

Руководство по эксплуатации

Трансформаторы распределительные огнестойкие ТНГ-СЭЩ, ТНГФ- СЭЩ

:

(8182)63-90-72
+7(7172)727-132
(4722)40-23-64
(4832)59-03-52
(423)249-28-31
(844)278-03-48
(8172)26-41-59
(473)204-51-73
(343)384-55-89
(4932)77-34-06
(3412)26-03-58
(843)206-01-48

(4012)72-03-81
(4842)92-23-67
(3842)65-04-62
(8332)68-02-04
(861)203-40-90
(391)204-63-61
(4712)77-13-04
(4742)52-20-81
(3519)55-03-13
(495)268-04-70
(8152)59-64-93
(8552)20-53-41

(831)429-08-12
(3843)20-46-81
(383)227-86-73
(4862)44-53-42
(3532)37-68-04
(8412)22-31-16
(342)205-81-47
- - (863)308-18-15
(4912)46-61-64
(846)206-03-16
- (812)309-46-40
(845)249-38-78

(4812)29-41-54
(862)225-72-31
(8652)20-65-13
(4822)63-31-35
(3822)98-41-53
(4872)74-02-29
(3452)66-21-18
(8422)24-23-59
(347)229-48-12
(351)202-03-61
(8202)49-02-64
(4852)69-52-93

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1 НАЗНАЧЕНИЕ	3
2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ	4
3 УСТРОЙСТВО ТРАНСФОРМАТОРА	4
4 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ И ЗАЩИТНЫЕ ПРИБОРЫ	6
5 МАРКИРОВКА И ПЛОМБИРОВАНИЕ	7
6 УПАКОВКА	7
7 УКАЗАНИЕ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ	8
8 ПОДГОТОВКА ТРАНСФОРМАТОРА К РАБОТЕ И ПУСК	9
9 ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРА	12
10 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ	13
11 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ	14
12 УТИЛИЗАЦИЯ	16
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	18
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	37
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	41
ПРИЛОЖЕНИЕ 4	47
ПРИЛОЖЕНИЕ 5	49
ПРИЛОЖЕНИЕ 6	50
ПРИЛОЖЕНИЕ 7	51

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее руководство по эксплуатации распространяется на распределительные масляные трансформаторы типов ТНГ и ТНГФ мощностью от 25 до 2500 кВА включительно, класса напряжения 10 кВ 14 серии.

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 52719-2007 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия» и ТУ 3411-172-15356352-2012

«Трансформаторы распределительные заполненные огнестойкой диэлектрической жидкостью ТНГ-СЭЩ, ТНГФ-СЭЩ мощностью от 25 до 2500 кВА, класса напряжения 10 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 ТНГ и ТНГФ мощностью 25 - 2500 кВА с переключением ответвлений обмотки без возбуждения (ПВВ) предназначены для передачи и распределения электроэнергии переменного тока частотой 50 Гц в электросетях напряжением 6 и 10 кВ на напряжение 0,40 кВ.

1.2 Климатическое исполнение конкретного трансформатора указано в паспорте на изделие.

1.3 Трансформаторы могут эксплуатироваться при внутренней установке в районах с умеренным климатом, при этом:

- высота над уровнем моря не более 1000 м;
- режим работы - длительный;
- температура окружающего воздуха от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$ - для трансформаторов исполнения «У»;
- относительная влажность воздуха (по ГОСТ 15543.1) не более 80% при $+15^{\circ}\text{C}$ и 100% при $+25^{\circ}\text{C}$ для трансформаторов исполнения «У»;
- 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 1000 кВА, исполнения -14, с напряжением на стороне ВН-10,00 кВ, на стороне НН- 04 кВ, схемой и группой соединения $Y/Y_{\text{H}}-0$, климатическим исполнением «У», категорией размещения 3 при заказе и в документации другого изделия:

дне баке предусмотрен вентиль слива охлаждающей диэлектрической жидкости и два контакта заземления.

3.2.2 На крышке трансформатора ТНГ, ТНГФ установлены: вводы ВН и НН, рукоятка переключателя, указатель уровня диэлектрической охлаждающей жидкости, термометр, клапан сброса давления.

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

3.2.4 Соединение крышки и корпуса - болтовое, уплотнение разъёма - прокладка из маслобензостойкой резины.

3.2.5 На трансформаторах ТНГФ изоляторные вводы расположены по короткой стороне бака и на крышке предусмотрены фланцы для крепления защитных кожухов на месте установки.

3.3 Вводы ВН трансформатора съёмные и позволяют производить замену изолятора без подъёма активной части при слитой охлаждающей диэлектрической жидкости.

Вводы НН трансформатора несъёмные, но позволяют производить замену верхней части фарфора изолятора без подъёма активной части при слитой охлаждающей диэлектрической жидкости.

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). Для трансформаторов мощностью от 100 кВА обмотки НН выполняются из алюминиевой или медной ленты с 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 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 охлаждающей огнестойкой диэлектрической жидкостью FR3™ имеющей пробивное напряжение не менее 35 кВ, температуру вспышки 330 °С, температуру воспламенения 350 °С и внесенной в реестр Госстандарта России. Рабочая температура трансформатора от -40°С до 120°С. Трансформатор испытан на герметичность избыточным давлением 20 кПа.

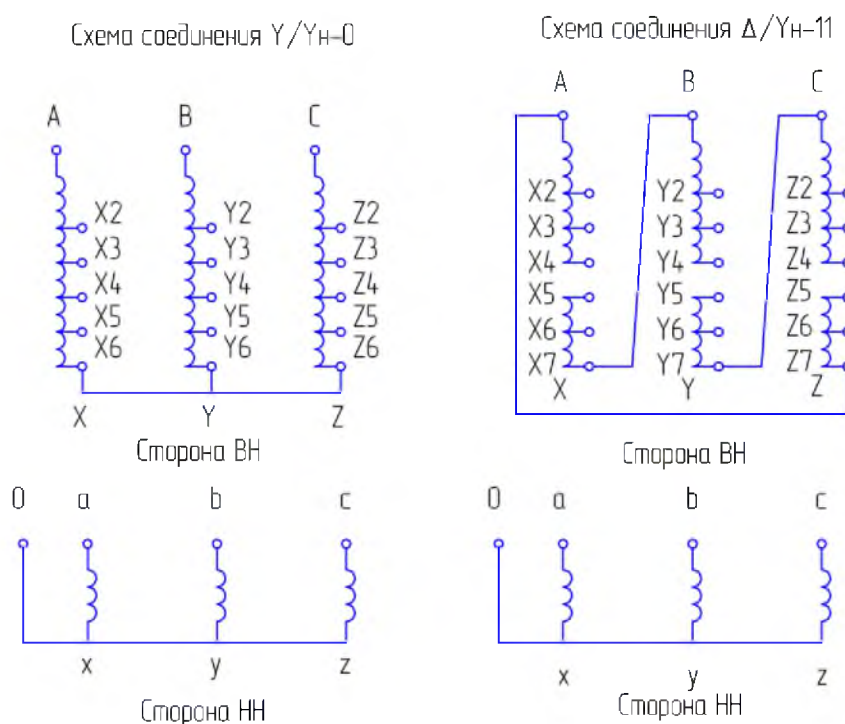


Рис. 3.1. Схемы соединения обмоток.

4 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ И ЗАЩИТНЫЕ ПРИБОРЫ

4.1 Для измерения уровня охлаждающей диэлектрической жидкости трансформаторы снабжены указателями: на трансформаторах ТНГ, ТНГФ указатель поплавкового типа с поплавком в прозрачной полимерной колбе располагается на крышке бака герметичного трансформатора.

4.2 Для измерения давления охлаждающей диэлектрической жидкости в баке герметичные трансформаторы ТНГ и ТНГФ снабжаются по требованию заказчика мановакуумметрами ДА2010Сг или его аналогом. На задней стенке располагается выводящий электрический клеммник. Рекомендуемые пределы срабатывания прибора: нижний предел: -0.2 кгс/см²; верхний предел +0.3 кгс/см².

4.3 Трансформаторы герметичного исполнения ТНГ и ТНГФ снабжены предохранительным клапаном, срабатывающим при повышении внутреннего давления

свыше 30 кПа и обеспечивающим выхлоп газов из трансформатора при аварийных режимах.

4.4 Термометр предназначен для измерения температуры верхних слоёв охлаждающей диэлектрической жидкости. Устанавливается на крышке бака в термометрическую трубку. Термометр поставляется в комплекте с трансформатором и устанавливается непосредственно на месте эксплуатации.

4.4.1 Термометр стрелочный типа ТБП-100 или его аналог устанавливается на трансформаторах мощностью от 630 до 1250 кВА включительно или по требованию заказчика.

4.4.2 Термометр электроконтактный типа ТКП-100Эк-М1 с электрическими контактами для связи с внешними сигнализирующими устройствами или его аналог располагается на крышке бака и устанавливается на трансформаторах мощностью свыше 1250 кВА или по требованию заказчика.

4.5 Трансформаторы герметичного исполнения снабжаются по требованию заказчика 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.

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 диэлектрика, кроме отбора пробы диэлектрика 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;
- указатель уровня охлаждающей диэлектрической жидкости крышке (у трансформаторов ТНГ, ТНГФ).

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

6 УПАКОВКА

6.1 Трансформатор отправляют потребителю полностью собранным, залитым охлаждающей диэлектрической жидкостью. 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 охлаждающей диэлектрической жидкости 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 охлаждающей диэлектрической жидкости;
- 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 или с пониженным уровнем охлаждающей диэлектрической жидкости;
- производить смешивание охлаждающей диэлектрической жидкости трансформатора с трансформаторными маслами.
- включать трансформатор без заземления корпуса;
- нарушать герметичность трансформатора.

7.4 Необходимо помнить, что огнестойкая диэлектрическая жидкость не является негорючей. 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 выше уровня залитого в бак диэлектрика. При необходимости указанную работу производить только после заливки трансформатора маслом до уровня выше места сварки на 200 - 250 мм, во избежание воспламенения.

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 охлаждающей диэлектрической жидкости, 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:

- снять транспортировочные кожухи;
- 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
10/250	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 охлаждающей диэлектрической жидкости по положению поплавка указателя уровня красного цвета (рис. 8.1). Критерием нормального уровня охлаждающей диэлектрической жидкости является нахождение поплавка

выше минимальной отметки. Допускается наличие масла в колбе маслоуказателя. 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. При недостаточном уровне сообщить об этом производителю;

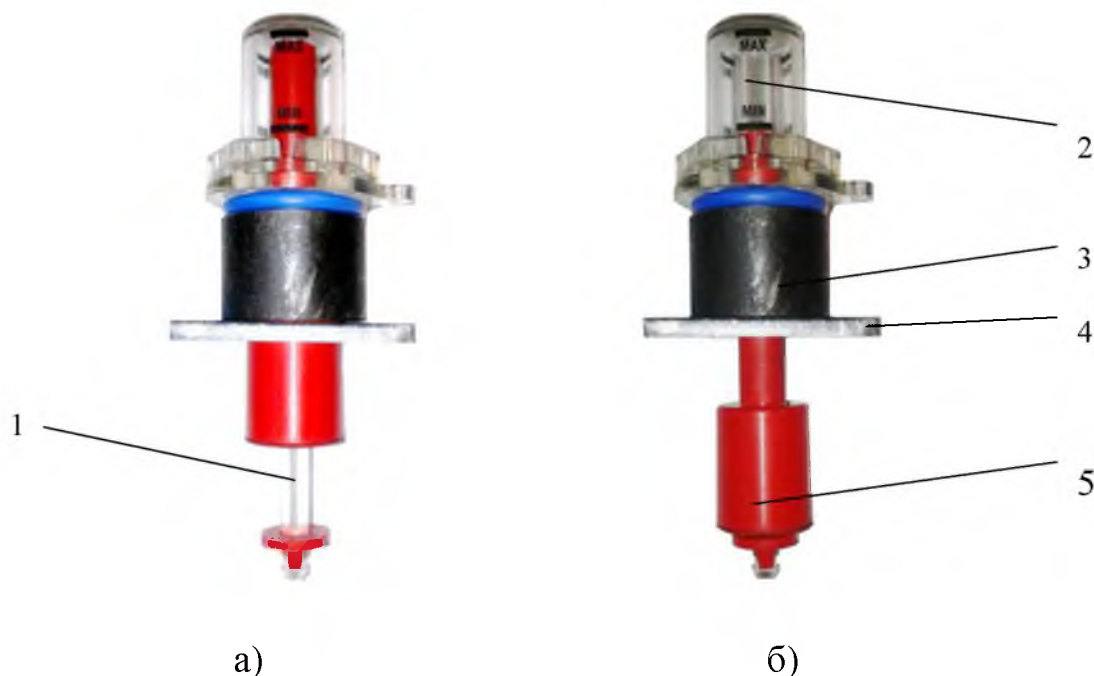


Рис. 8.1 Положения указателя уровня охлаждающей диэлектрической жидкости:

а) Уровень полного заполнения;

б) Аварийный уровень заполнения;

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

5 - поплавок.

