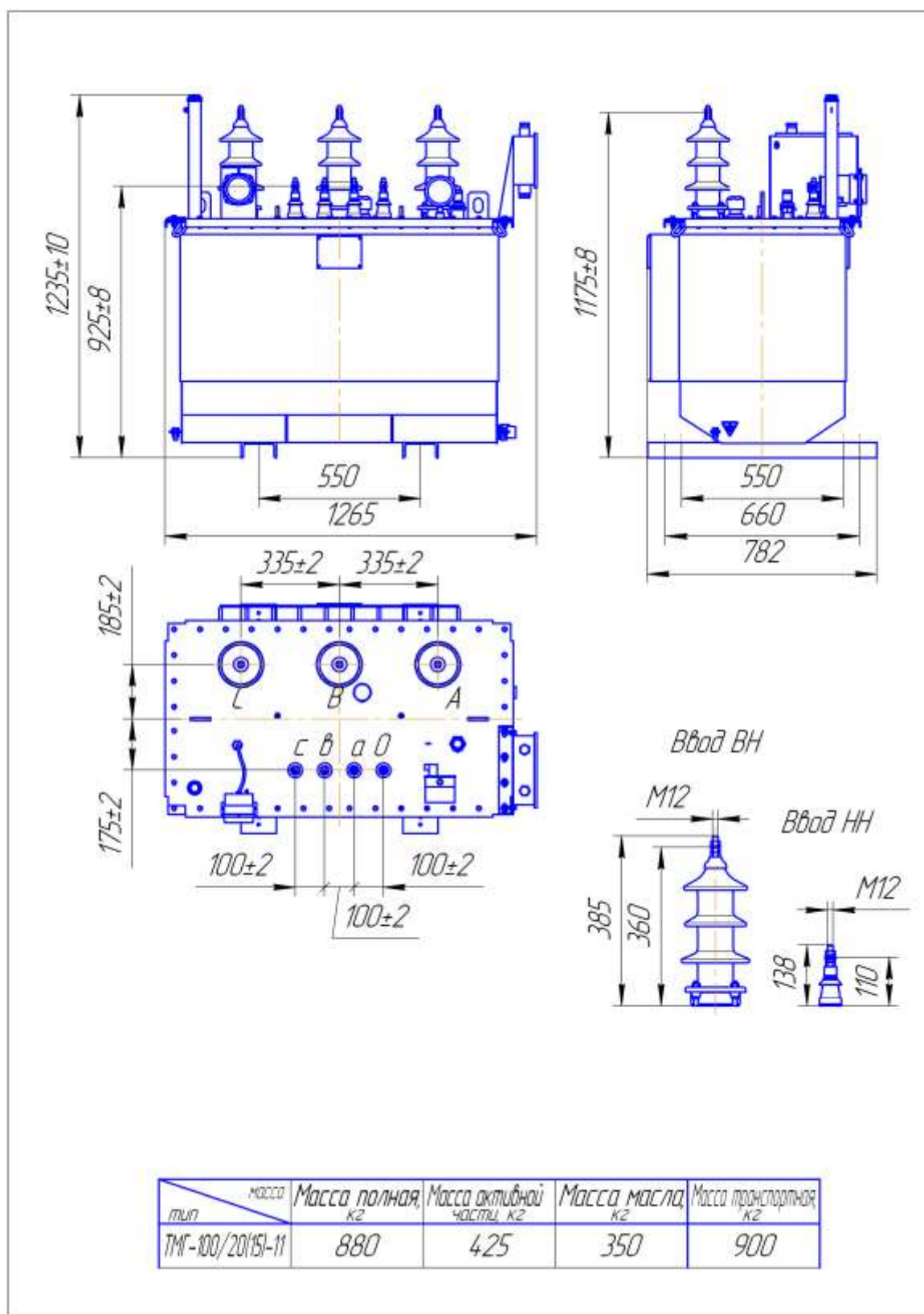


Рис. 1.1. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТМГ - 100/20-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1, ЧАСТИ 1

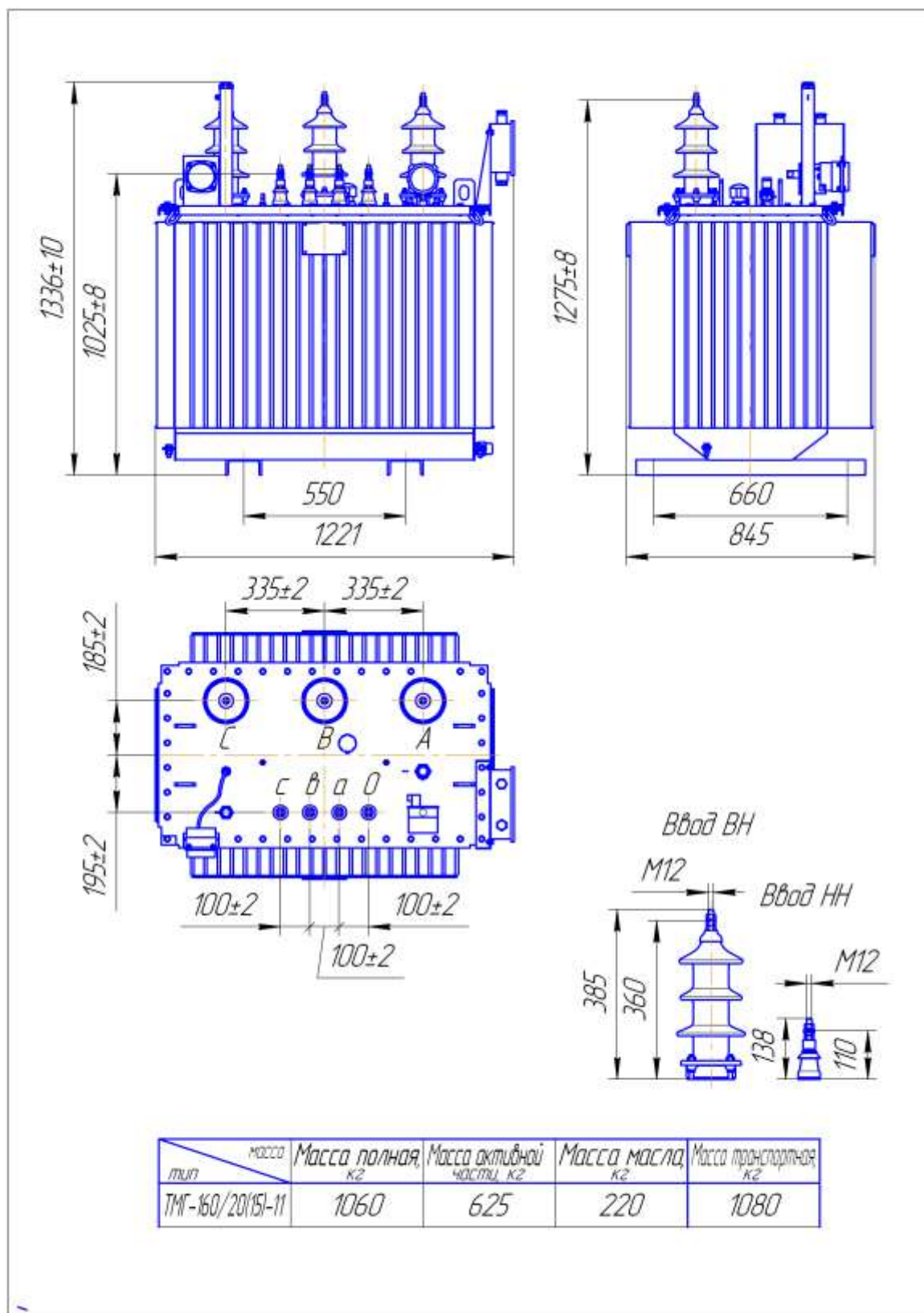


Рис. 1.2. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТМГ - 160/20-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1, ЧАСТИ 1

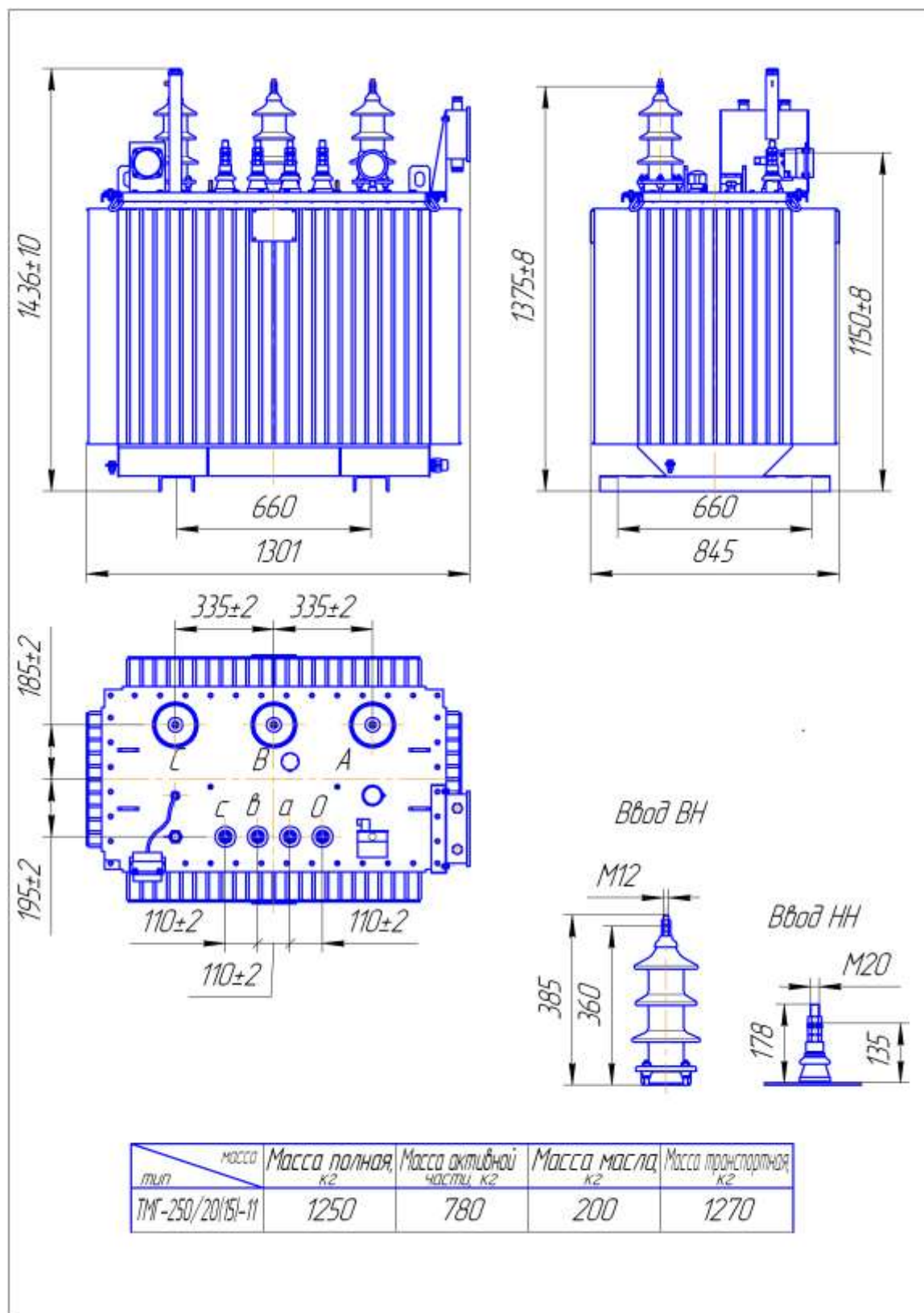


Рис. 1.3. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТМГ - 250/20-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1, ЧАСТИ 1