- установить термометр, предварительно залив в термометрическую трубку охлаждающий жидкий диэлектрик трансформатора или трансформаторное масло марок ГК, ВГ;

- установить термометр, предварительно залив в термометрическую трубку охлаждающий жидкий диэлектрик трансформатора или трансформаторное масло марок ГК, ВГ;

- заземлить бак трансформатора;

- измерить сопротивление изоляции НН - бак, ВН - бак, ВН – НН. Допустимые значения должны быть не ниже значений указанных в «Правилах устройства электроустановок».

- 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;

- для трансформаторов герметичных ТНГ(Ф) отбор пробы охлаждающей диэлектрической жидкости не требуется (может производиться по желанию заказчика). Если отбор пробы не осуществлялся, произвести осмотр вентиля слива на наличие подтеков диэлектрической жидкости. При обнаружении подтеков снять защитный колпачок и подтянуть затворный латунный винт с усилием 40-50 Н*м. После взятия пробы масла или подтягивания винта, вентиль слива опломбировать.

8.3 Измерение сопротивления изоляции, измерение сопротивления обмоток постоянному току, измерение коэффициента трансформации, проверку пробы охлаждающей жидкой диэлектрической жидкости производить при температуре изоляции не ниже +10°C. Если температура изоляции ниже +10°C, то для измерения характеристик трансформатор должен быть нагрет (например - выдержан в отапливаемом помещении в течении 24 часов, запущен на холостом ходу на время не менее 4 часов или нагрет токами короткого замыкания, согласно ВСН 342-75 «Инструкция по монтажу силовых трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно»).

ВНИМАНИЕ. При длительном нахождении трансформатора заполненного жидкой огнестойкой диэлектрической жидкостью FR3™ при температуре ниже 0°C свойства изоляции ухудшаются и восстанавливаются при приближении к температуре +10°C. Включение трансформатора в работу на полную нагрузку требует выдержки в отапливаемом помещении в течении 24 часов, либо запуск в режиме холостого хода на время не менее 4 часов, либо 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 7.

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 охлаждающей диэлектрической жидкости и др.) для выяснения причин повреждения. Включать его в работу можно только после устранения выявленных неисправностей.

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

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

9.6 Гарантийный срок эксплуатации устанавливается три года со дня ввода в эксплуатацию, но не более 3,5 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 ТНГ(Ф) охлаждающая диэлектрическая жидкость 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 охлаждающей диэлектрической жидкости через уплотнение);
- состояние крепления контактных клемм вводов и ошиновки;
- температуру охлаждающей диэлектрической жидкости;
- 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 (указателя уровня охлаждающей диэлектрической жидкости, 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 охлаждающей диэлектрической жидкостью.

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

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 соответствующей 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.

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. Во время транспортировки трансформатор должен опираться на настил платформы транспортного средства всей поверхностью опорных швеллеров на дне корпуса. Перевозка трансформатора на катках не допускается.

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

Не допускается транспортирование трансформаторов, не раскрепленных относительно транспортных средств.

ВНИМАНИЕ! Трансформатор мощности 1600 кВА и выше должен быть установлен на транспортном средстве своей длинной стороной по направлению движения.

11.1.8 Расчет крепления трансформатора на транспортном средстве должен быть произведен 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 выше 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 повреждений. Все уплотнения и пломбы должны быть исправны. На баке и на транс-

портном средстве не должно быть следов течи охлаждающей диэлектрической жидкости;

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

11.3 Разгрузка.

11.3.1 Разгрузку трансформатора производить подъемным краном соответствующей грузоподъемности. Схемы строповки трансформаторов приведены в приложении 2.

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 охлаждающей диэлектрической жидкости.

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:

– отработанную диэлектрическую жидкость FR-3 слить в технологические емкости и направить на утилизацию. Утилизацию масла производить в специализированных предприятиях, либо силами «Заказчика», при наличии технологического оборудования. Диэлектрическая жидкость FR-3 не входит в число опасных отходов и подлежит утилизации на общих основаниях;

– 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, отправить на полигон твердых бытовых отходов.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

**ГАБАРИТНЫЕ, УСТАНОВОЧНЫЕ И ПРИСОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ
ТРАНСФОРМАТОРОВ СЕРИИ - 14**

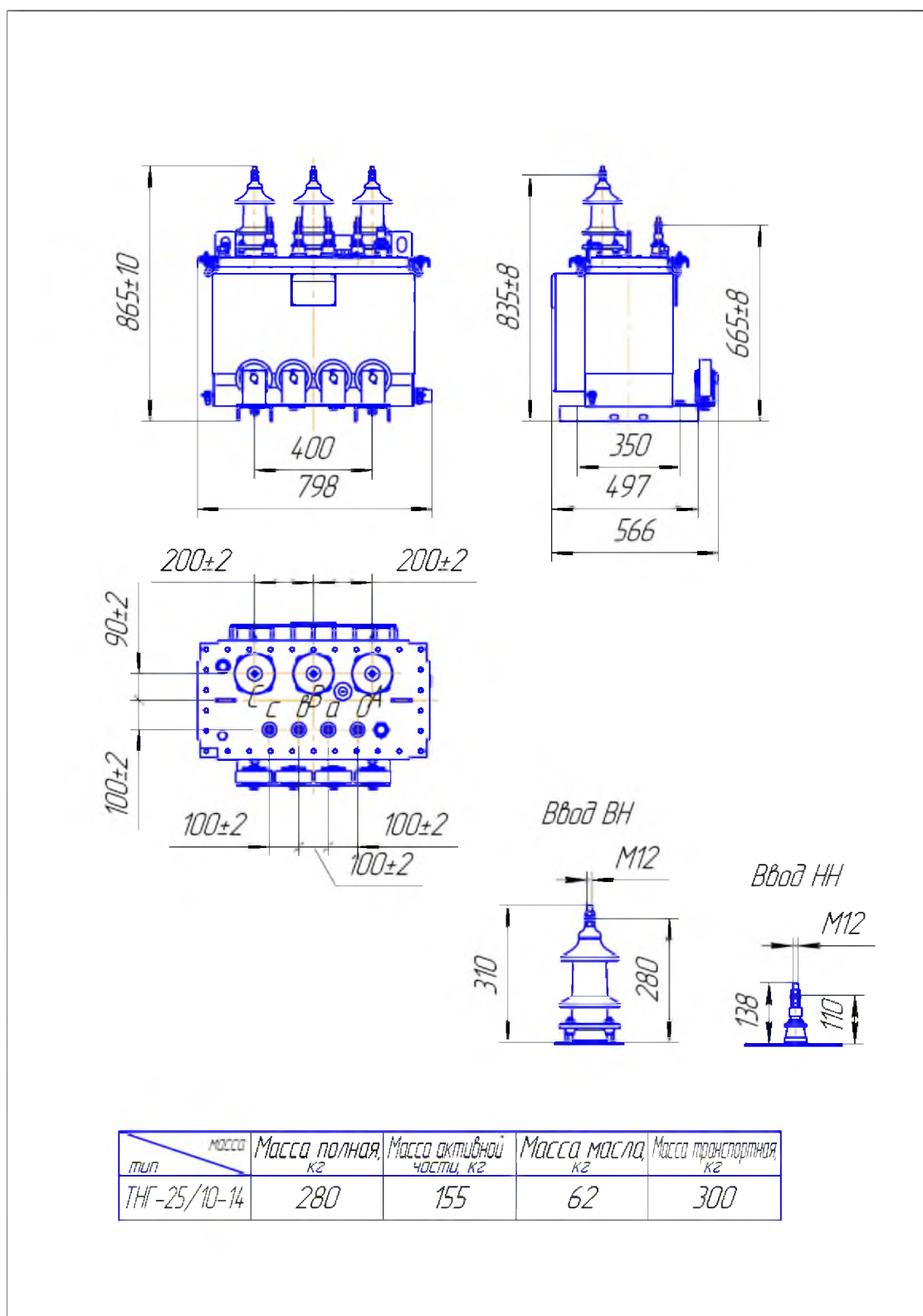


Рис. 1.1. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТНГ - 25/10-14

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1.

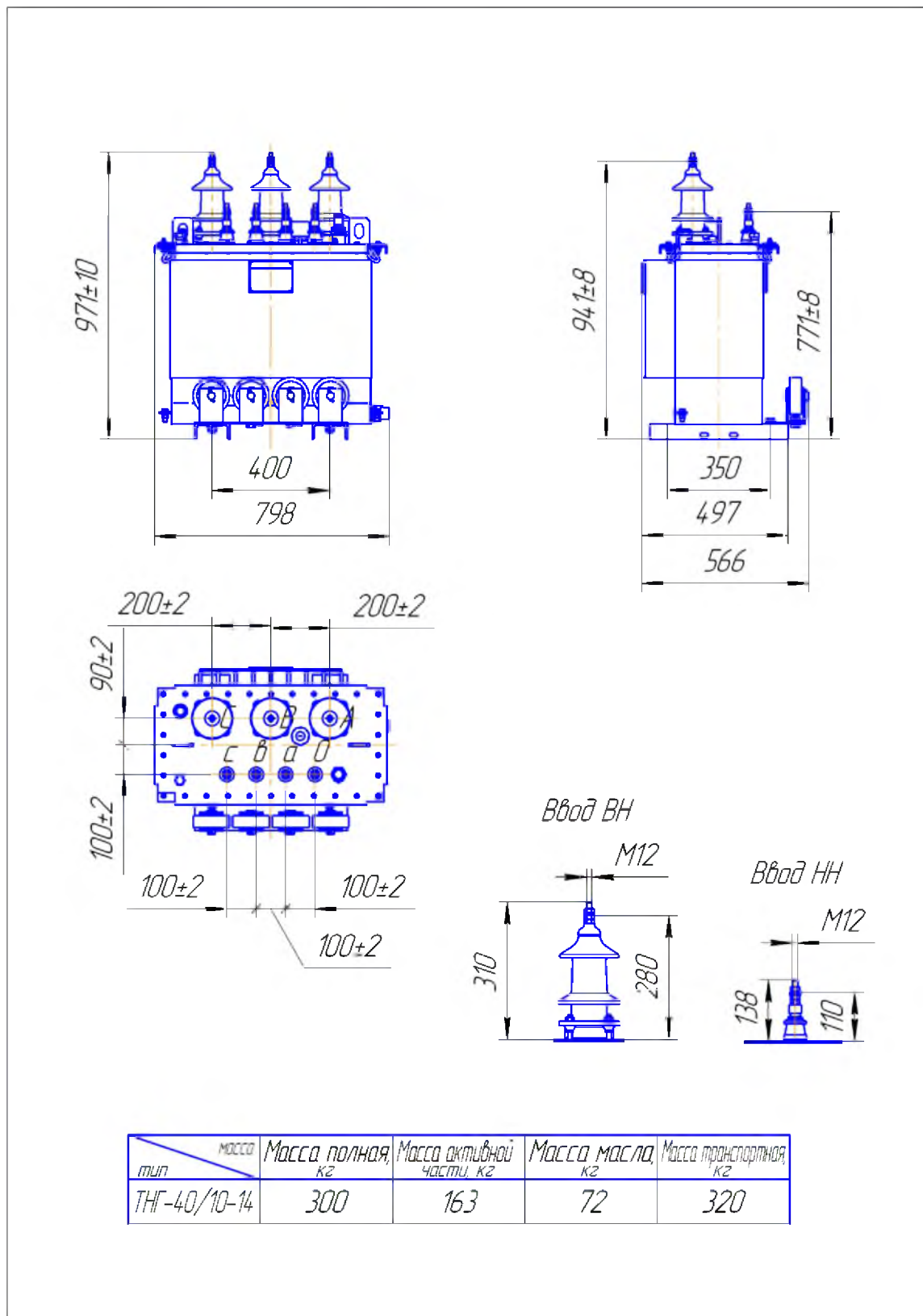


Рис. 1.2. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТНГ - 40/10-14

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1.

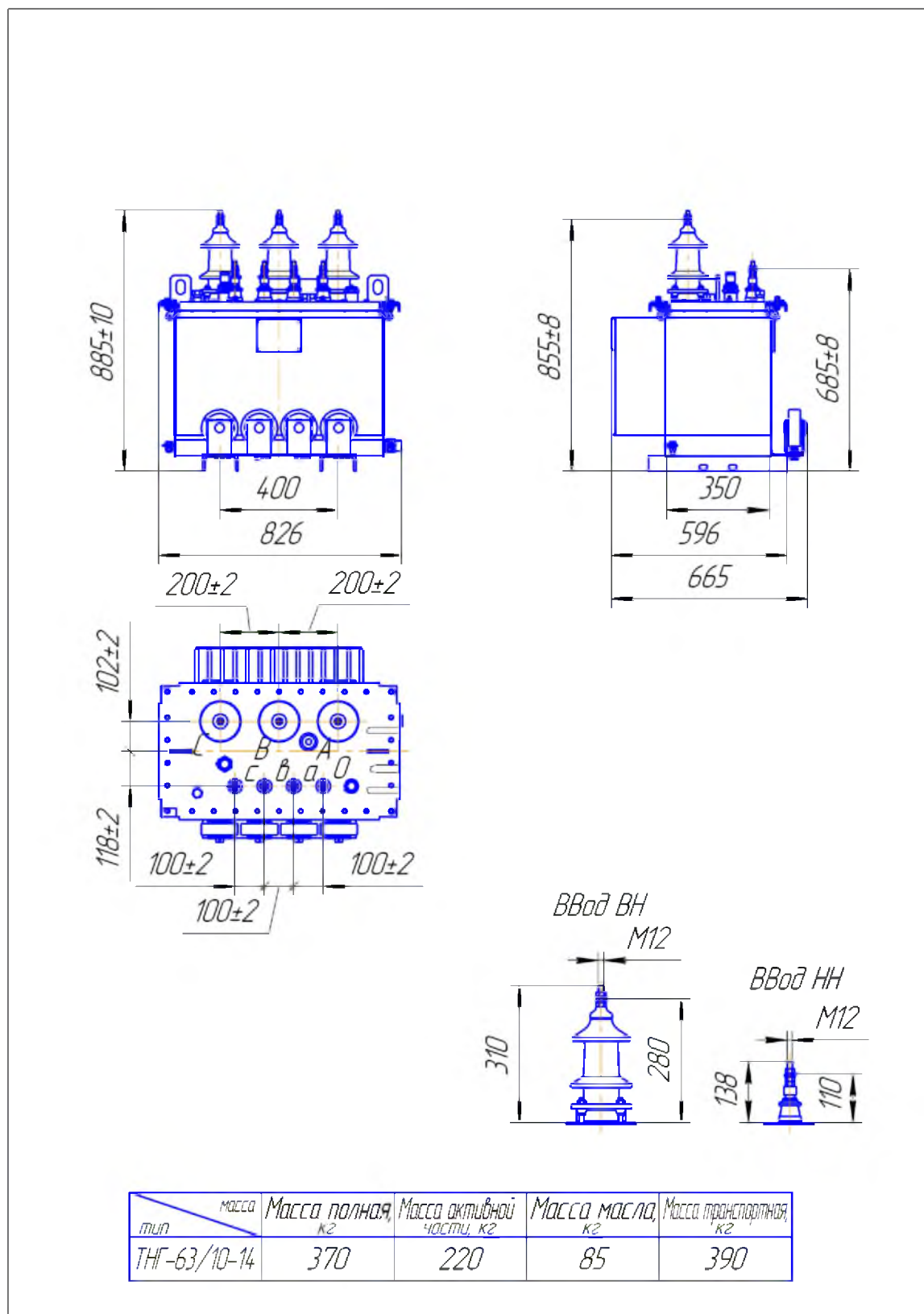


Рис. 1.3. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТНГ - 63/10-14

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1.

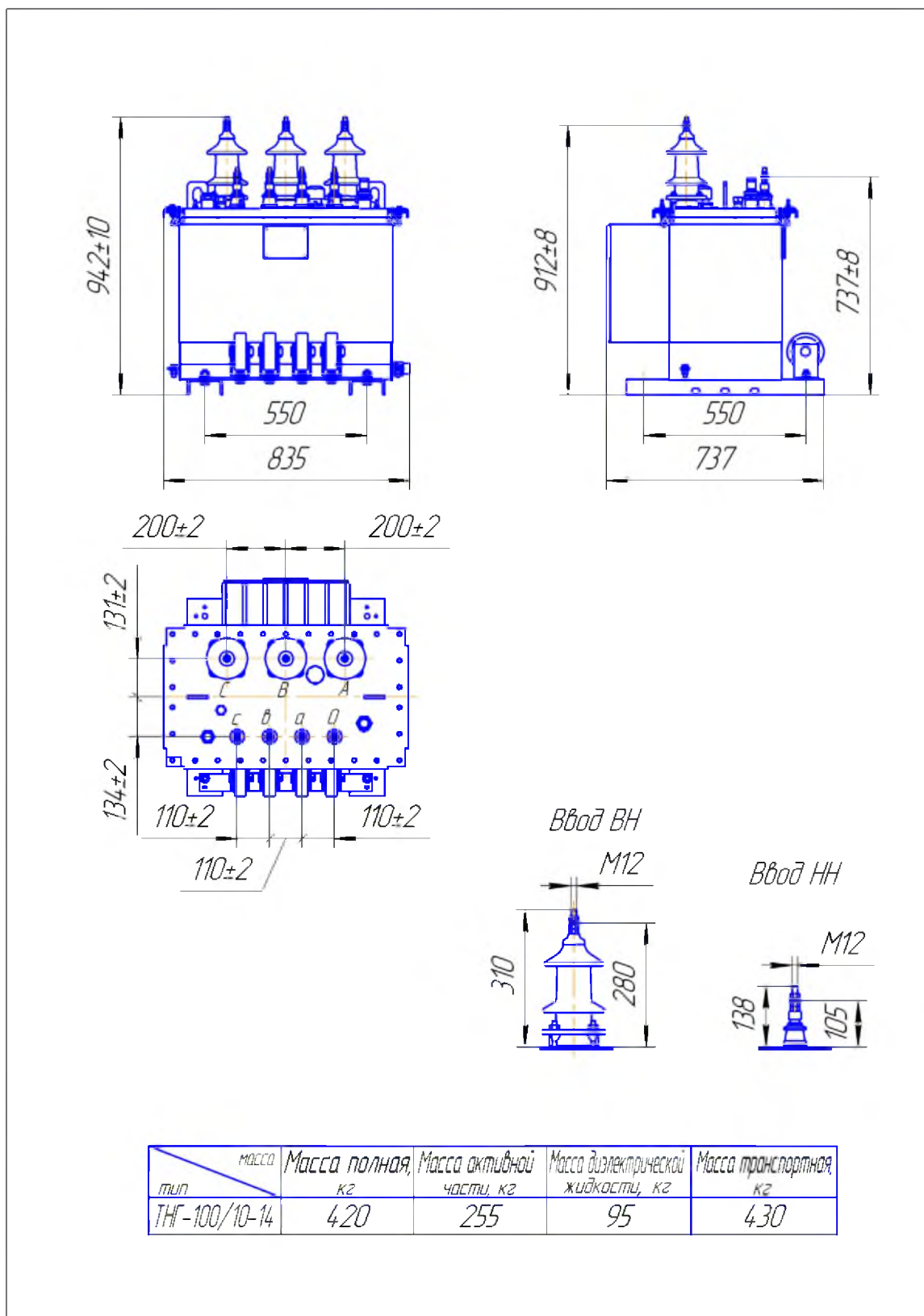


Рис. 1.4. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТНГ - 100/10-14

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1.

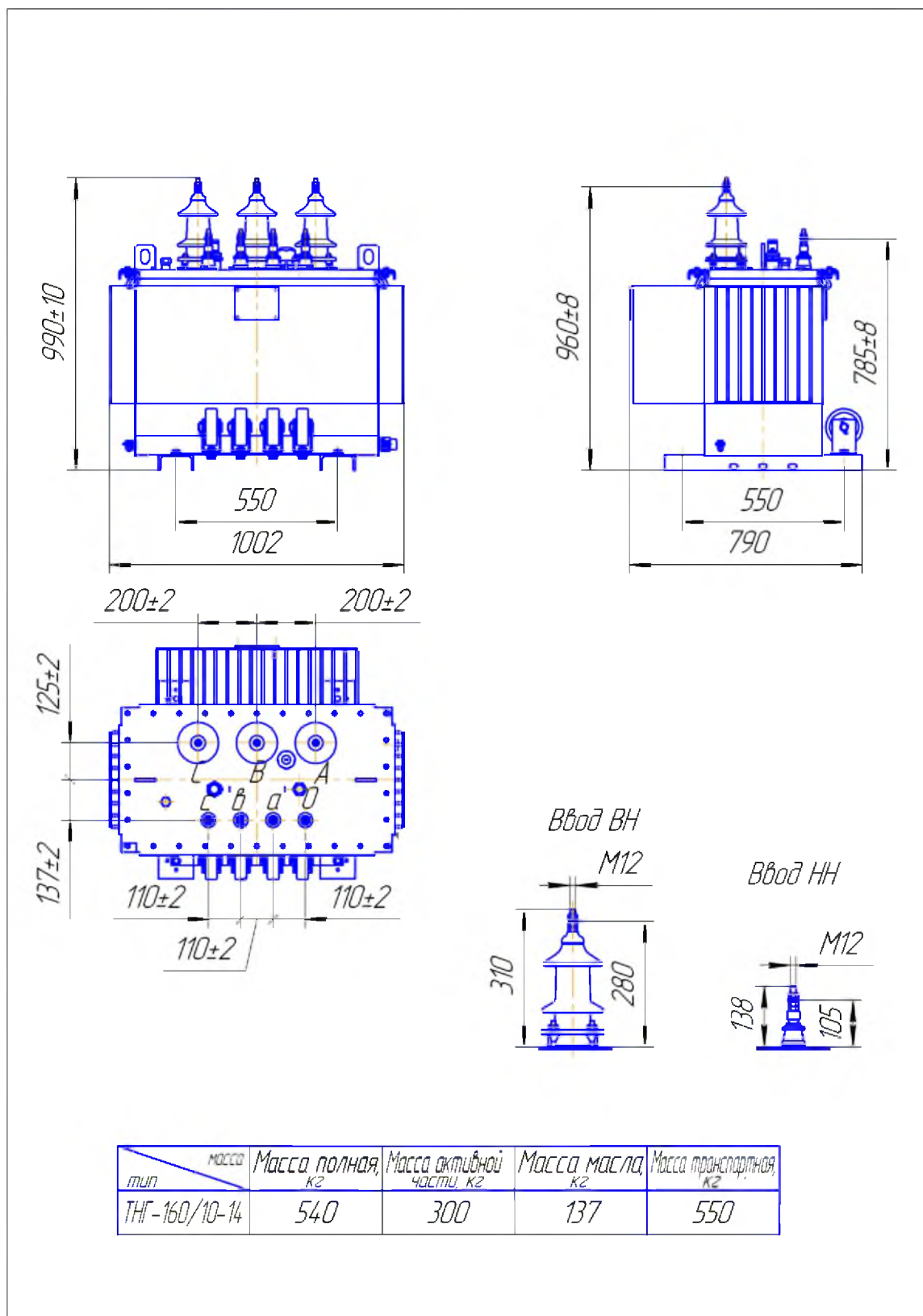


Рис. 1.5. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТНГ - 160/10-14

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1.