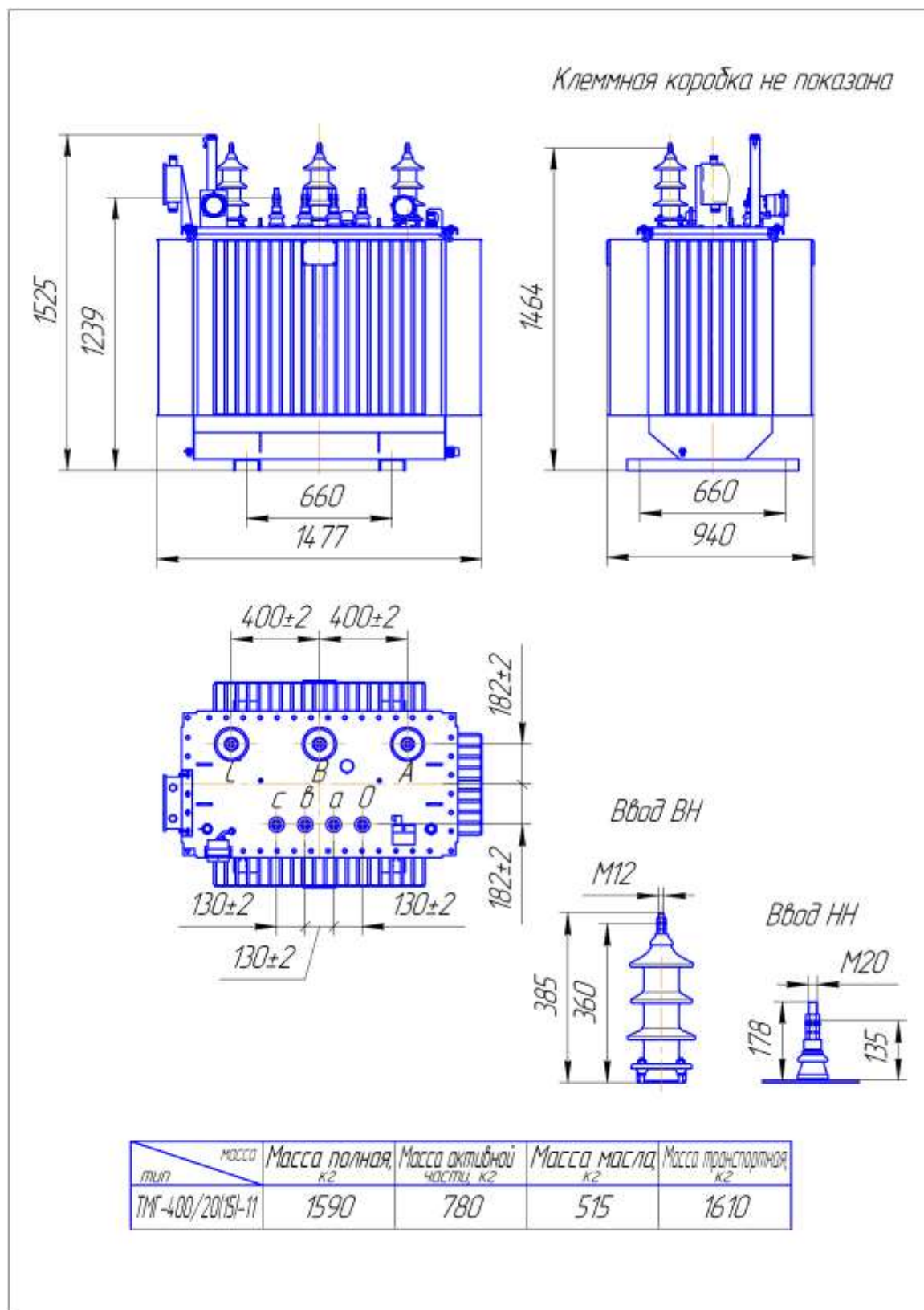


Рис. 1.4. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТМГ - 400/20-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1, ЧАСТИ 1

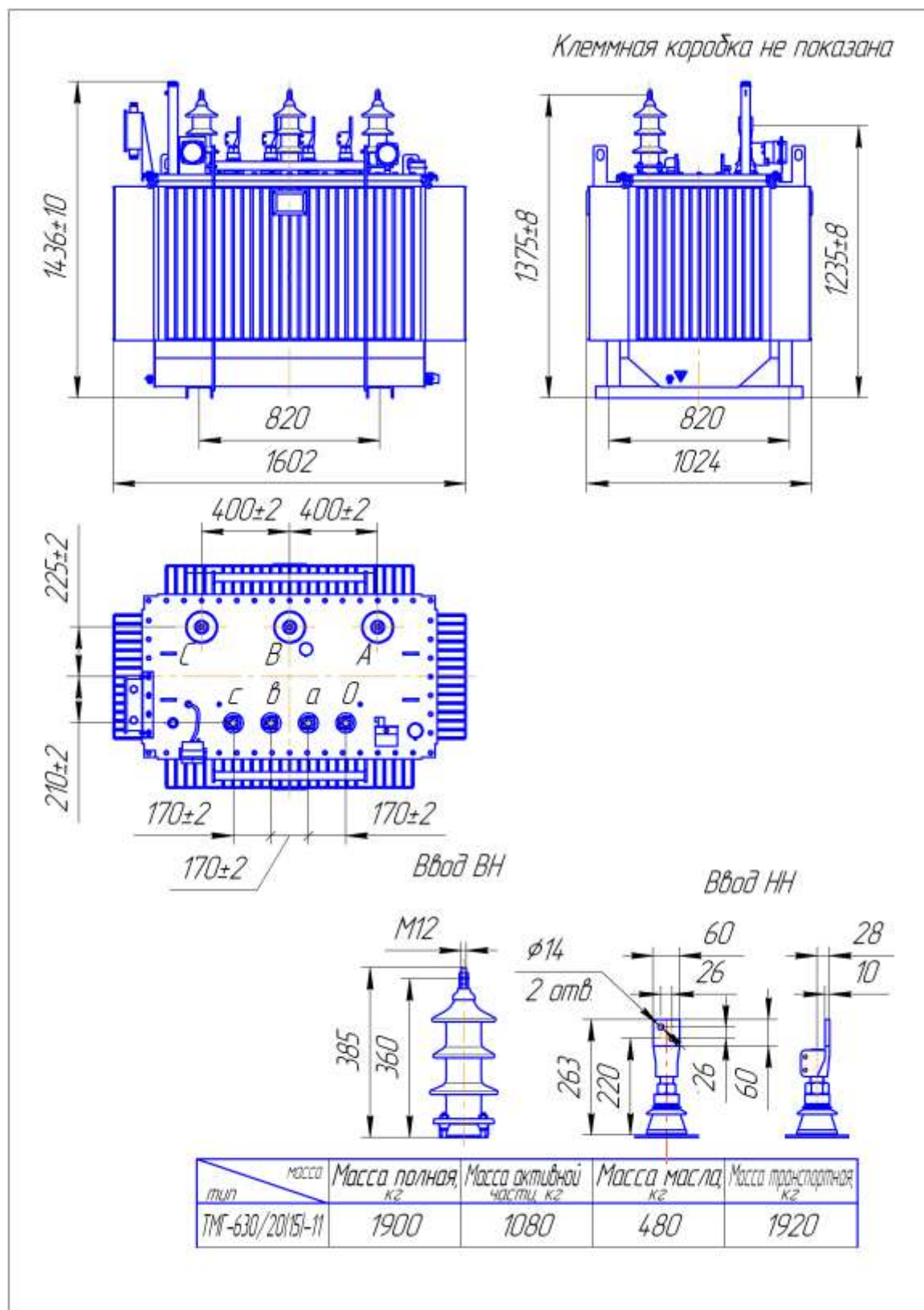


Рис. 1.5. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТМГ - 630/20-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1, ЧАСТИ 1

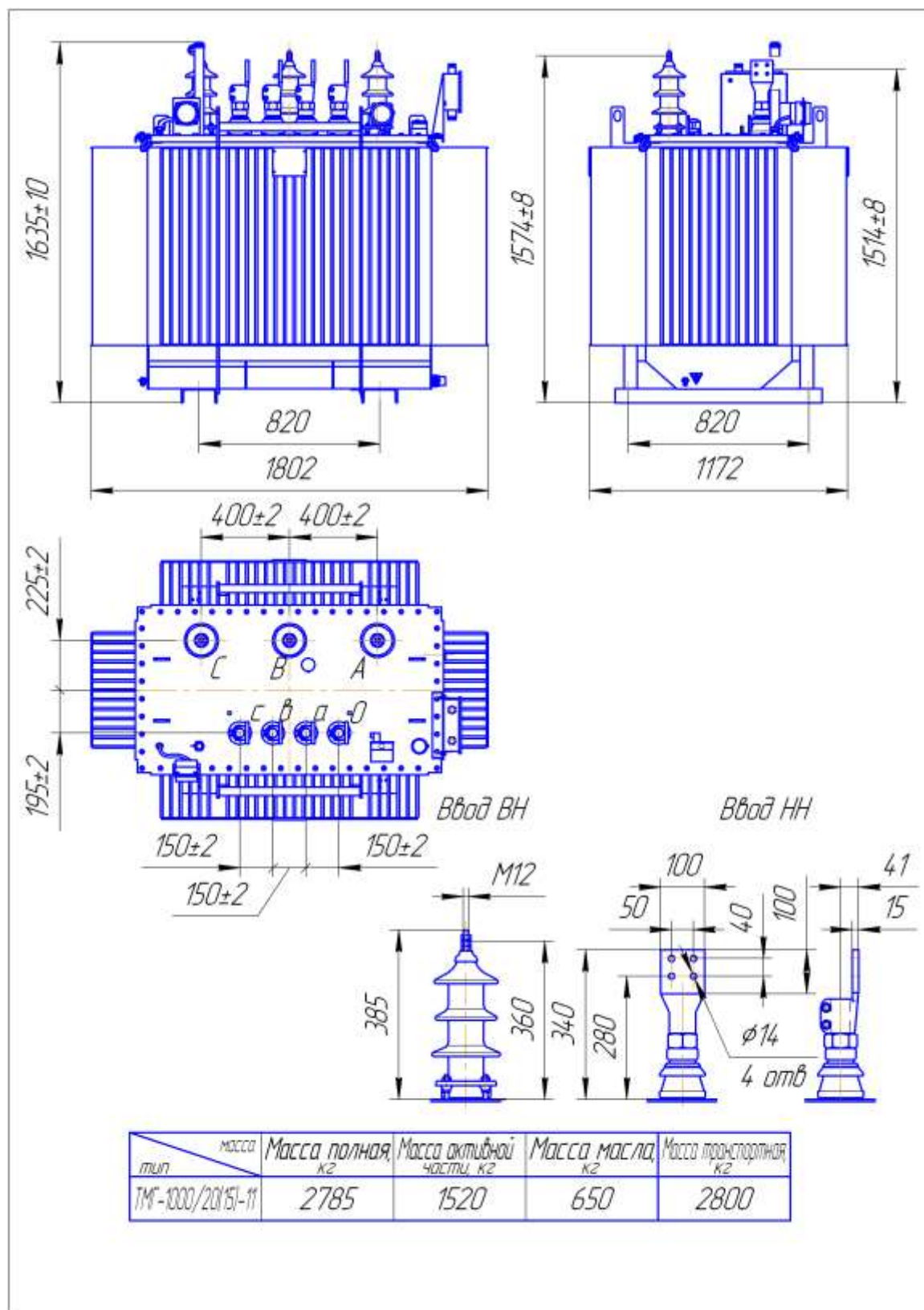


Рис. 1.6. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТМГ - 1000/20-11

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ЧАСТЬ 2

ГАБАРИТНЫЕ, УСТАНОВОЧНЫЕ И ПРИСОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ
РАЗМЕРЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ СЕРИИ –11 КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ 35 КВ

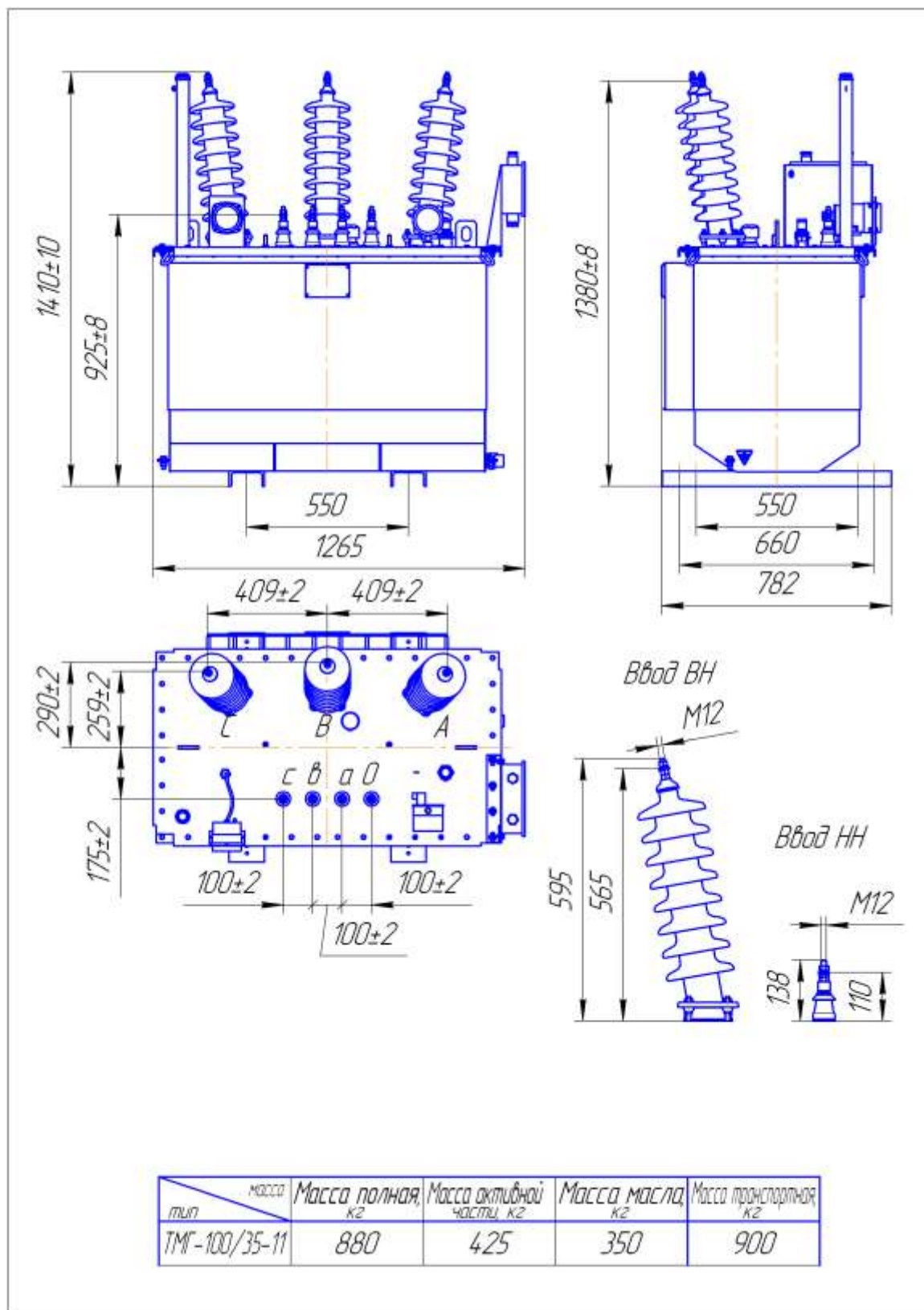


Рис. 2.1. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТМГ - 100/35-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1, ЧАСТИ 2

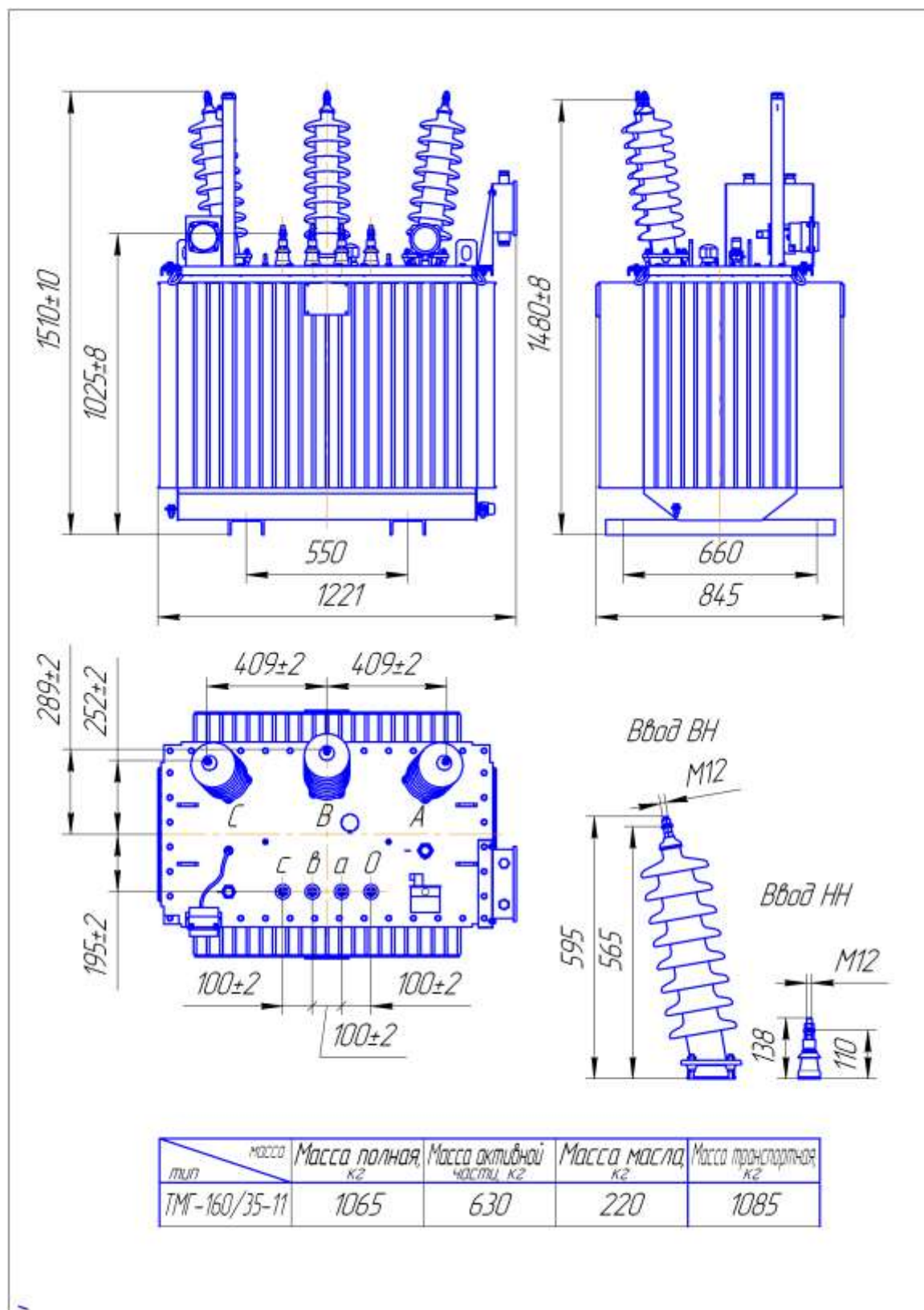


Рис. 2.2. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТМГ - 160/35-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1, ЧАСТИ 2

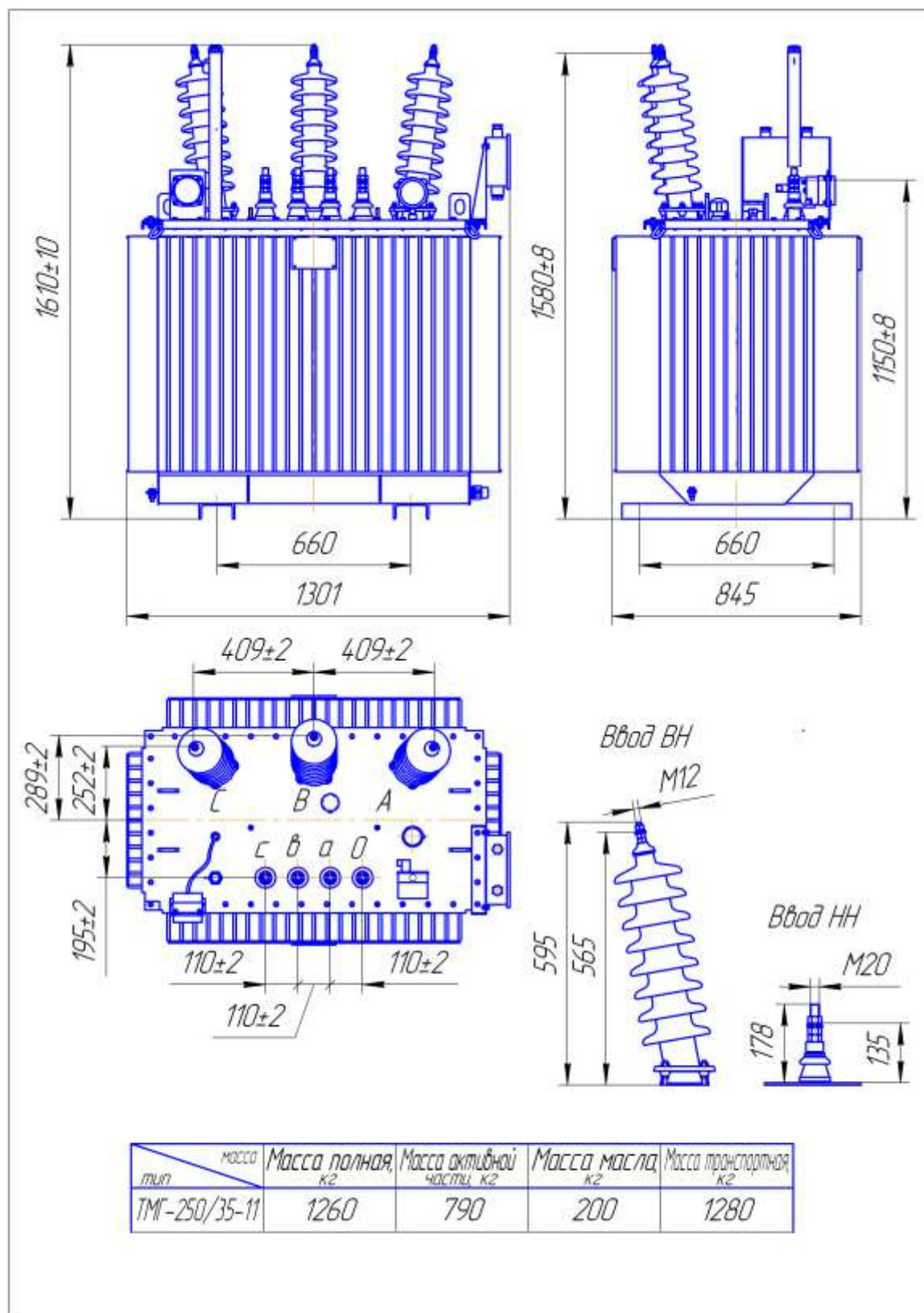


Рис. 2.3. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТМГ - 250/35-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1, ЧАСТИ 2

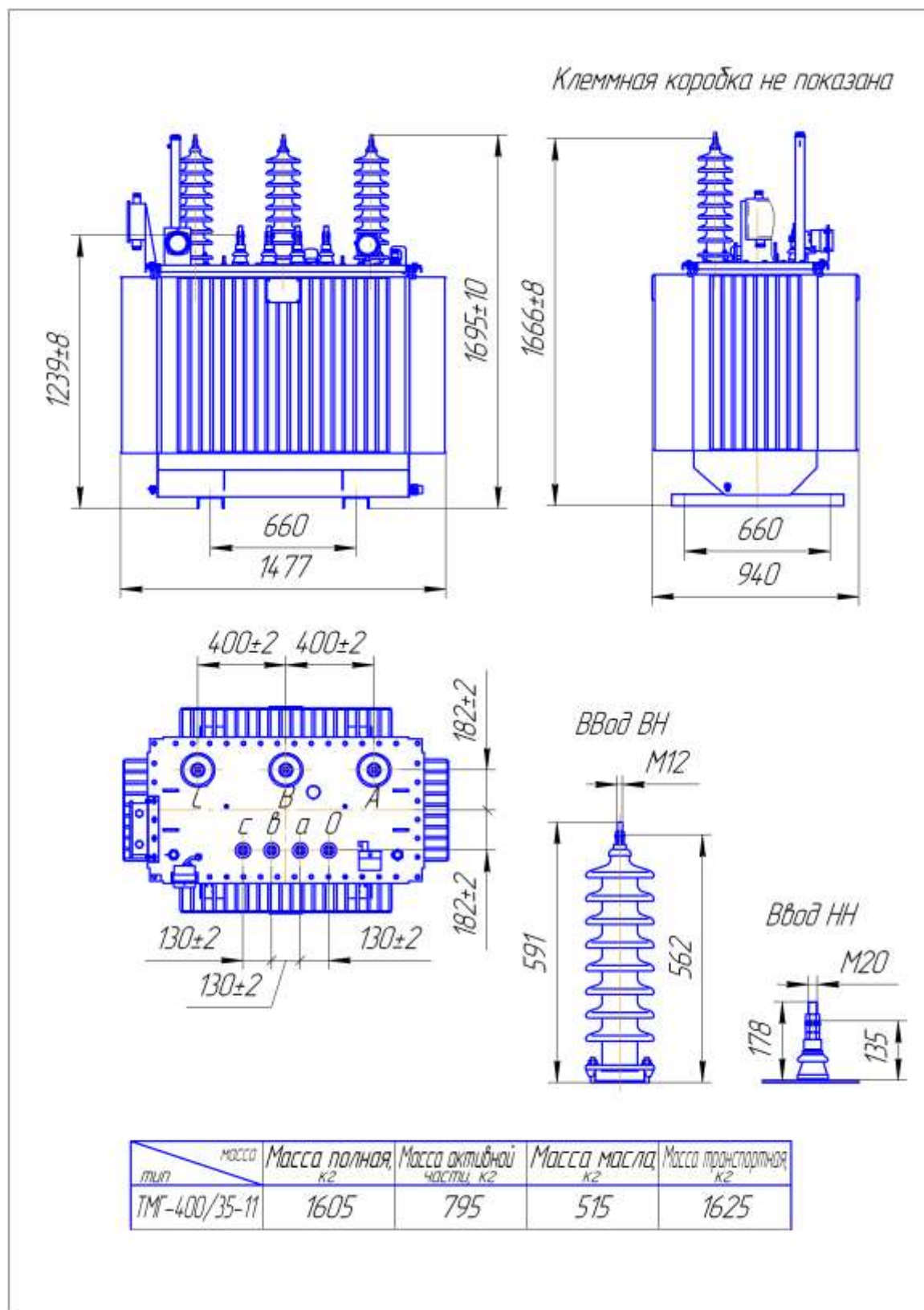


Рис. 2.4. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТМГ - 400/35-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1, ЧАСТИ 2