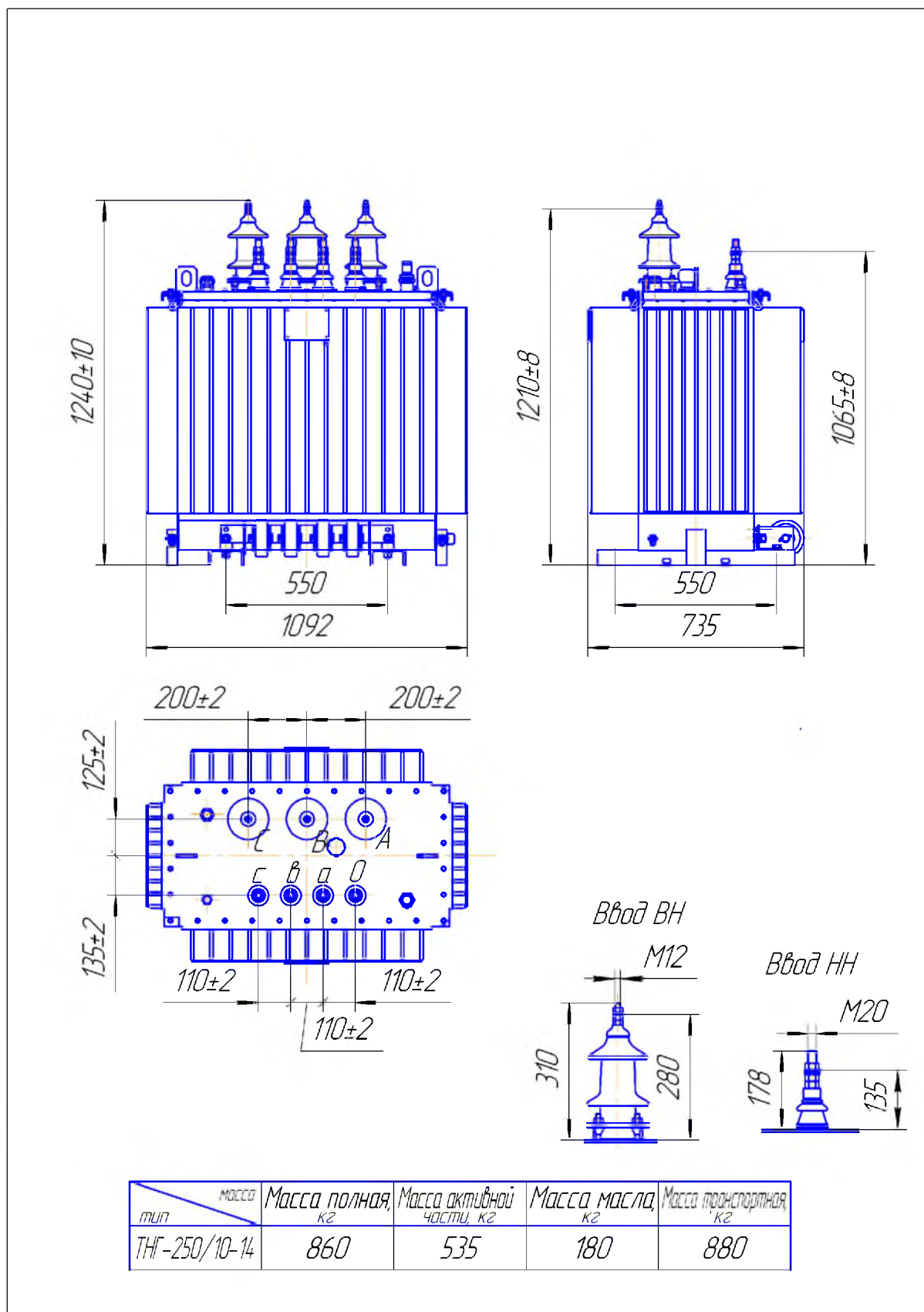


Рис. 1.6. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТНГ - 250/10-14

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1.

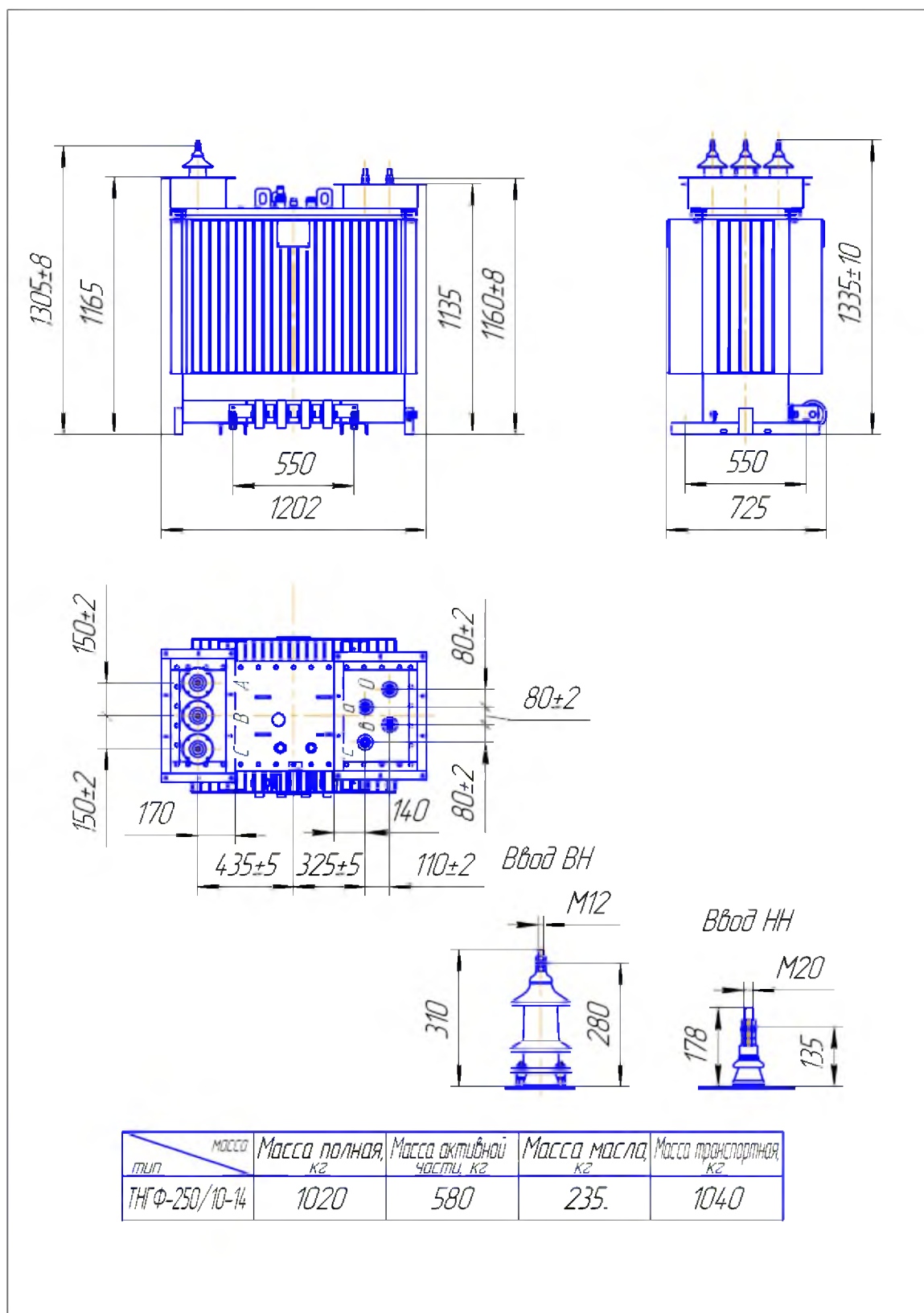


Рис. 1.7. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТНГФ - 250/10-14

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1.

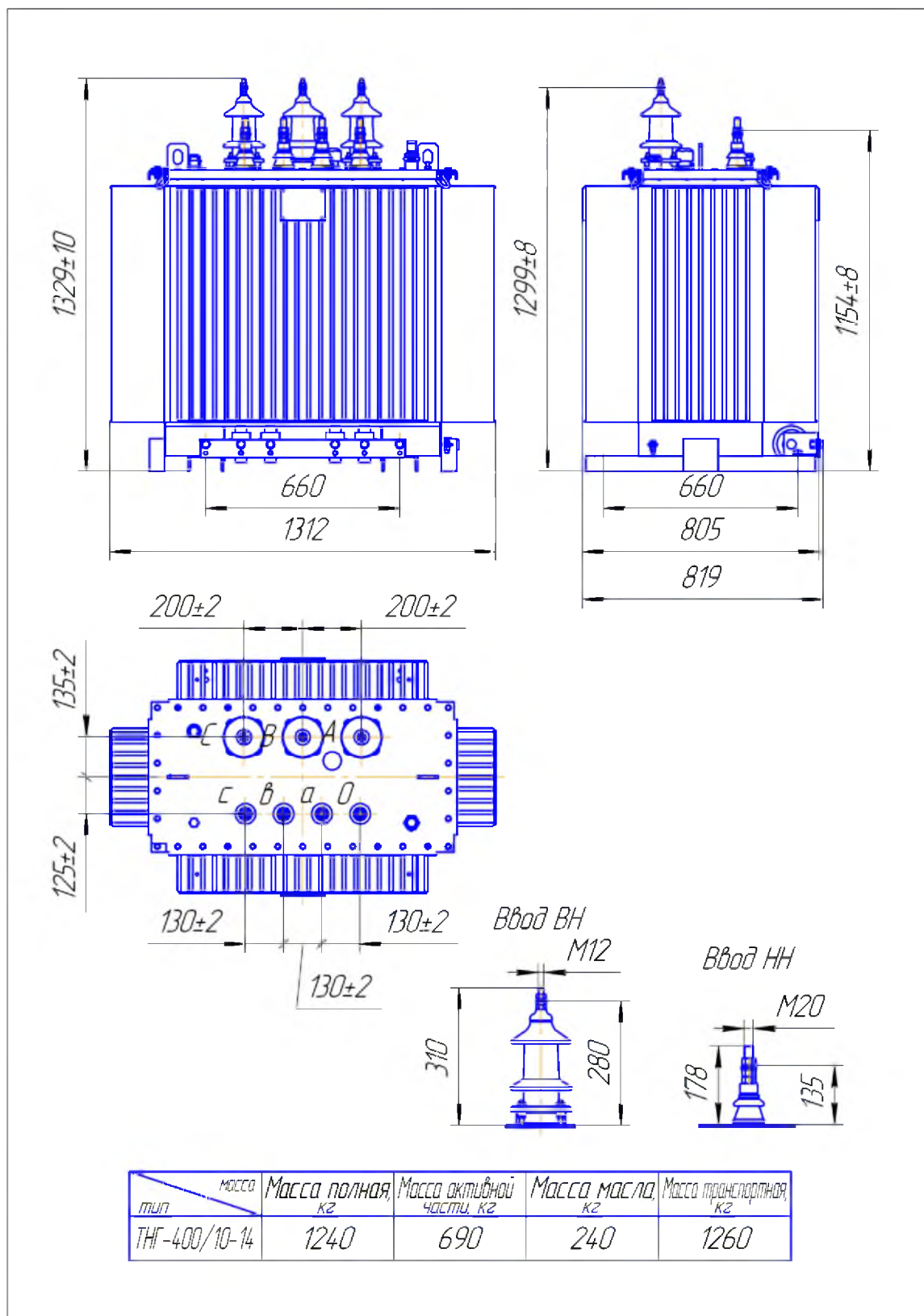


Рис. 1.8. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТНГ - 400/10-14

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1.