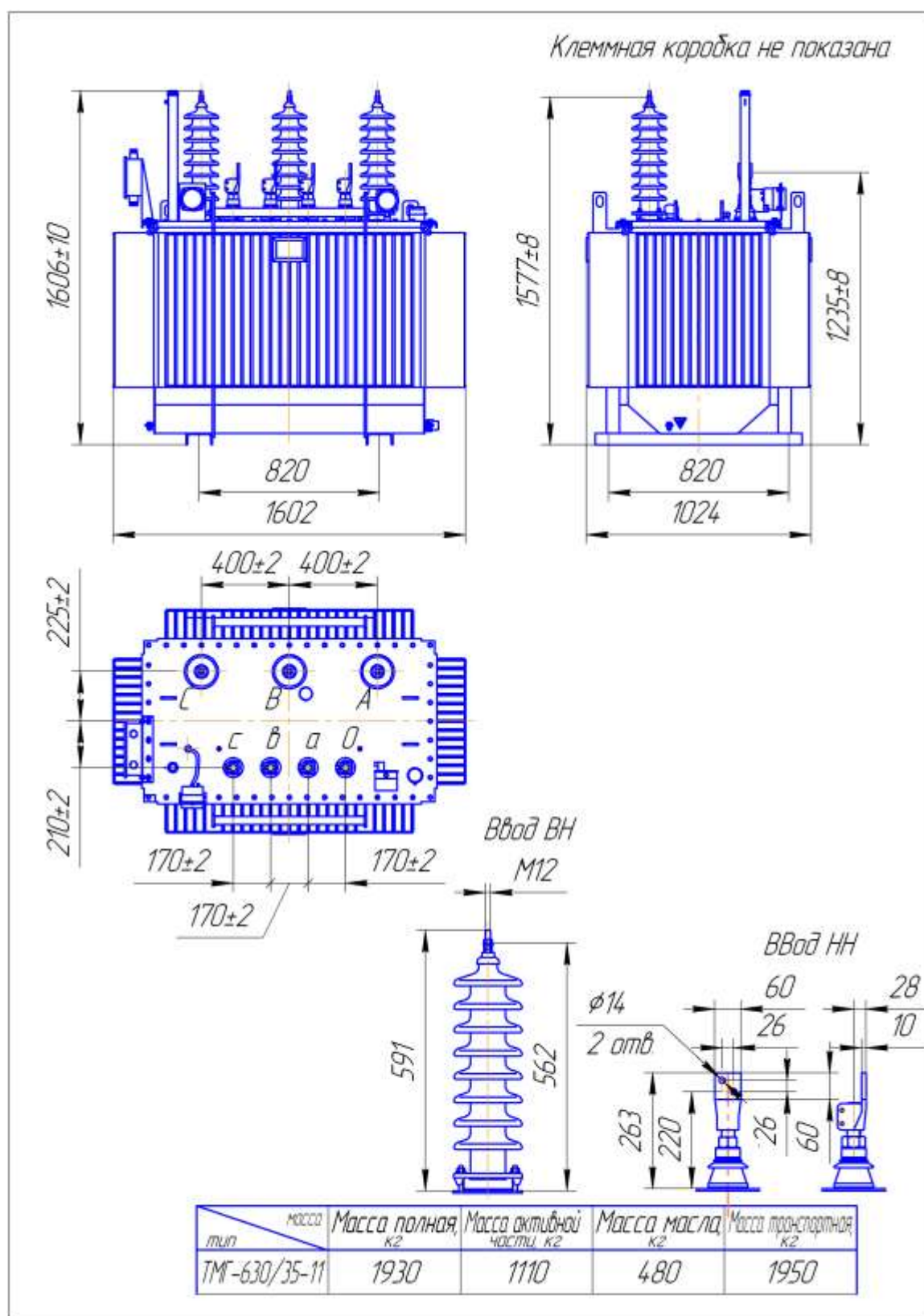


Рис. 2.5. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТМГ - 630/35-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1, ЧАСТИ 2

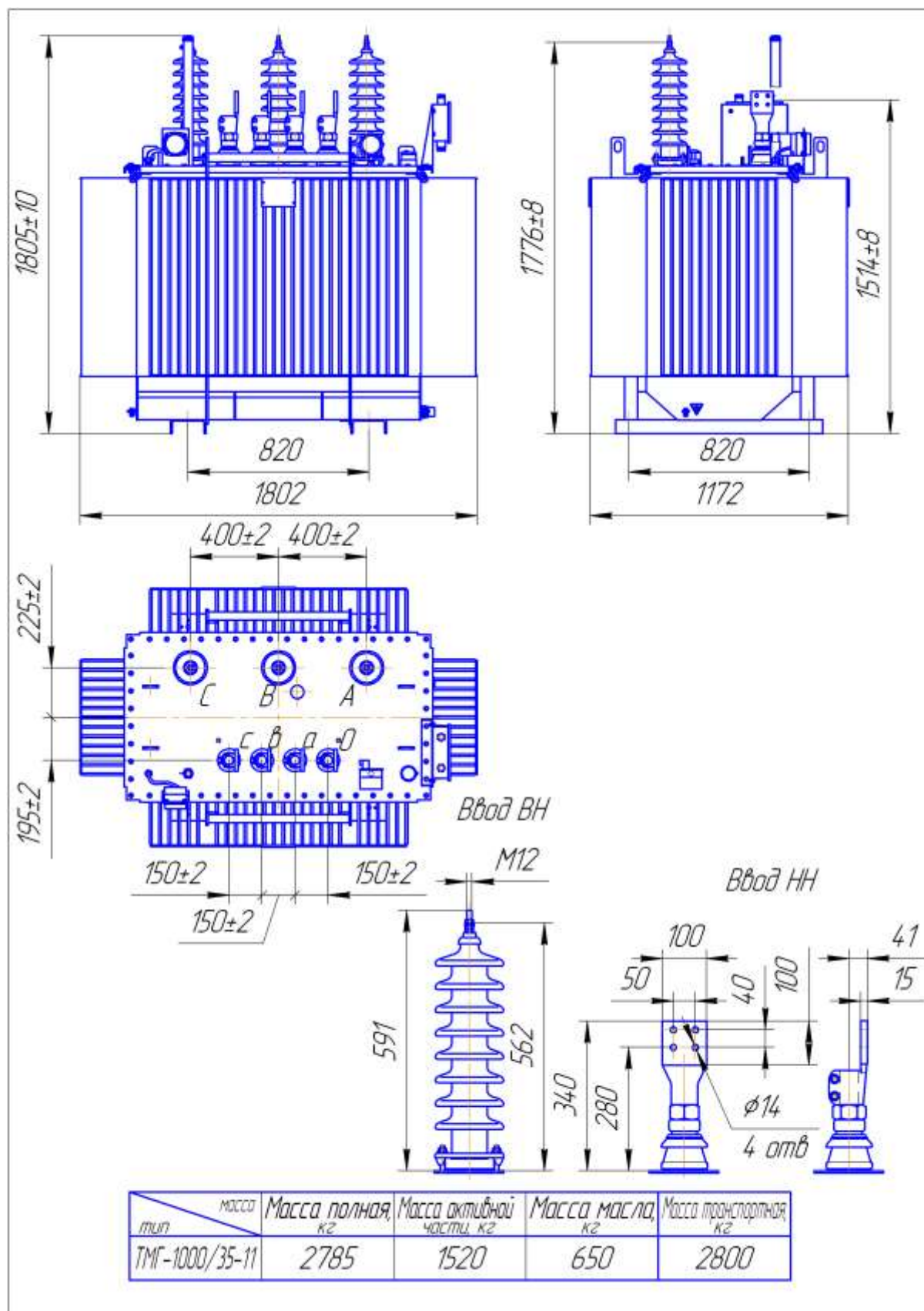


Рис. 2.6. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТМГ - 1000/35-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1, ЧАСТИ 2

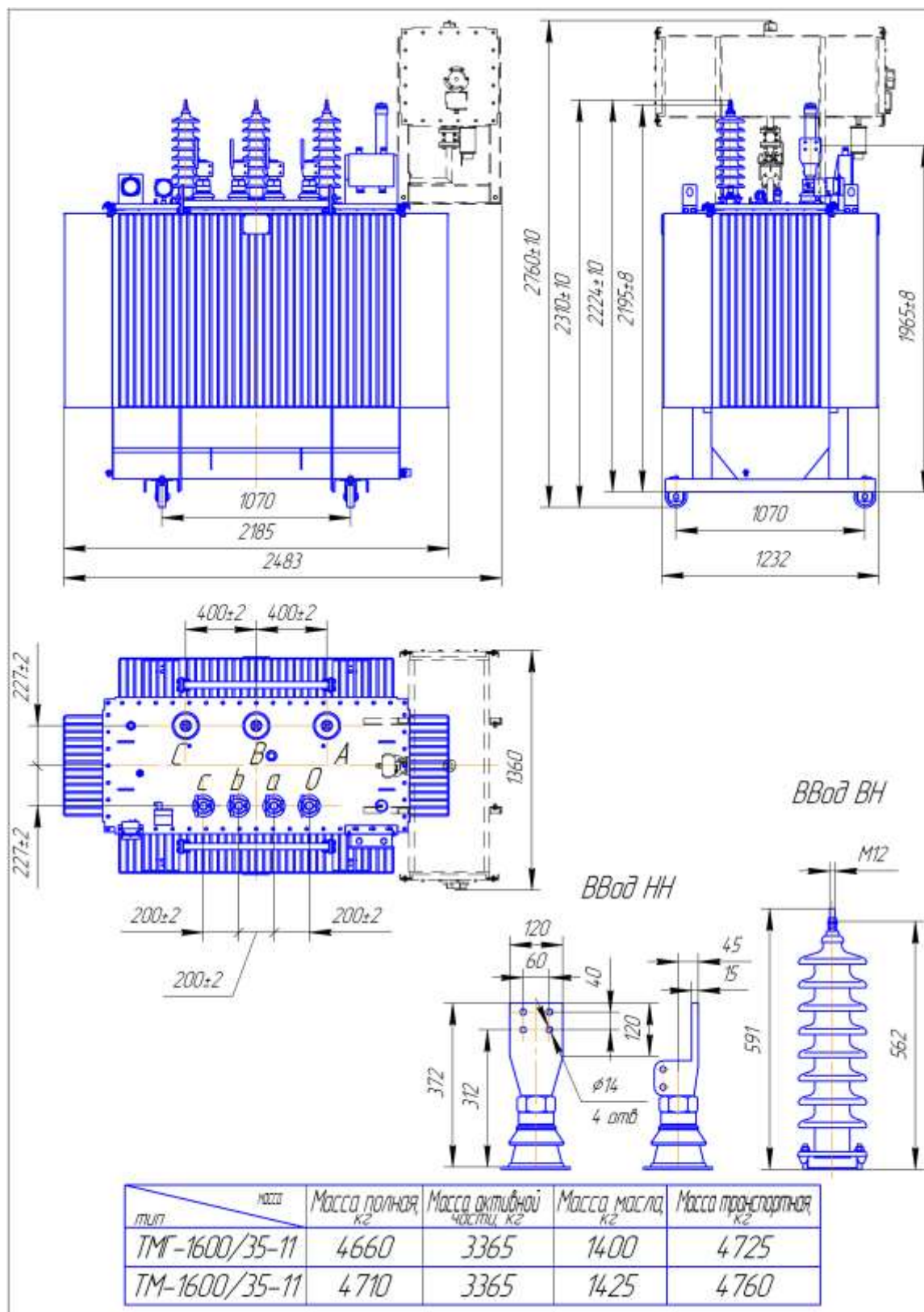


Рис. 2.7. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТМ(Г) - 1600/35-01

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1, ЧАСТИ 2

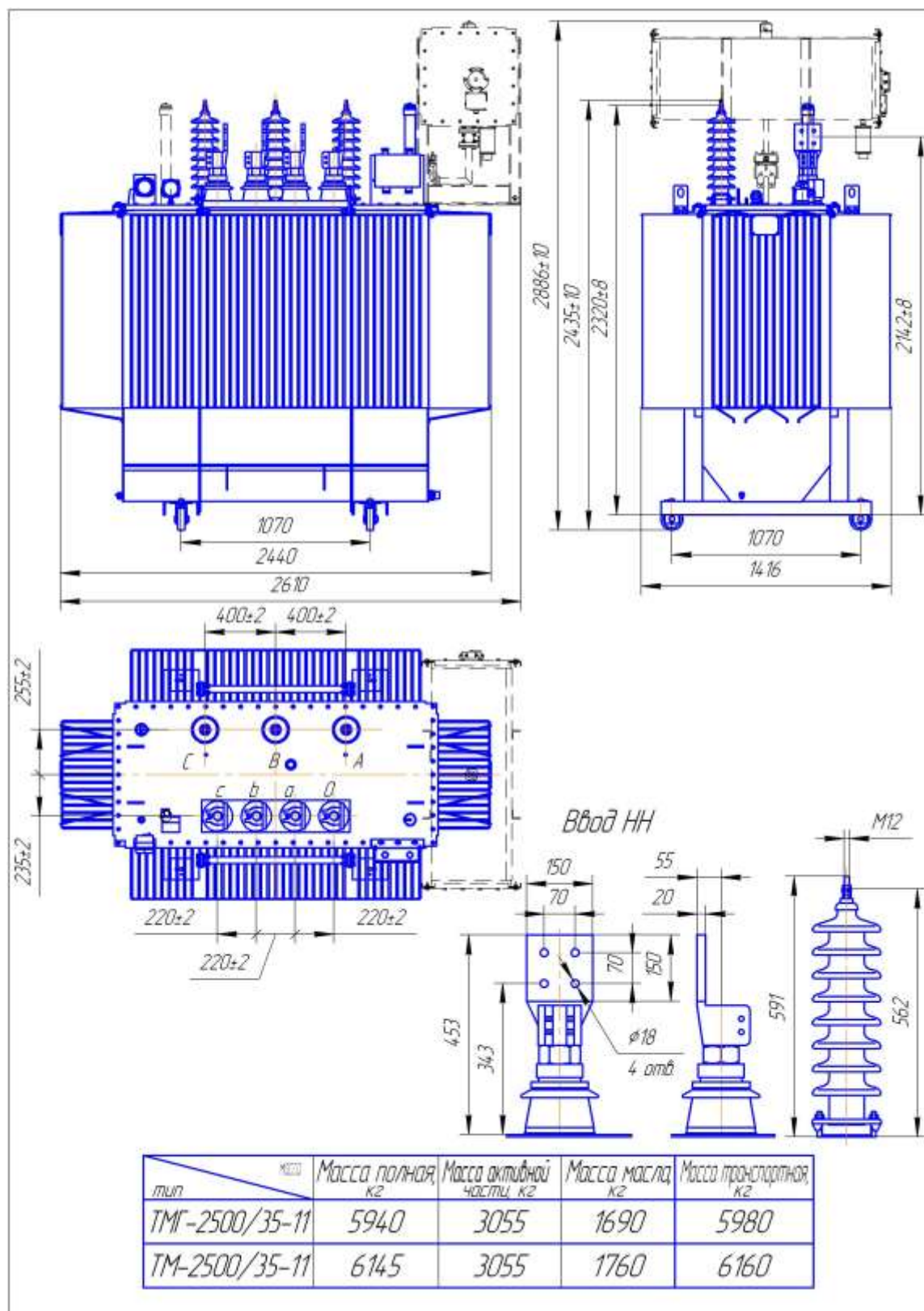


Рис. 2.7. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТМ(Г) - 2500/35-01

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

СХЕМЫ СТРОПОВКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

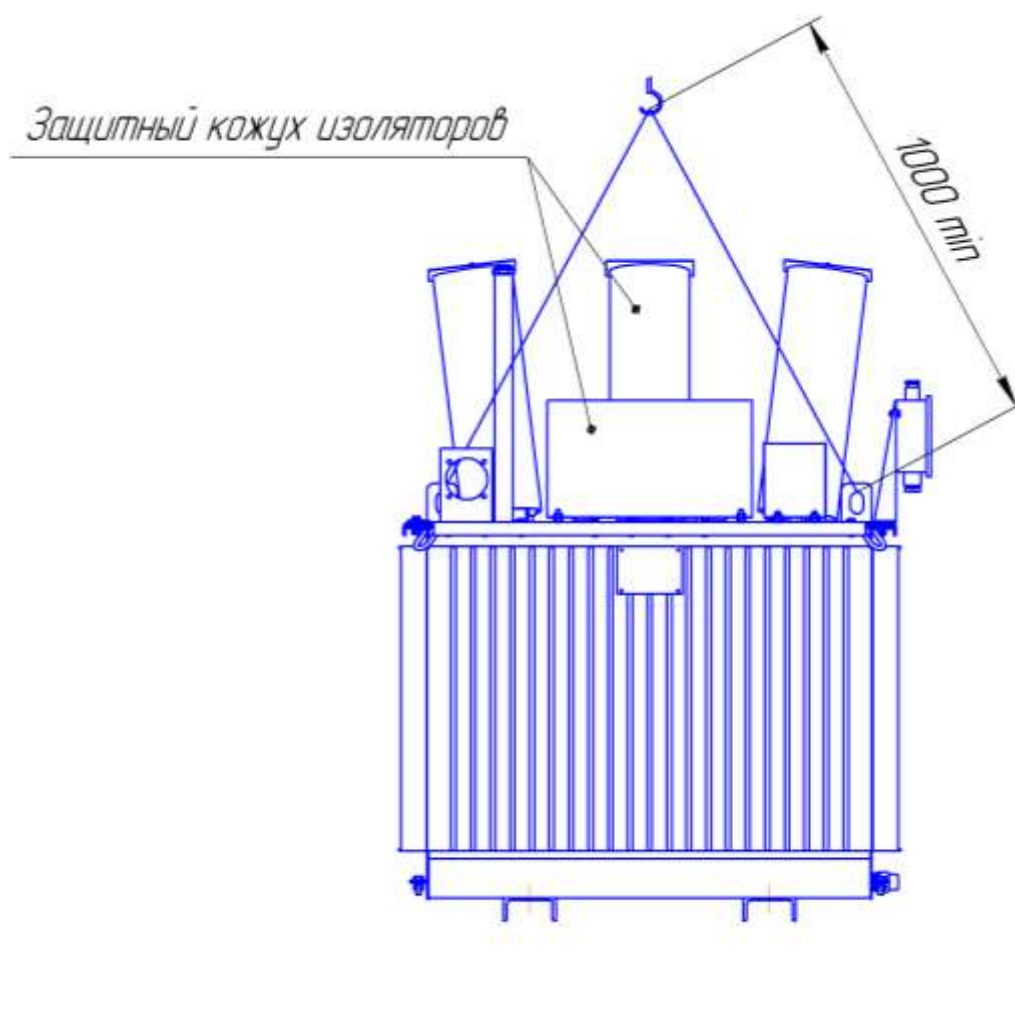


Рис 2.1. Схема строповки трансформаторов
ТМГ–100/20-11, ТМГ–100/35-11,
ТМГ–160/20-11, ТМГ–160/35-11,
ТМГ–250/20-11, ТМГ–250/35-11,
ТМГ–400/20-11, ТМГ–400/35-11.

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2

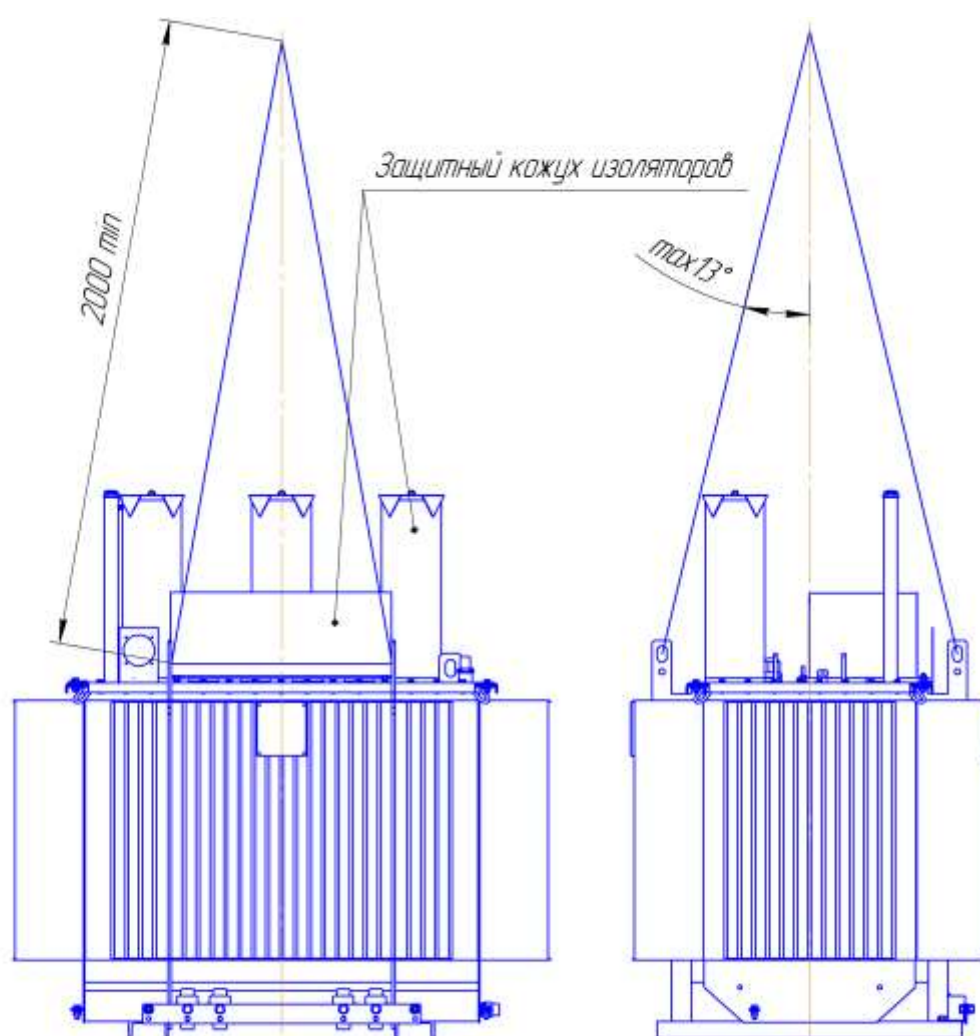


Рис. 2.2. Схема строповки трансформаторов
ТМГ - 630/20-11, ТМГ - 630/35-11
ТМГ - 1000/20-11, ТМГ - 1000/35-11.

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2

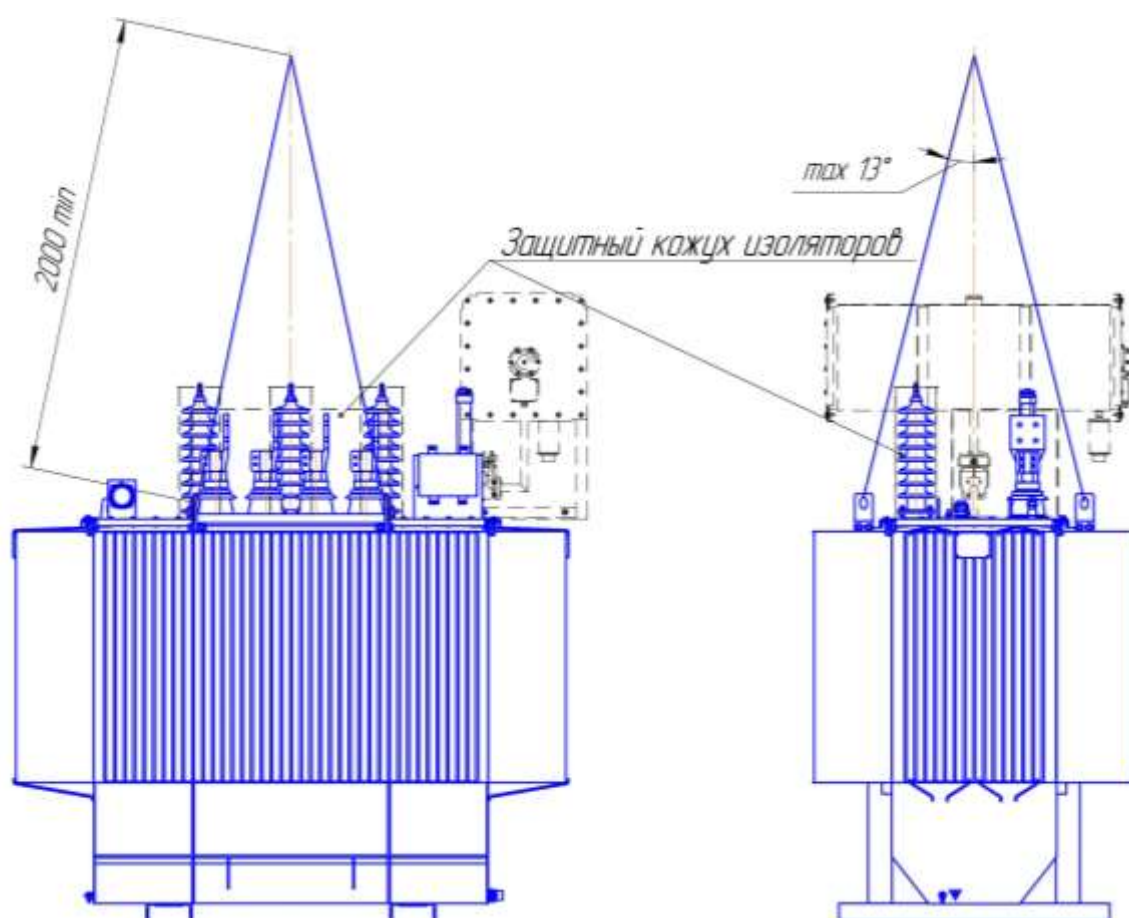


Рис. 2.3. Схема строповки трансформаторов
ТМ(Г) - 1600/35-01, ТМ(Г) - 2500/35-01

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

СХЕМЫ КРЕПЛЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА АВТОМОБИЛЬНЫХ ПЛАТФОРМАХ

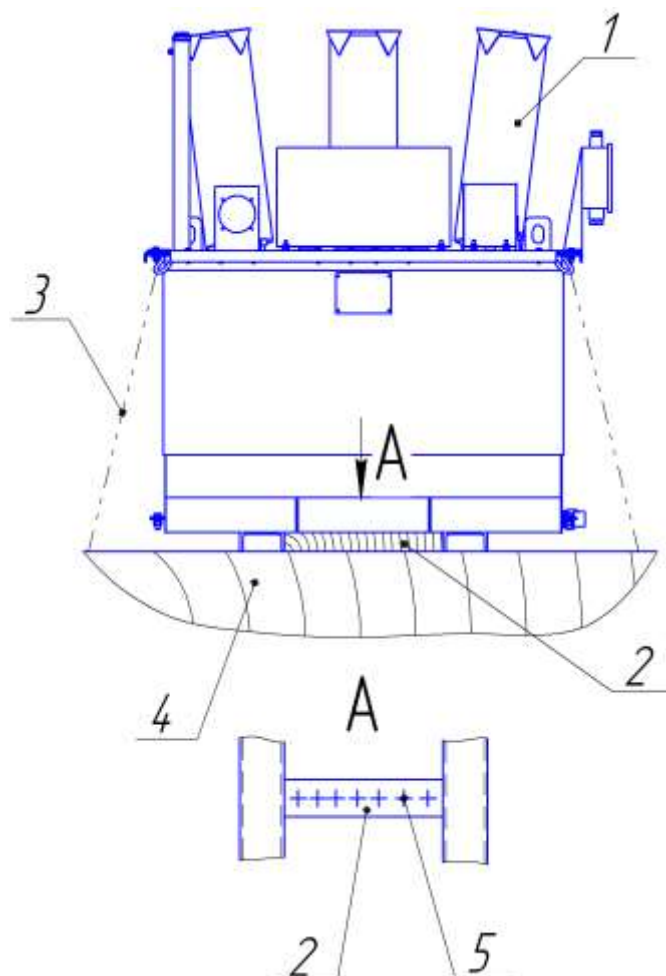


Рис. 3.1. Схема крепления трансформаторов типов 100 и 160 кВА
на автомобильной платформе с деревянным покрытием

- 1 – трансформатор
- 2 – брус, пиломатериал хвойных пород ГОСТ 8486-86 100х50х430 мм (2 шт.)
- 3 – проволока 6 ГОСТ 3282-74 (2 жилы)
- 4 – автомобильная платформа
- 5 – гвоздь строительный К 5.0х150 ГОСТ 4028-6 (14 шт.)