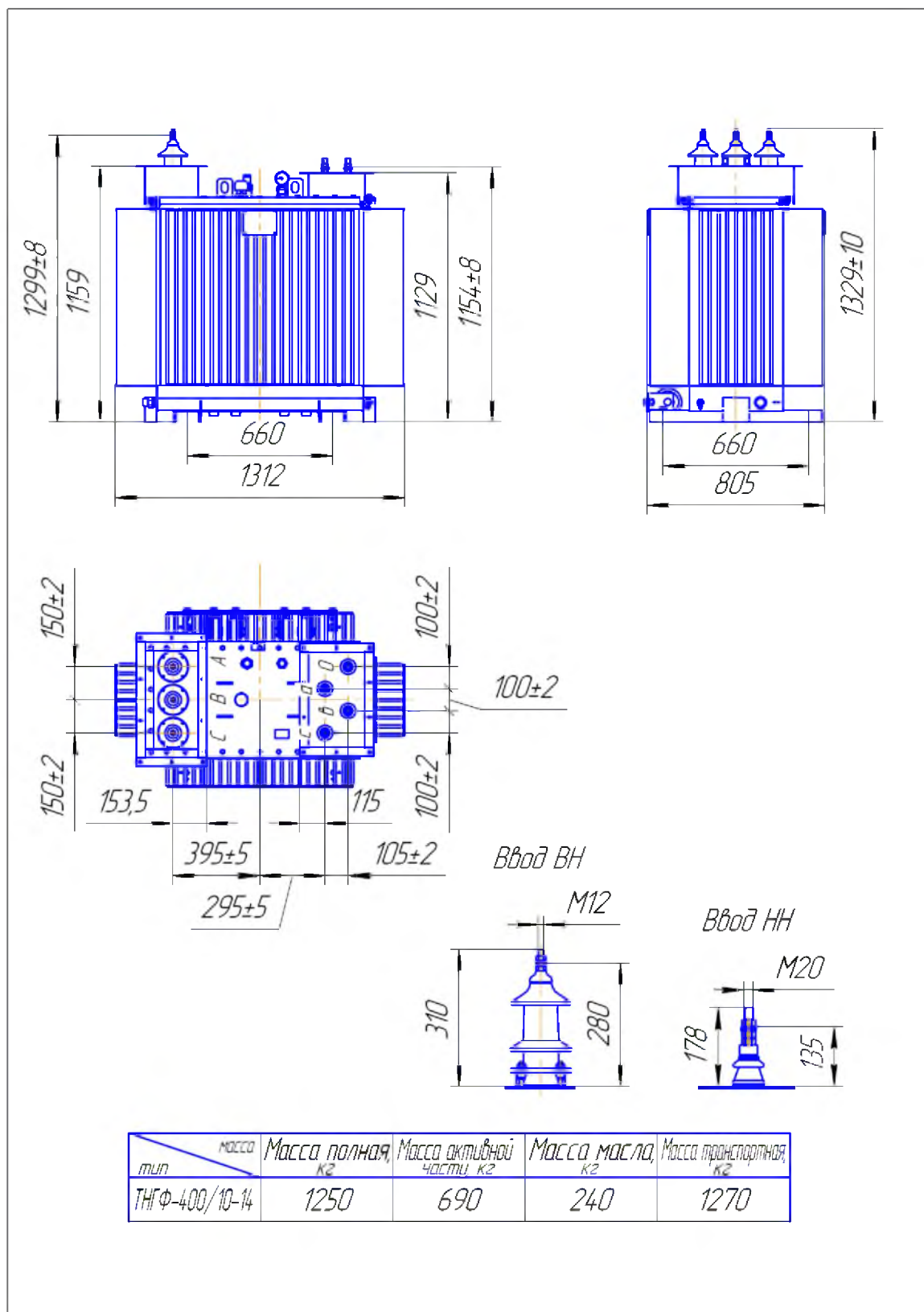


Рис. 1.9. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТНГФ - 400/10-14

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1.

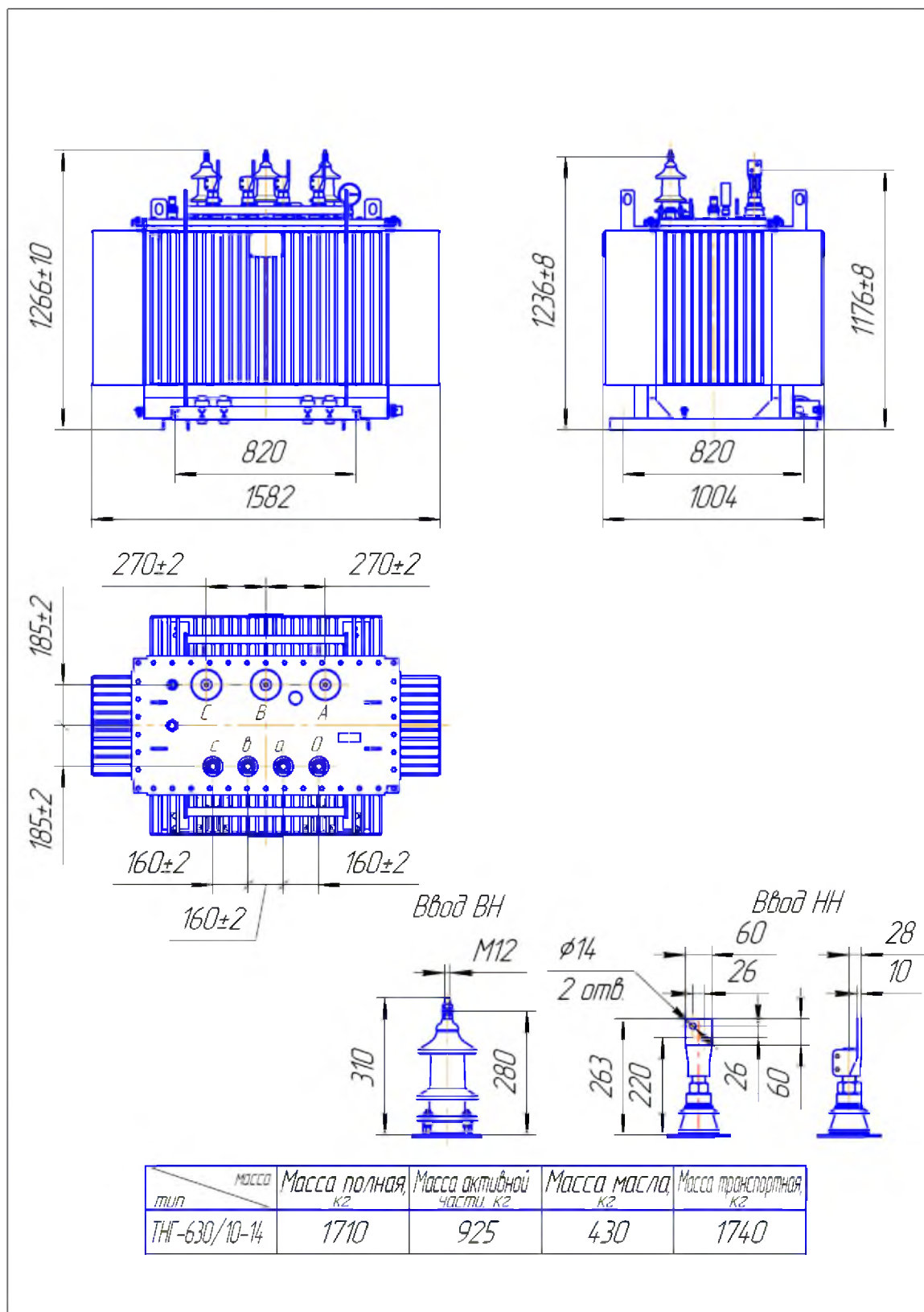


Рис. 1.10. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТНГ - 630/10-14

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1.

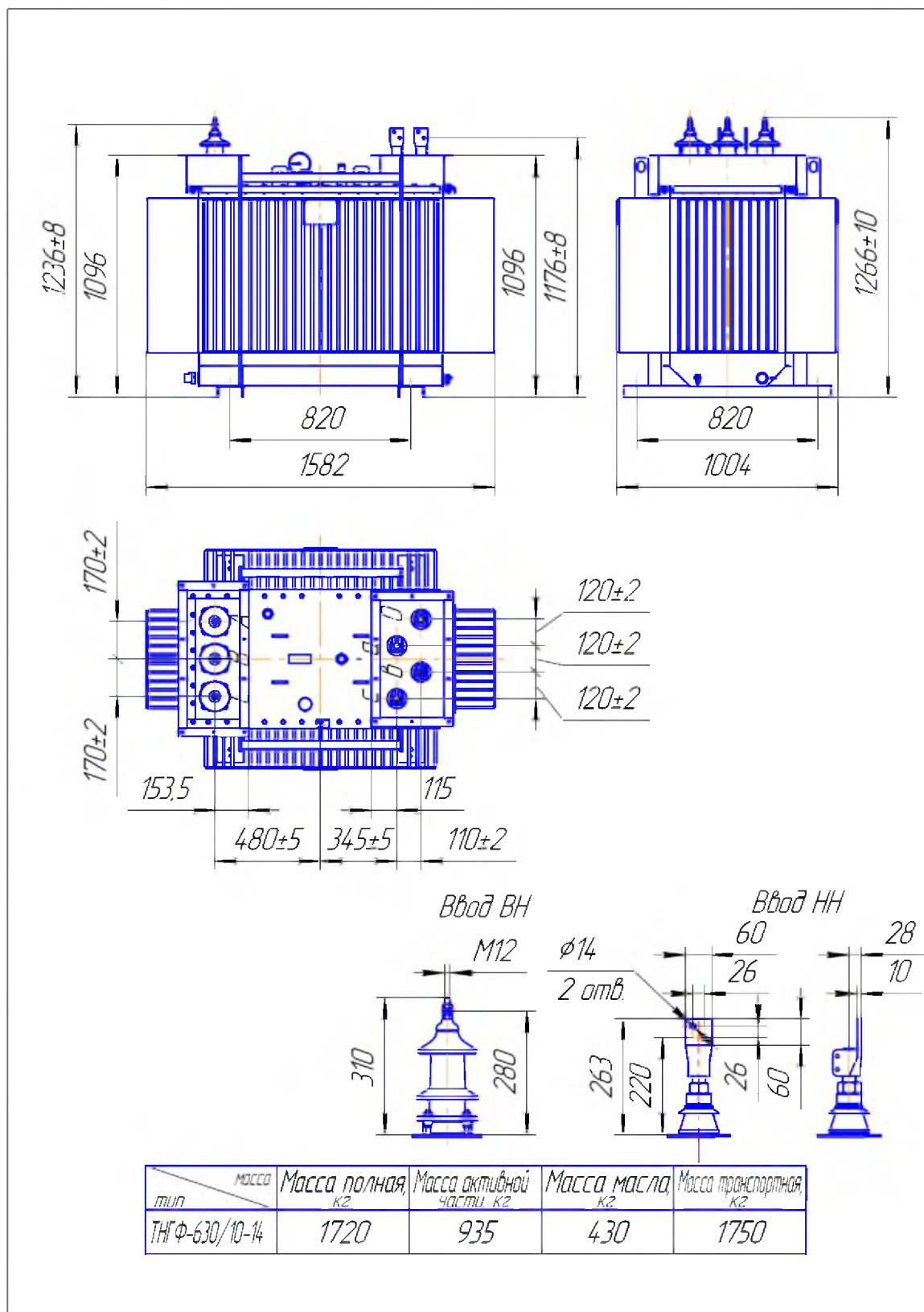


Рис. 1.11. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТНГФ - 630/10-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1.

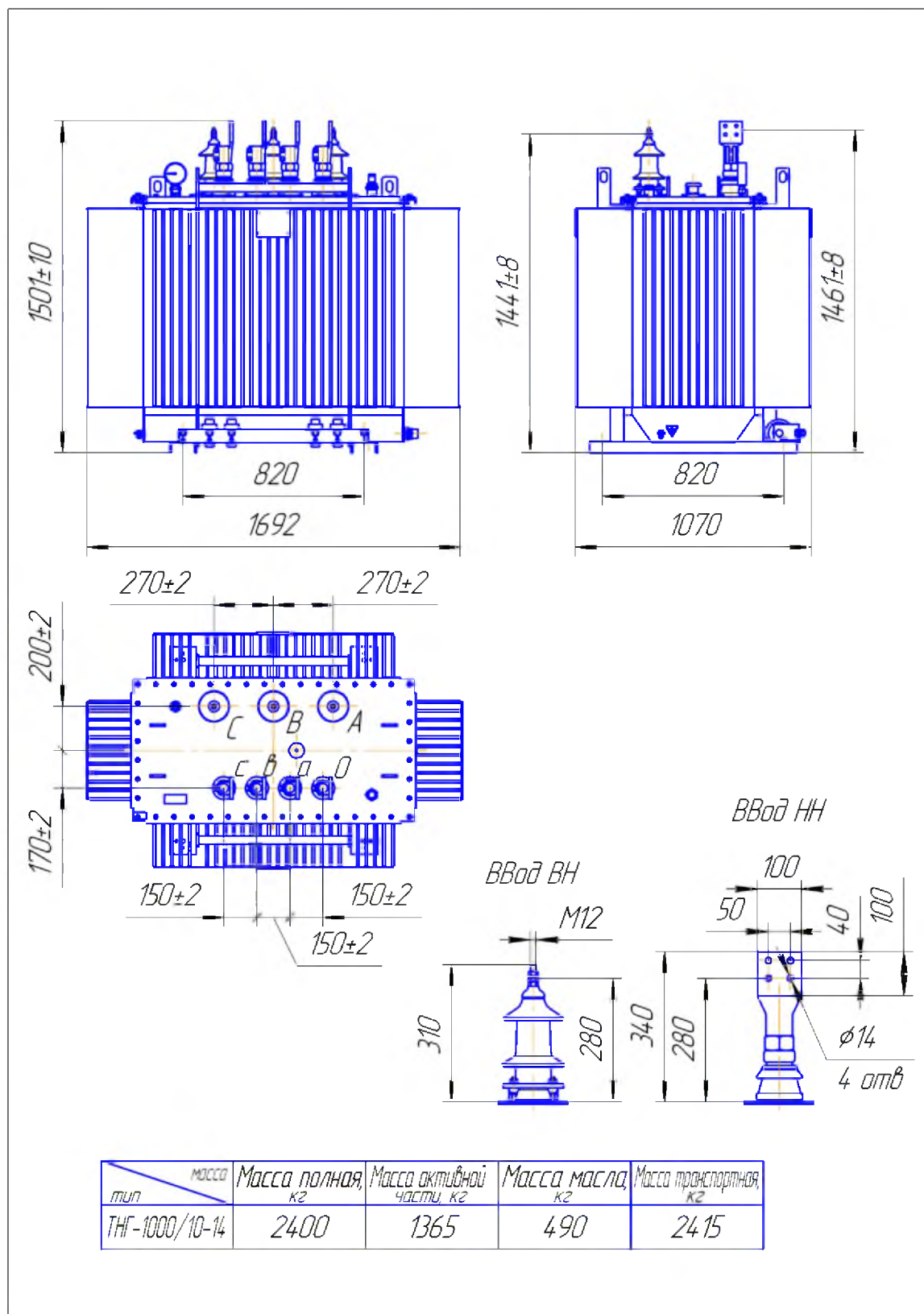


Рис. 1.12. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТНГ - 1000/10-14

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1.