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 3

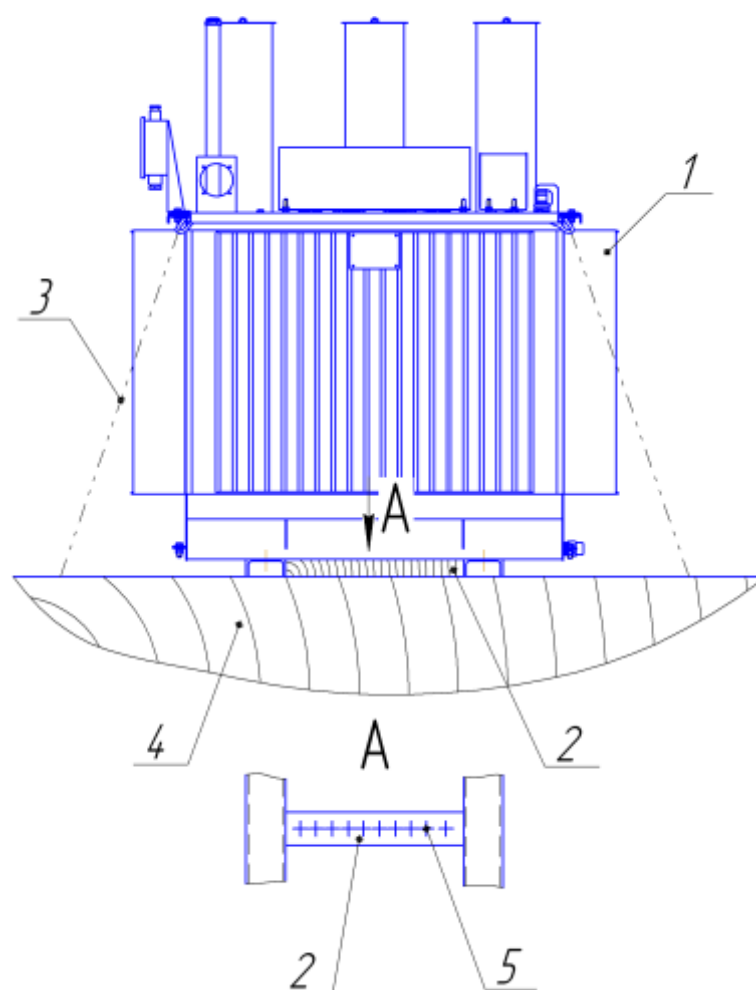


Рис. 3.2. Схема крепления трансформаторов типов 250 и 400 кВА
на автомобильной платформе с деревянным покрытием

- 1 – трансформатор
- 2 – брус, пиломатериал хвойных пород ГОСТ 8486-86 100х50х540 мм (2 шт.)
- 3 – проволока 6 ГОСТ 3282-74 (2 жилы)
- 4 – автомобильная платформа
- 5 – гвоздь строительный К 5.0х150 ГОСТ 4028-6 (20 шт.)

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 3

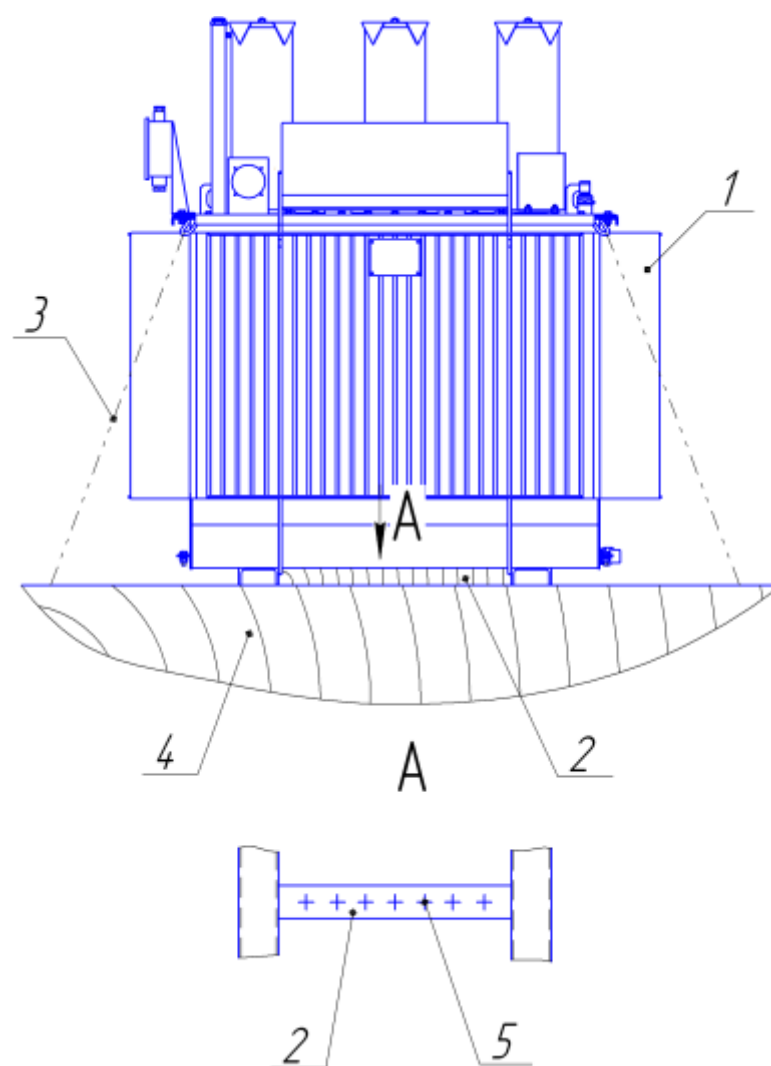


Рис. 3.3. Схема крепления трансформаторов типов 630 и 1000 кВА
на автомобильной платформе с деревянным покрытием

- 1 – трансформатор
- 2 – брус, пиломатериал хвойных пород ГОСТ 8486-86 100x50x700 мм (2 шт.)
- 3 – проволока 6 ГОСТ 3282-74 (2 жилы)
- 4 – автомобильная платформа
- 5 – гвоздь строительный К 5.0x150 ГОСТ 4028-6 (14 шт.)

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 3

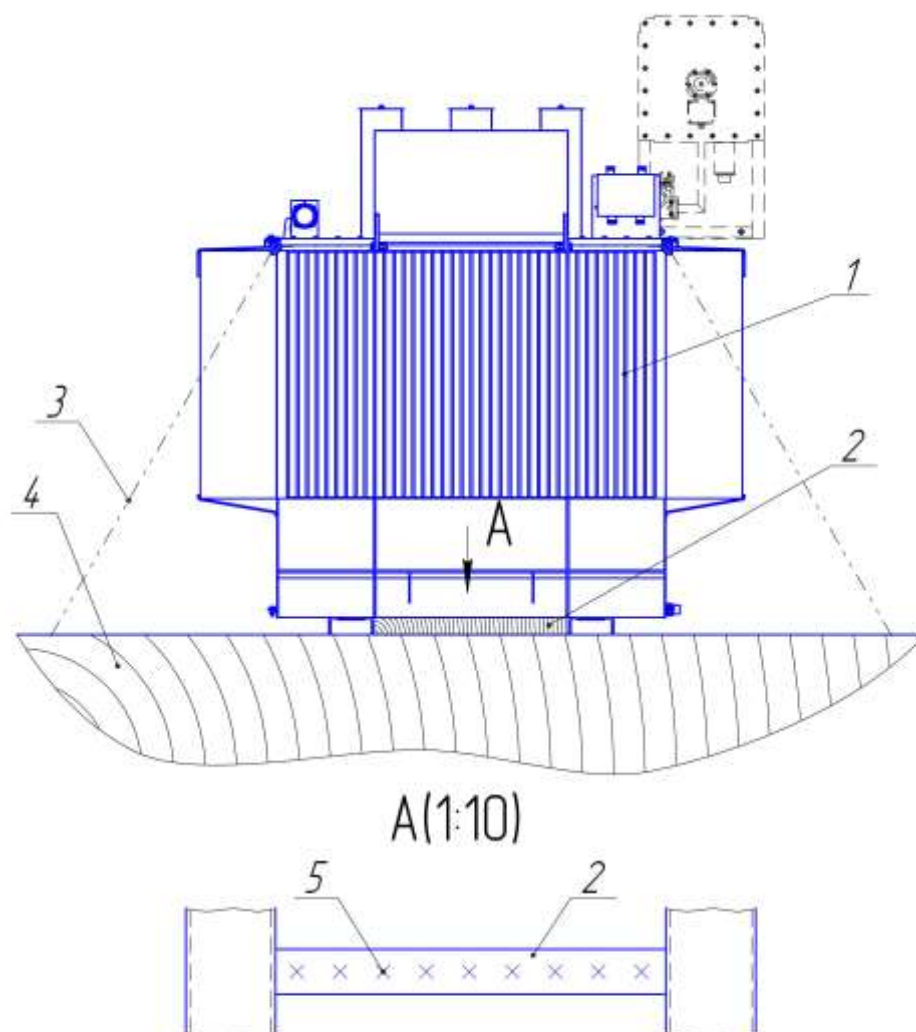


Рис. 3.4. Схема крепления трансформаторов типов 1600 и 2500 кВА
на автомобильной платформе с деревянным покрытием

- 1 – трансформатор
- 2 – брус, пиломатериал хвойных пород ГОСТ 8486-86 100x50x870 мм (2 шт.)
- 3 – проволока 6 ГОСТ 3282-74 (2 жилы)
- 4 – автомобильная платформа
- 5 – гвоздь строительный К 5.0x150 ГОСТ 4028-6 (18 шт.)

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

РЕВИЗИЯ ТРАНСФОРМАТОРА

1 Требования к условиям проведения ревизии и её сроки.

1.1 Ревизия трансформатора производится по согласованию с заводом-изготовителем в исключительных случаях при нарушении требований настоящей инструкции в части транспортирования, хранения, выгрузки и эксплуатации, которые привели к появлению дефектов в трансформаторе и дефекты не могут быть устранены без вскрытия активной части трансформатора. Результаты ревизии оформляются актом. Моментом начала ревизии считается начало слива масла.

1.2 Температура активной части трансформатора в процессе осмотра должна превышать температуру точки росы окружающего воздуха не менее чем на 5°C и во всех случаях должна быть не ниже 10°C . Если естественные условия окружающей среды не обеспечивают выполнения этого требования, то трансформатор перед осмотром необходимо нагреть.

1.3 Осмотр трансформатора должен производиться при устойчивой ясной погоде без осадков. Продолжительность работ, связанных с разгерметизацией бака, производимых при соблюдении условий п. 1.2, не должна превышать:

- 24 часа при относительной влажности менее 70%;
- 16 часов при относительной влажности менее 80%.

Если время осмотра превышает указанное в данном пункте, но не более чем в 2 раза, то должен быть проведен контрольный прогрев трансформатора.

1.4 При относительной влажности окружающего воздуха более 80% трансформатор допускается осматривать только в закрытом помещении.

2 Объем и последовательность работ.

2.1 Слить из трансформатора масло через вентиль слива, который расположен в нижней части бака.

Трансформаторное масло следует сливать в заранее подготовленную просушенную тару. После окончания слива наклонить трансформатор в сторону вентиля слива пол углом 30° к горизонту и слить остатки масла в тару для утилизации.

2.2 Установить трансформатор по уровню, соблюдая горизонтальность.

2.3 Отсоединить болты крышки равномерно по всему периметру. Подъем производить в строгом соответствии с указаниями мер безопасности и настоящего руководства, при этом следить, чтобы зазор между баком и активной частью был по всему периметру. Поднимать активную часть с крышкой за строповочные уши на крышке.

Внимание! Активная часть механически связана с крышкой. Подъем с перекосом запрещается.

2.4 Установить активную часть на деревянный настил. Запрещается производить работы, если активная часть находится на весу.

2.5 Установить временные стеллажи или подставки, обеспечивающие удобство и безопасность работ при ревизии активной части.

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 4

2.6 Проверить затяжку стальных шпилек, ярмовых балок, креплений отводов, переключателя и других элементов активной части. При обнаружении ослабления крепления подтянуть гайки соединений.

2.7 Проверить затяжку и подтянуть разъемные соединения отводов, затянуть контргайки, осмотреть изоляцию доступных частей обмоток, отводов, переключателей и других элементов.

2.8 Осмотреть состояние контактных поверхностей переключателя, проверить действие переключателя.

2.9 Все обнаруженные на активной части дефекты устранить.

2.10 Промыть активную часть струей трансформаторного масла.

Промывку следует проводить после проведения всех измерений и проверок на активной части непосредственно перед опусканием в корпус.

2.11 Удалить остатки масла со дна. Промыть и очистить доступные внутренние поверхности корпуса.

2.12 Опустить активную часть в корпус. Установить крышку и произвести затяжку болтов. Затяжку можно считать нормальной, когда прокладка зажата до 2/3 от первоначальной толщины 6 мм.

2.13 Провести контроль состояния изоляции мегомметром:

Величины сопротивления изоляции должны быть:

НН – Бак - не менее 300 МОм,

НН – ВН - не менее 300 МОм,

ВН – Бак - не менее 300 МОм,

Ярмовые балки - активная сталь магнитопроводов - не менее 0.5 МОм.

2.14 Залить масло в трансформатор в следующей последовательности:

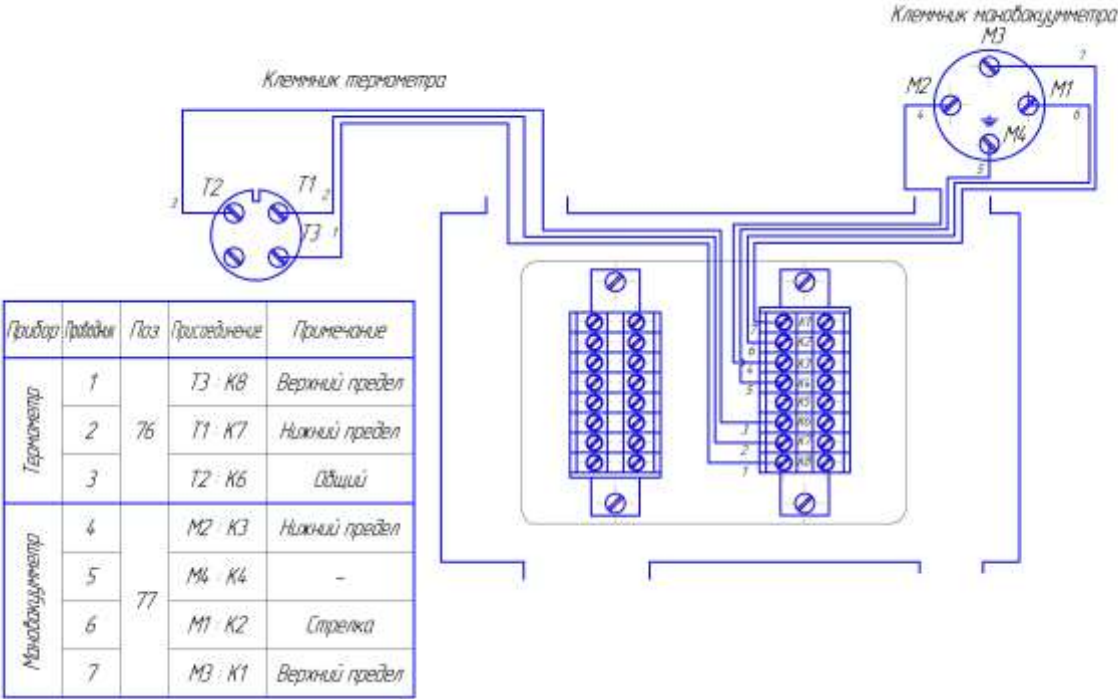
- отвернуть клапан сброса давления, распложенный на трубе (расширителе);
- через это отверстие заполнить трансформатор маслом, контролируя уровень по маслоуказателю, расположенному на крышке (расширителе), при этом температура масла должна быть не ниже 10°C, а температура активной части выше температуры масла;

- оставить трансформатор для выхода остатков воздуха на срок не менее 48 часов;

- после отстоя трансформатора отвернуть верхние гайки изоляторов ВН долить масло до появления масла в верхней точке изоляторов, проверить целостность и состояние уплотнительной прокладки затянуть верхние гайки изоляторов и завернуть клапан сброса давления на трубе.

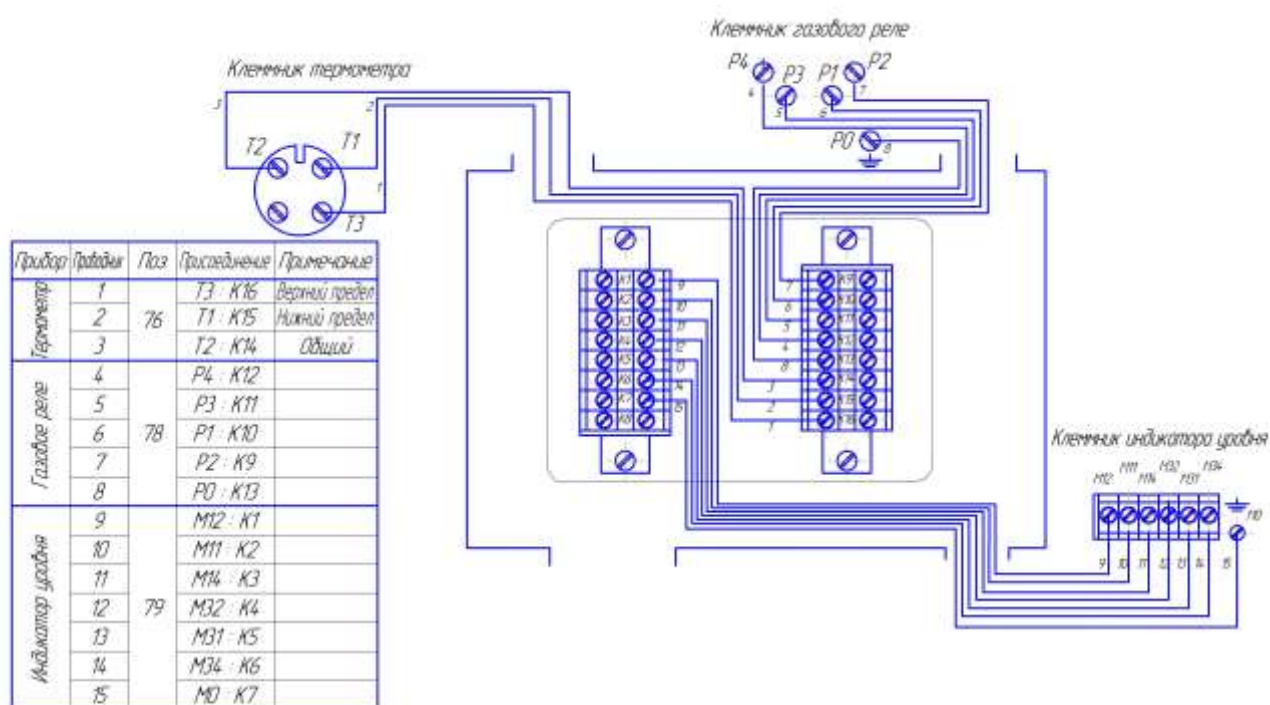
ПРИЛОЖЕНИЕ 5

СХЕМА ВНЕШНИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ
ЭЛЕКТРОКОНТАКТНОГО ТЕРМОМЕТРА И МАНОВАКУУМЕТРА К
КЛЕММНОЙ КОРОБКЕ



ПРИЛОЖЕНИЕ 6

СХЕМА ВНЕШНИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ КОНТРОЛЬНЫХ И ЗАЩИТНЫХ ПРИБОРОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТИПА ТМ К КЛЕММНОЙ КОРОБКЕ.



ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Устройство и инструкция по установке и эксплуатации газового реле давления типа «COMEM C01»

1. Устройство газового реле.

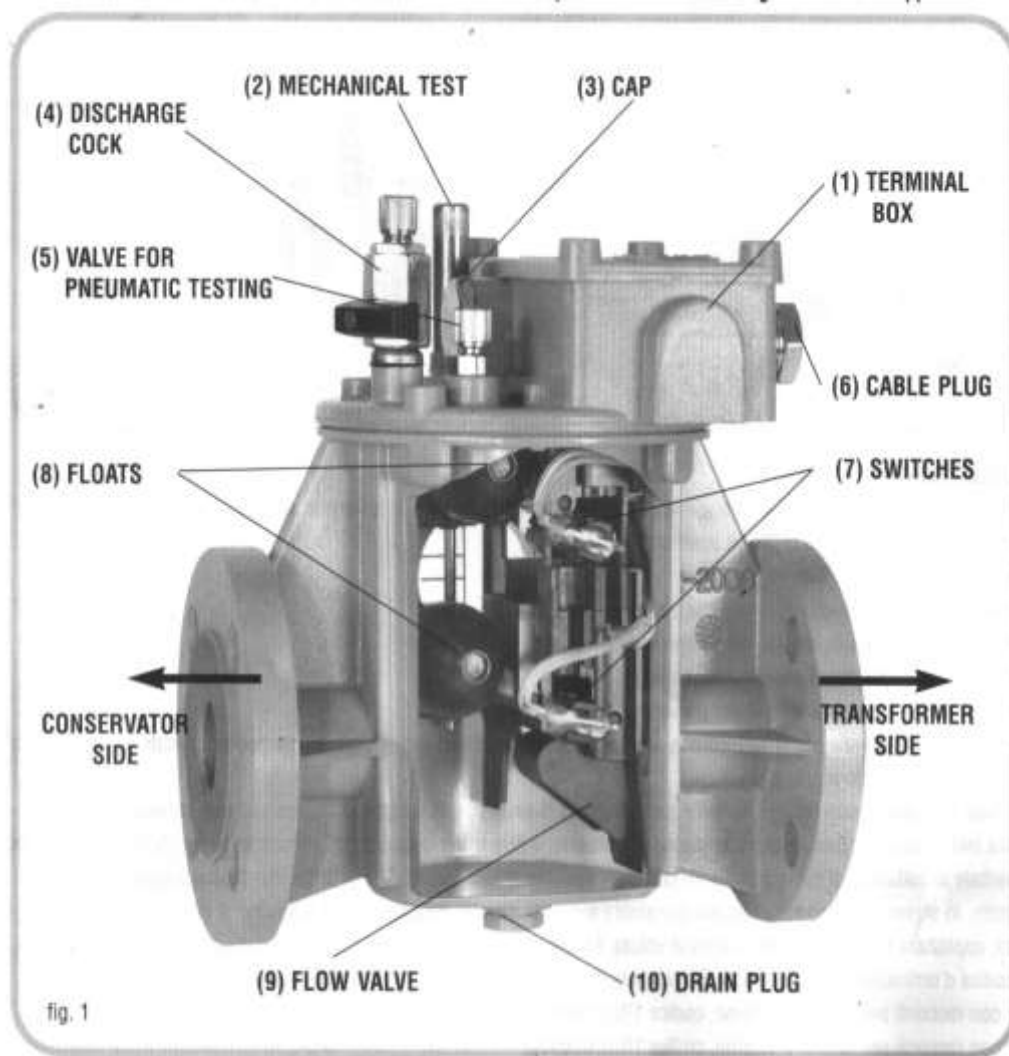


Рис. 9.1. Газовое реле давления типа «COMEM C01».

- 1 - клеммная коробка;
- 2 - механическое тестирование;
- 3 - крышка;
- 4 - спускной кран;
- 5 - клапан для пневматического тестирования;
- 6 - отверстие для кабеля;
- 7 - переключатели;
- 8 - поплавки;

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 7

9 - клапан потока (течения);

10 - сливная пробка.

Сторона расширителя: стрелка справа налево.

Сторона трансформатора: стрелка слева направо.

2. Установка газового реле.

При установке газового реле необходимо учитывать следующее:

- красная стрелка на реле должна указывать на расширитель.
- реле всегда должно быть наполнено маслом, это означает, что минимальный уровень масла в расширителе должен быть выше уровня входного клапана реле.
- рекомендуемое отклонение работы трубки реле – $1,5 \div 5$ градусов от горизонтали.

3. Проверка работоспособности реле.

Контакты аварийной тревоги и отпущения (реле) могут быть испытаны вручную штангой толкателя (2) - механическое тестирование (рис. 1). Для высокоэффективного тестирования скорости потока масла используется комплексное испытание, требующее специального оборудования.

Порядок механического тестирования

1. Отвинтить разъем и нажать кнопку до упора для понижения обоих поплавков;
2. Активизировать переключатели аварийной тревоги и отпущения реле.

После отпущения кнопки, она должна вернуться в свое прежнее положение, как и все внешние механизмы.

ВНИМАНИЕ! После проведения тестирования необходимо убедиться в том, что все открученные разъемы были правильно закрыты и затянуты.

4. Сбои в работе:

Если реле пусто, отображается присутствие газа или случайная утечка масла. В этом случае откройте спускной кран (4) до тех пор, пока не выпадет несколько капель масла. Если запускаются цепи аварийной тревоги или отпущения, следует обратиться к производителю.

5. Электрические данные

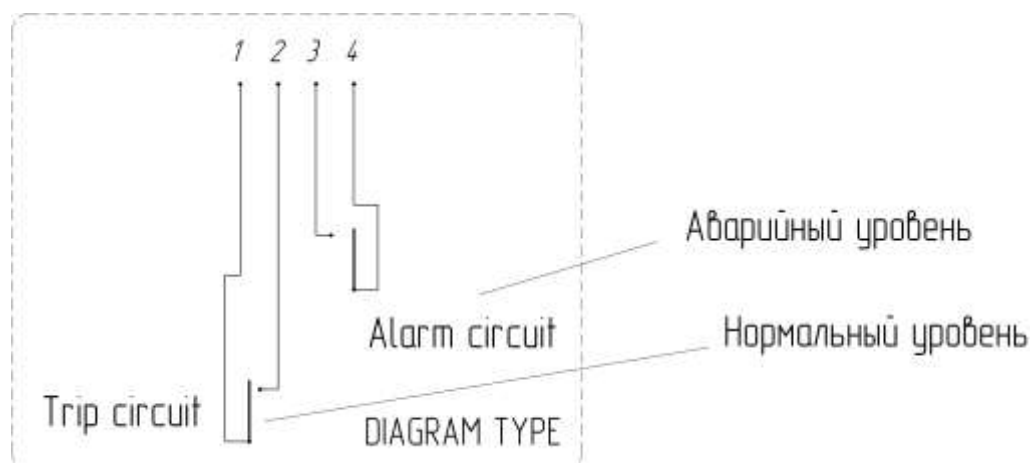
Номинальный ток включения равен 2 А (среднеквадратичное значение), с максимальным значением тока 10 А как краткосрочное в течение 30 мс.