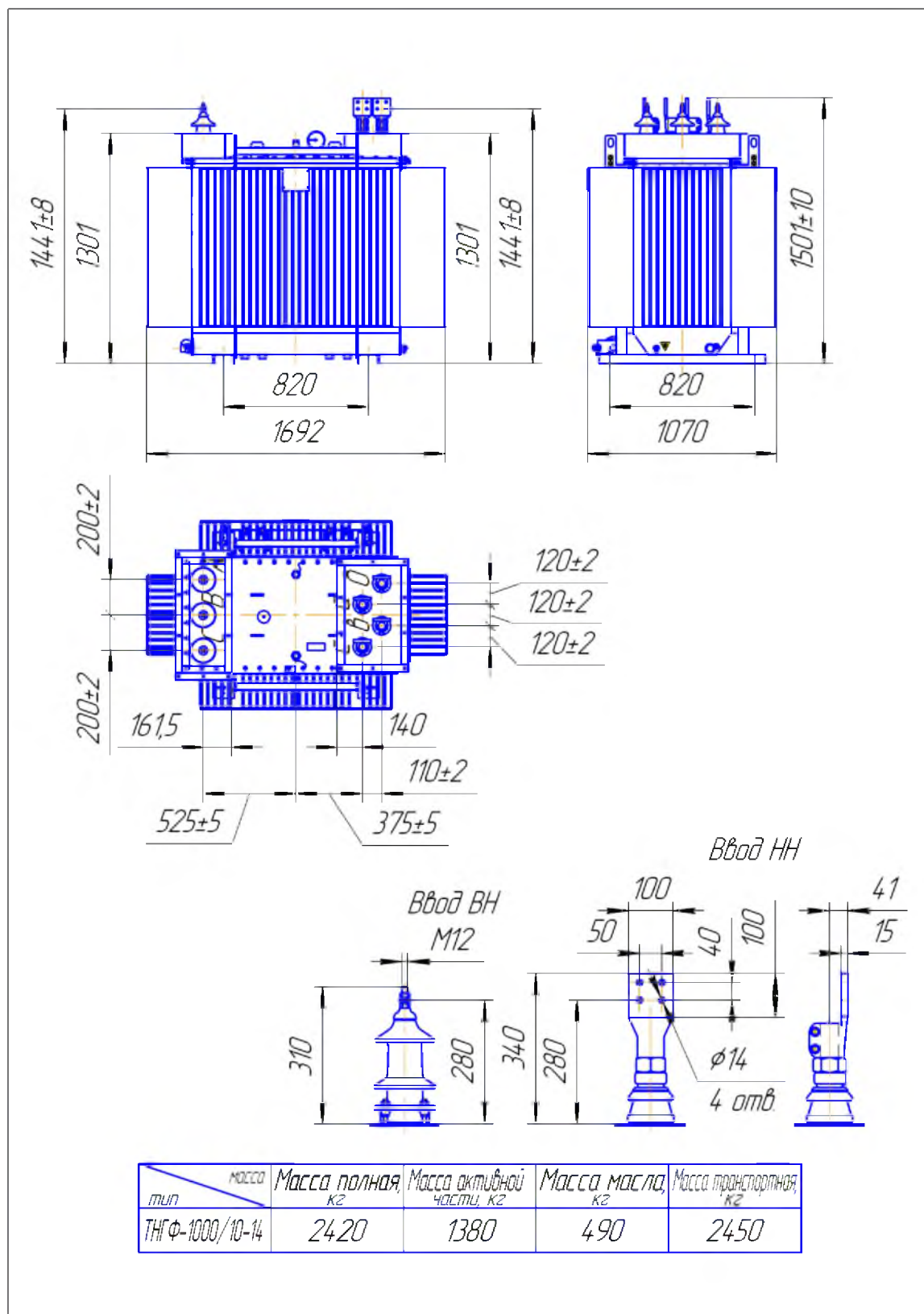


Рис. 1.13. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТНГФ- 1000/10-14

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1.

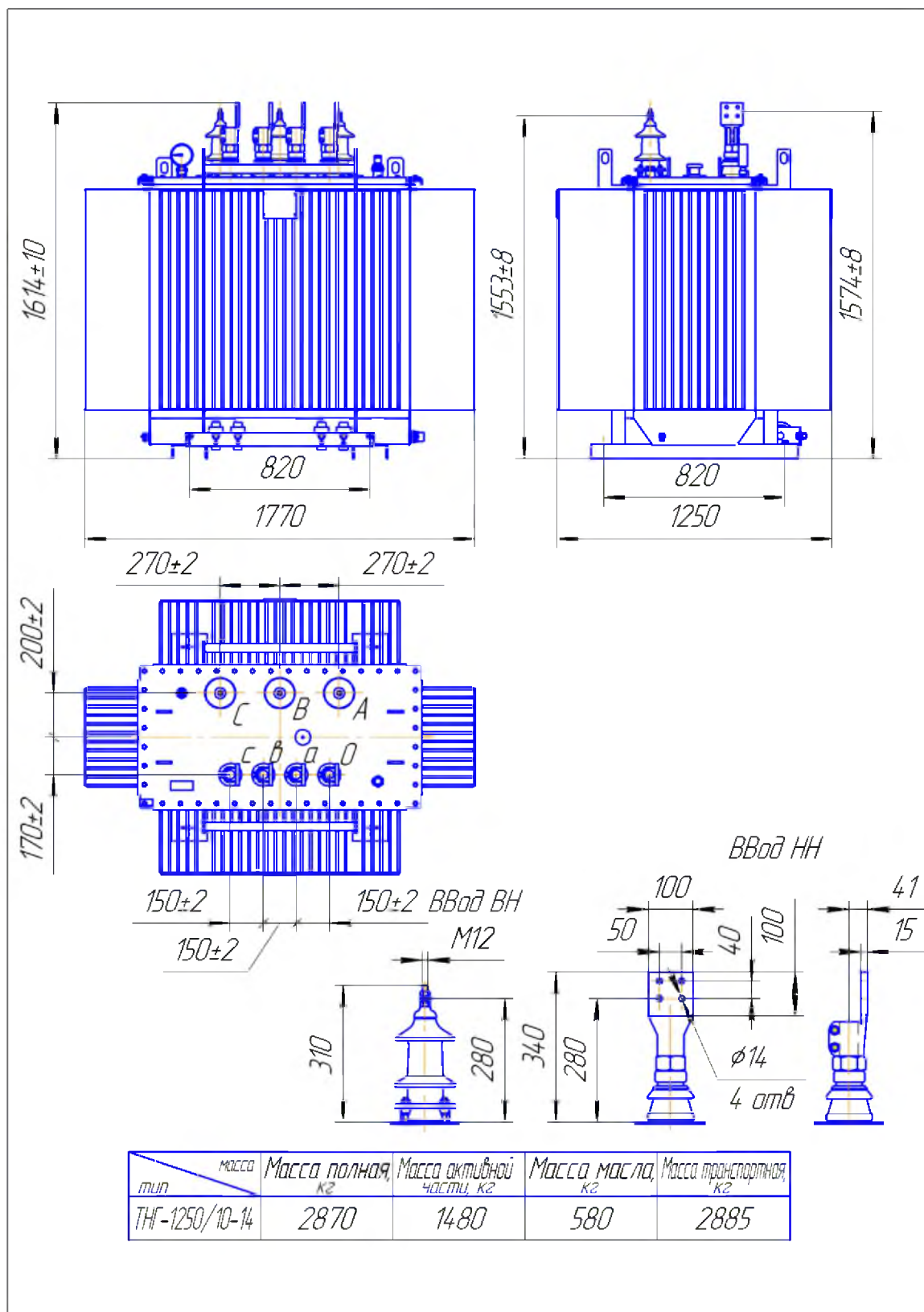


Рис. 1.14. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТНГ - 1250/10-14

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1.

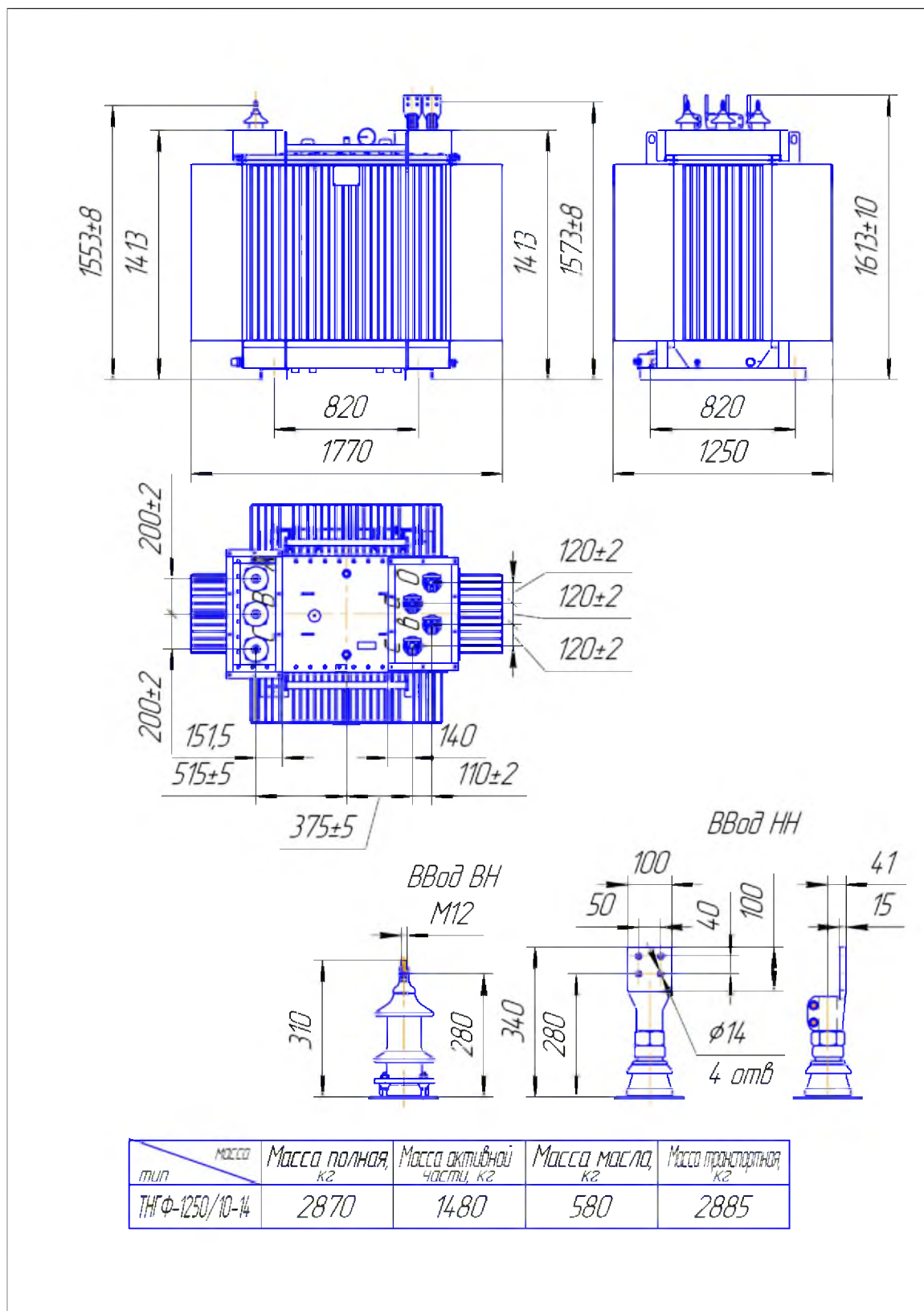


Рис. 1.15. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТНГФ - 1250/10-14

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1.