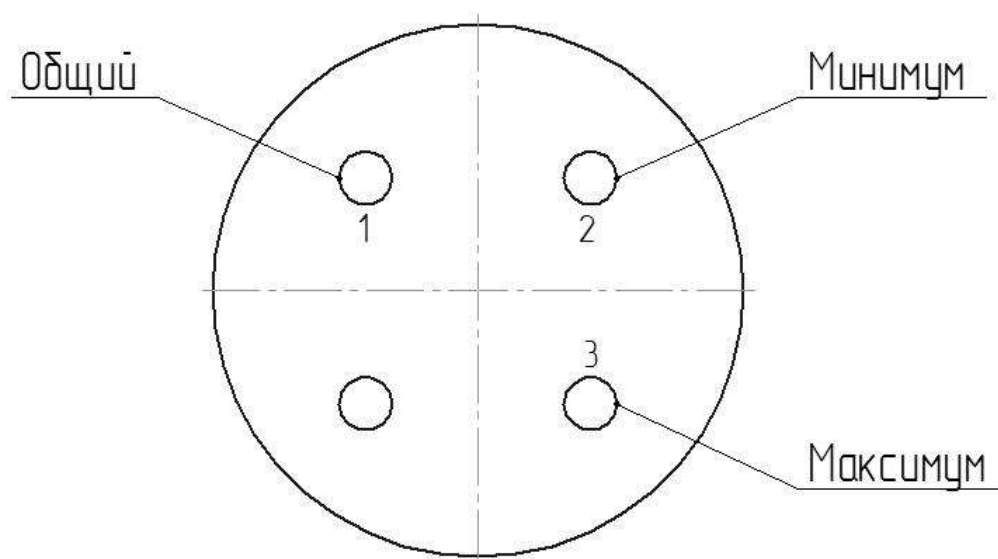
Мощность размыкания (прерывания) цепи

Напряжение	Ток	Мощность прерывания	
48 127 V DC	2A	250 W	L/R < 40 ms
230 V AC	2A	400 VA	cos φ > 0,5

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 7

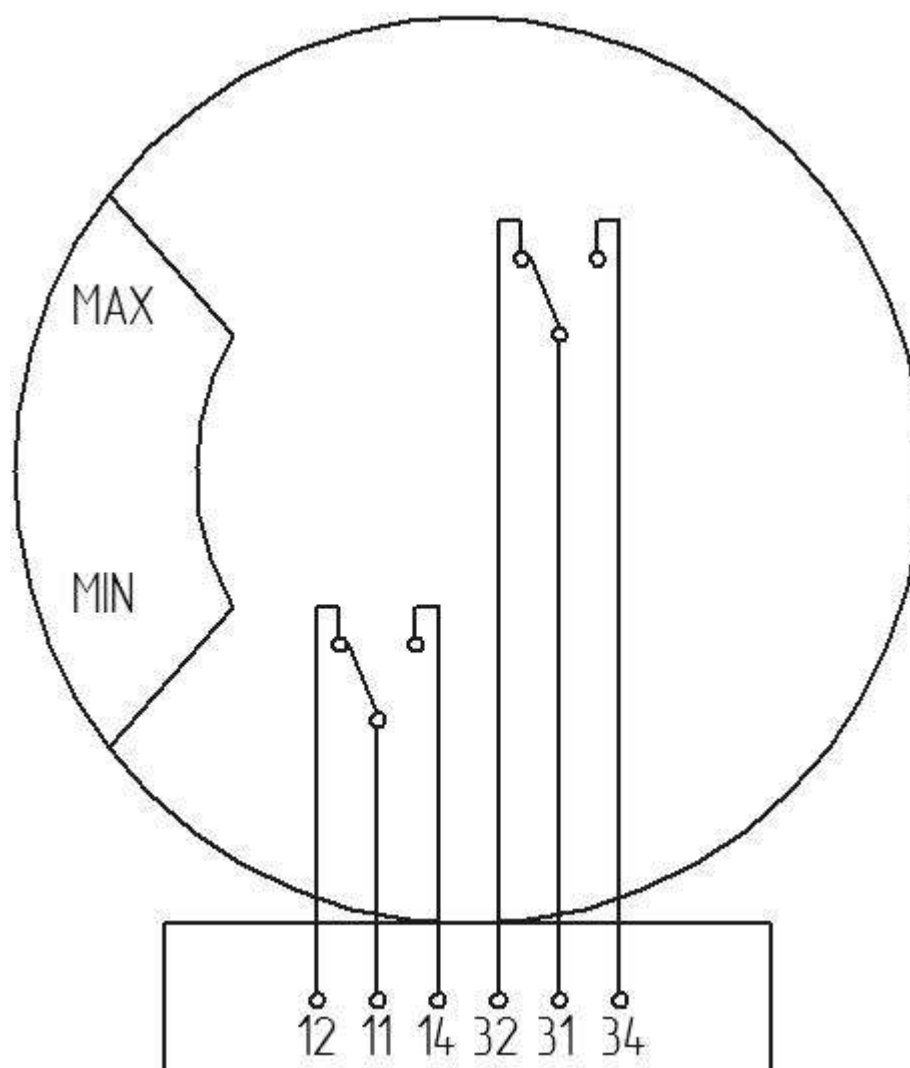
Расположение электрических контактов
(в наполненном маслом и функционирующем реле).



ПРИЛОЖЕНИЕ 8**СХЕМА ВНЕШНИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ
ЭЛЕКТРОКОНТАКТНОГО ТЕРМОМЕТРА**

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

Схема внешних электрических соединений маслоуказателя.



12-11-14 - включение (отключение) сигнала о минимальном уровне масла;
32-31-34 - включение (отключение) сигнала о максимальном уровне масла.

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

ДОПУСТИМЫЕ СИСТЕМАТИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРА С ЕСТЕСТВЕННЫМ МАСЛЯНЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ И С НОРМАЛЬНЫМ СОКРАЩЕНИЕМ СРОКА СЛУЖБЫ

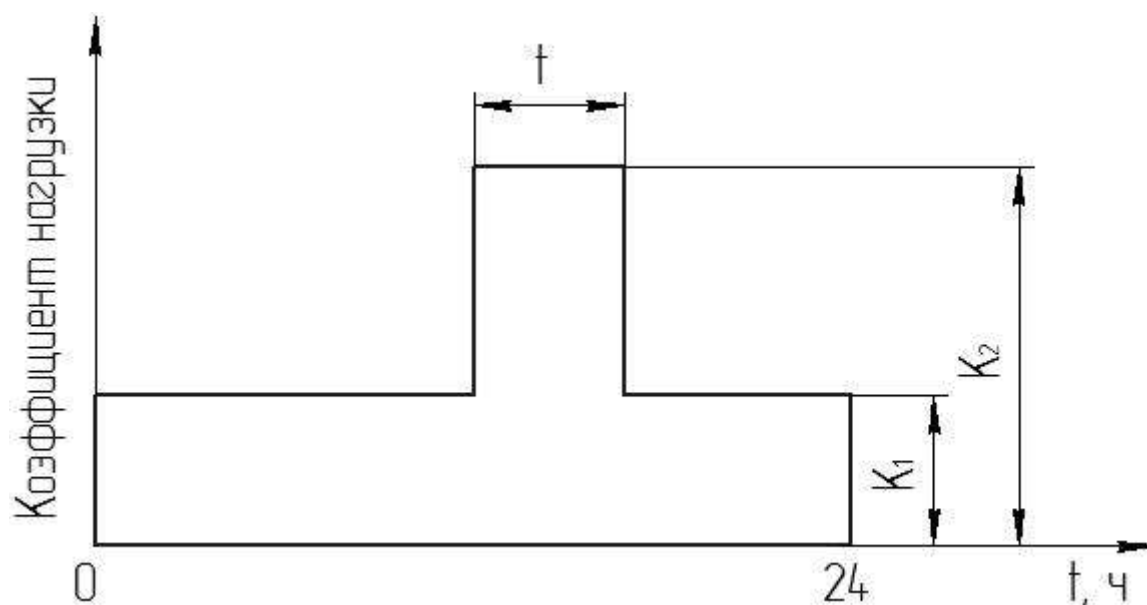


Рис. 7.1. График систематической суточной нагрузки трансформатора с нормальным сокращением срока службы.

K_1 - коэффициент начальной нагрузки (отношение рассматриваемого начального тока к номинальному току);

K_2 - коэффициент превышения нагрузки (отношение рассматриваемого максимального тока к номинальному току);

t - время работы трансформатора на максимальной ступени.

В таблицах 7.1-7.8 приведены значения K_2 и t при различных значениях K_1 и температуры окружающей среды Θ_a .

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 10

Таблица 10.1. Отношение токов ступени максимальной нагрузки K_2
при температуре окружающей среды $\Theta_a = -25^\circ\text{C}$

t, ч	K_1								
	0.25	0.50	0.70	0.80	0.90	1.00	1.10	1.20	1.30
0.5	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
1.0	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
2.0	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
4.0	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
8.0	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
24.0	1.37	1.37	1.37	1.37	1.37	1.37	1.37	1.37	1.37

Таблица 10.2. Отношение токов ступени максимальной нагрузки K_2
при температуре окружающей среды $\Theta_a = -20^\circ\text{C}$

t, ч	K_1								
	0.25	0.50	0.70	0.80	0.90	1.00	1.10	1.20	1.30
0.5	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
1.0	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
2.0	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
4.0	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.43
8.0	1.50	1.50	1.50	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

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 10.

Таблица 10.3. Отношение токов ступени максимальной нагрузки K_2 при температуре окружающей среды $\Theta_a = -10^\circ\text{C}$

t, ч	K_1							
	0.25	0.50	0.70	0.80	0.90	1.00	1.10	1.20
0.5	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
1.0	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
2.0	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
4.0	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.47	1.39
8.0	1.44	1.43	1.42	1.41	1.40	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 10.4. Отношение токов ступени максимальной нагрузки K_2 при температуре окружающей среды $\Theta_a = 0^\circ\text{C}$

t, ч	K_1						
	0.25	0.50	0.70	0.80	0.90	1.00	1.10
0.5	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
1.0	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
2.0	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.46
4.0	1.50	1.50	1.49	1.47	1.44	1.40	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

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 10.

Таблица 10.5. Отношение токов ступени максимальной нагрузки K_2 при температуре окружающей среды $\Theta_a=+10^\circ\text{C}$

t, ч	K_1					
	0.25	0.50	0.70	0.80	0.90	1.00
0.5	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
1.0	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
2.0	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.40
4.0	1.46	1.43	1.40	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 10.6. Отношение токов ступени максимальной нагрузки K_2 при температуре окружающей среды $\Theta_a=+20^\circ\text{C}$

t, ч	K_1					
	0.25	0.50	0.70	0.80	0.90	1.00
0.5	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.00
1.0	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.00
2.0	1.50	1.50	1.49	1.43	1.34	1.00
4.0	1.37	1.34	1.29	1.25	1.19	1.00
8.0	1.18	1.17	1.15	1.13	1.10	1.00
24.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 10

Таблица 10.7. Отношение токов ступени максимальной нагрузки K_2
при температуре окружающей среды $\Theta_a=+30^\circ\text{C}$

t, ч	K_1				
	0.25	0.50	0.70	0.80	0.90
0.5	1.50	1.50	1.50	1.50	1.12
1.0	1.50	1.50	1.50	1.45	1.03
2.0	1.50	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	1.00
24.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Таблица 10.8. Отношение токов ступени максимальной нагрузки K_2
при температуре окружающей среды $\Theta_a=+40^\circ\text{C}$

t, ч	K_1			
	0.25	0.50	0.70	0.80
0.5	1.50	1.50	1.50	1.01
1.0	1.50	1.50	1.35	1.00
2.0	1.39	1.31	1.17	1.00
4.0	1.16	1.11	1.02	1.00
8.0	1.00	1.00	1.00	1.00
24.0	1.00	1.00	1.00	1.00

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 10

Таблица 10.9. Допустимые аварийные перегрузки без учёта предшествующей нагрузки

t, ч	Перегрузка в долях номинального тока в зависимости от температуры окружающей среды, °С							
	-25	-20	- 10	0	10	20	30	40
0.5	2.0	1.9	1.7	1.7	1.7	1.5	1.4	1.4
1.0	1.9	1.9	1.7	1.7	1.6	1.4	1.4	1.4
2.0	1.9	1.8	1.7	1.6	1.5	1.4	1.4	1.4
4.0	1.8	1.7	1.6	1.6	1.5	1.4	1.4	1.4
8.0	1.7	1.7	1.6	1.6	1.5	1.4	1.4	1.4
24.0	1.7	1.6	1.6	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4