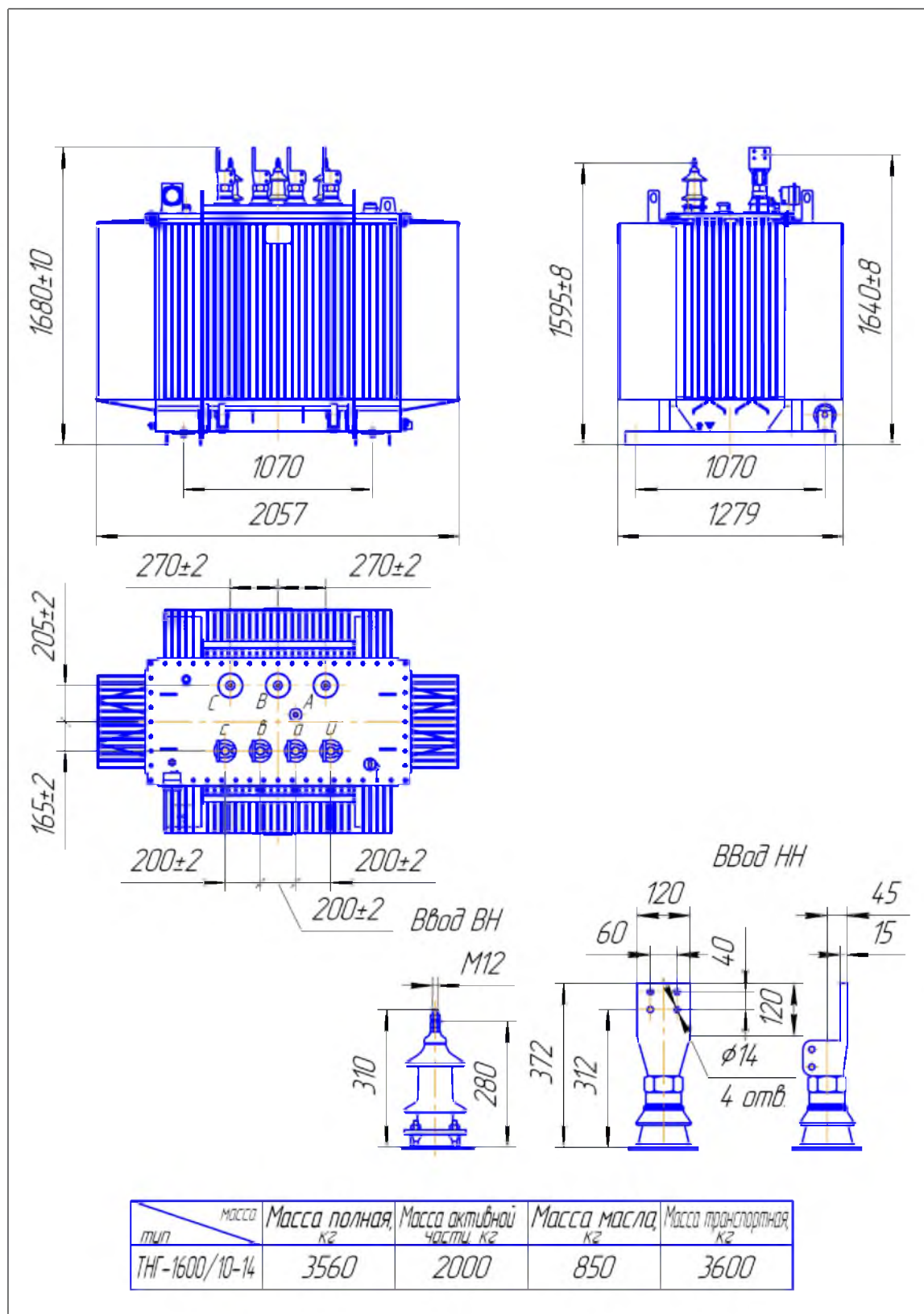


Рис. 1.16. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТНГ - 1600/10-14

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1.

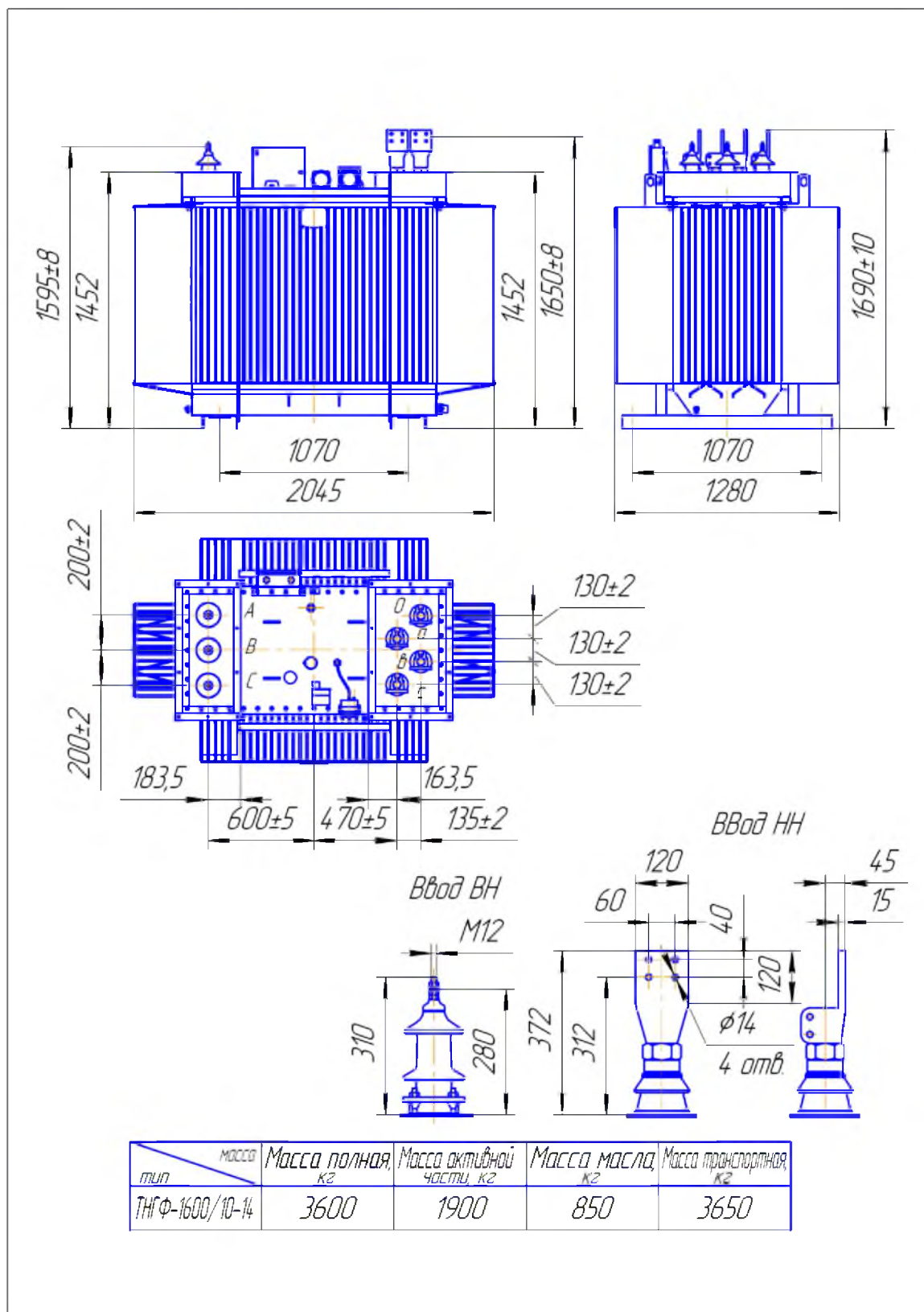


Рис. 1.17. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТНГФ - 1600/10-14

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1.

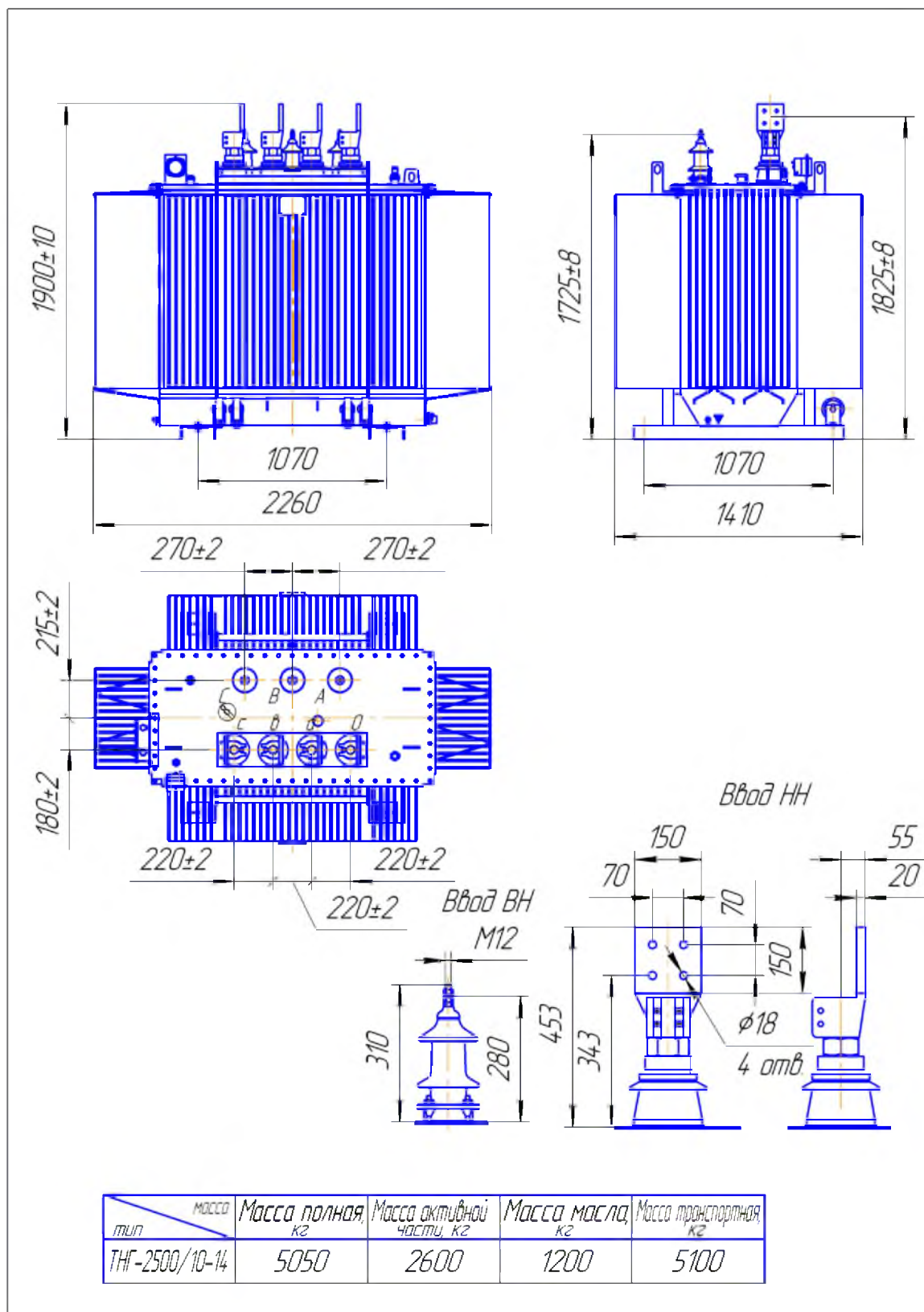


Рис. 1.18. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТНГ - 2500/10-14

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1.

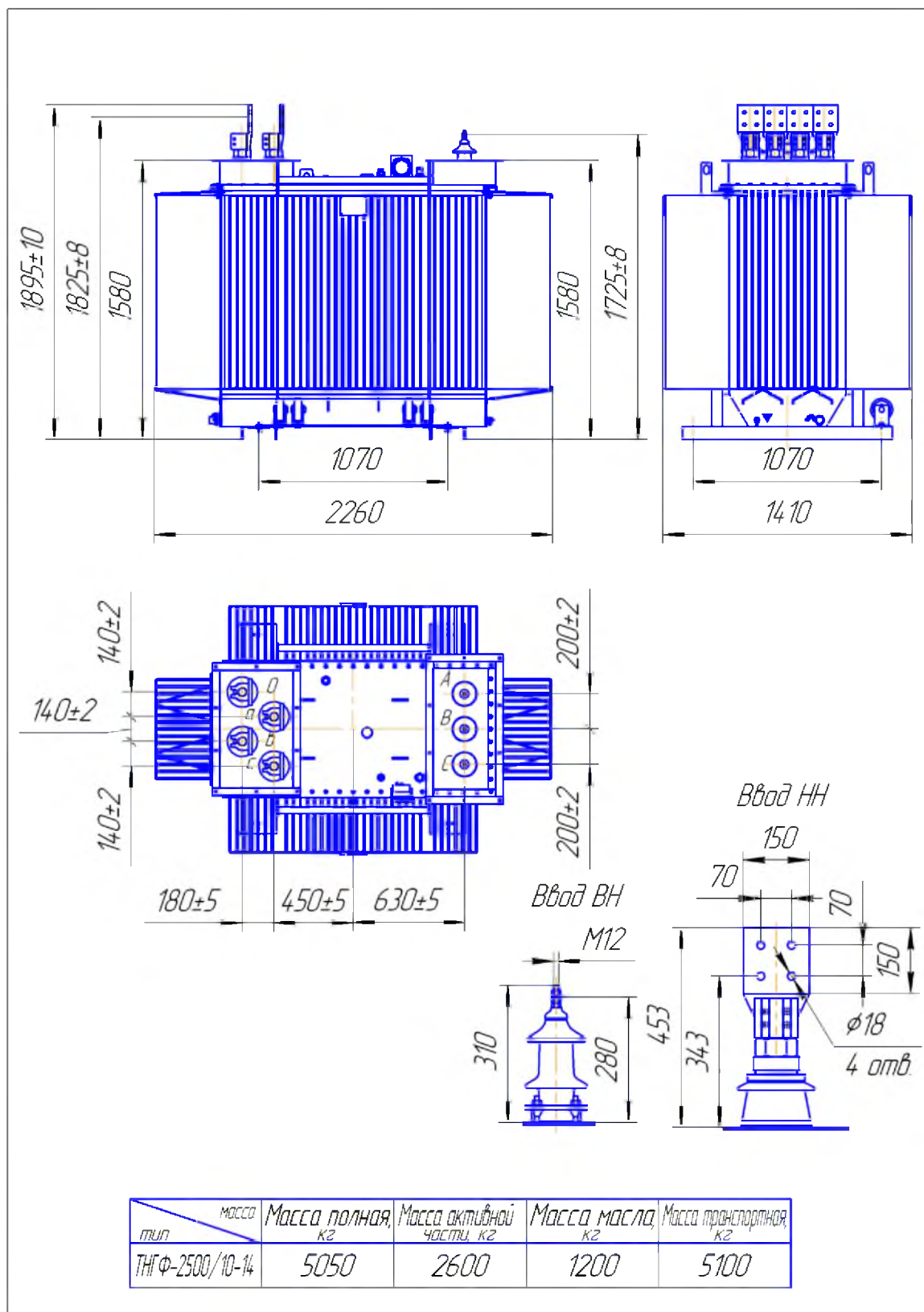


Рис. 1.19. Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора ТНГФ - 2500/10-14

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

СХЕМЫ СТРОПОВКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

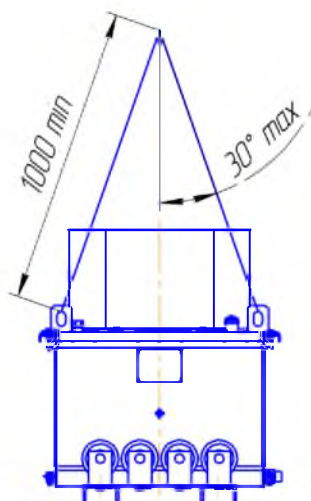


Рис. 2.1. Схема строповки трансформаторов ТНГ-25/10-14, ТНГ-40/10-14, ТНГ-63/10-14,

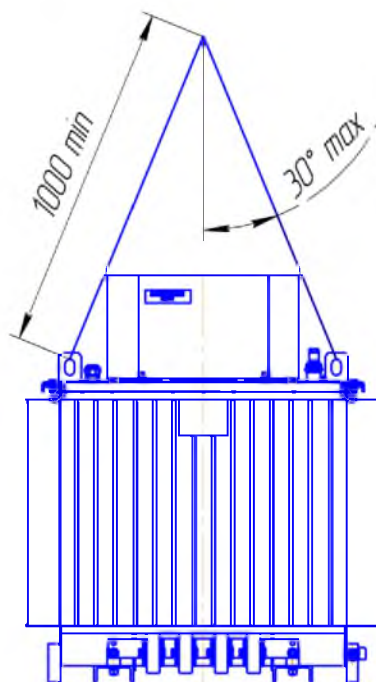


Рис 2.2. Схема строповки трансформаторов ТНГ-100/10-14, ТНГ-160/10-14, ТНГ-250/10-14, ТНГ-400/10-14.

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2

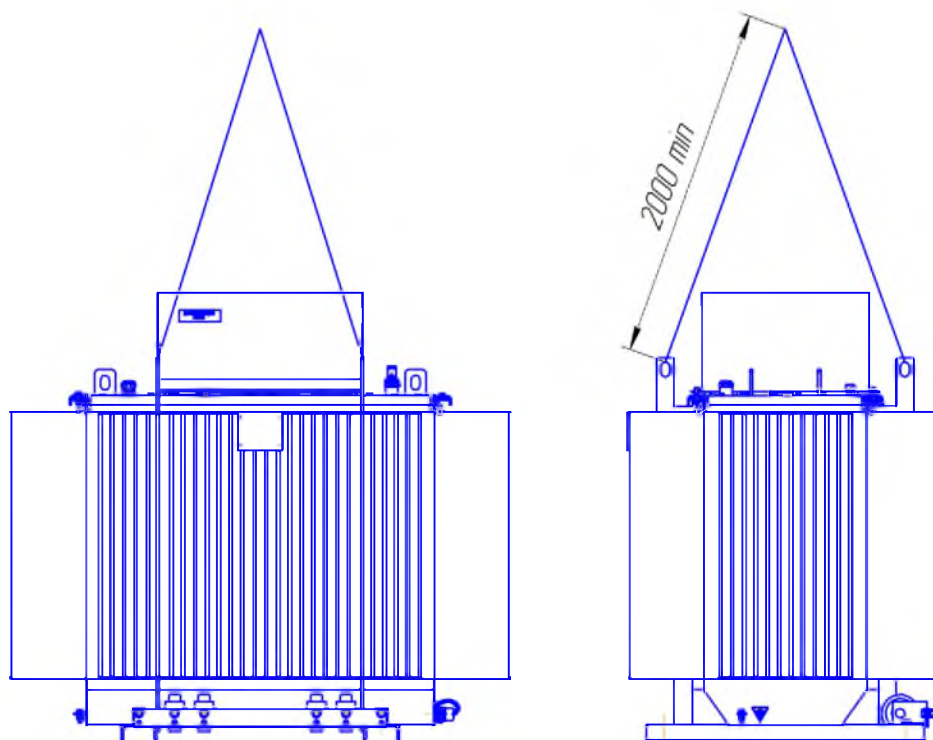


Рис. 2.3. Схема строповки трансформаторов
ТНГ - 630/10-14, ТНГ - 1000/10-14, ТНГ - 1250/10-14

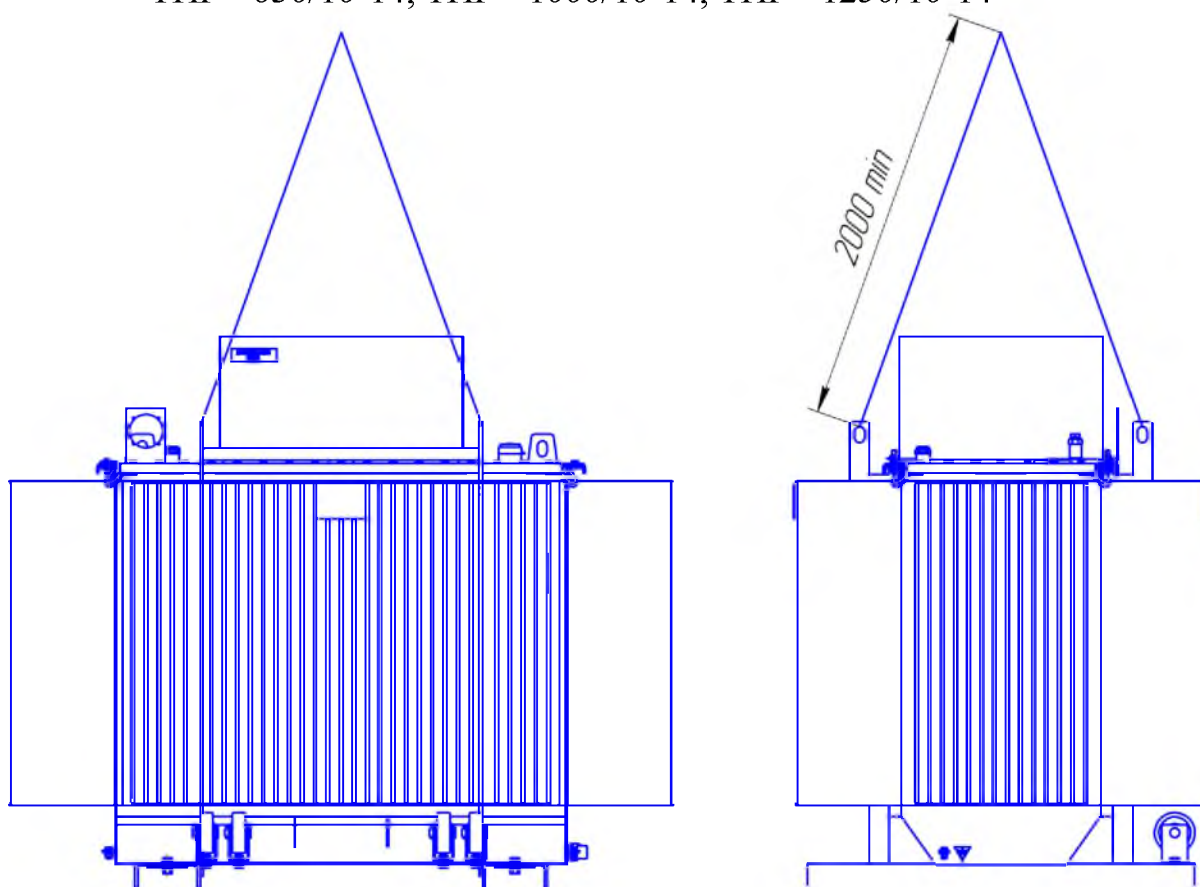


Рис. 2.4. Схема строповки трансформаторов
ТНГ - 1600/10-14, ТНГ - 2500/10-14.

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2

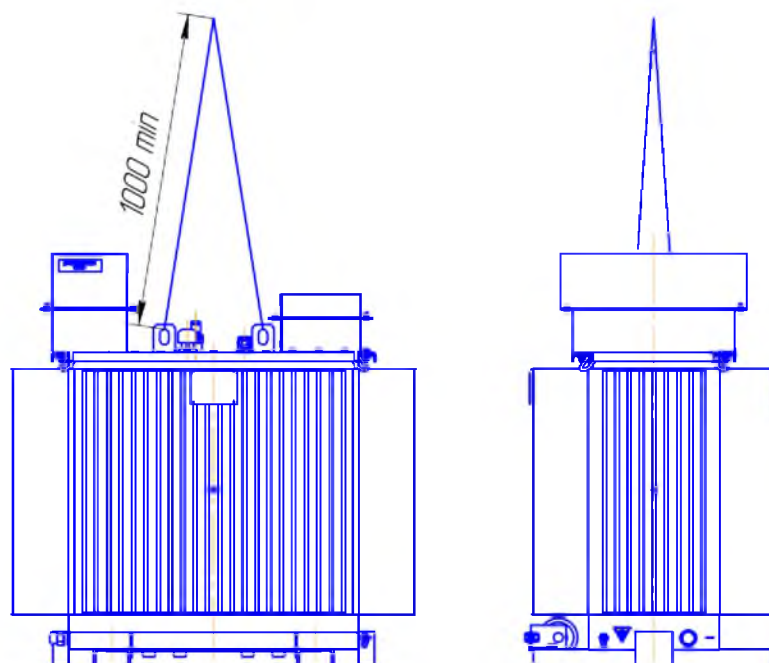


Рис. 2.5. Схема строповки трансформаторов
ТНГФ - 250/10-14, ТНГФ - 400/10-14.

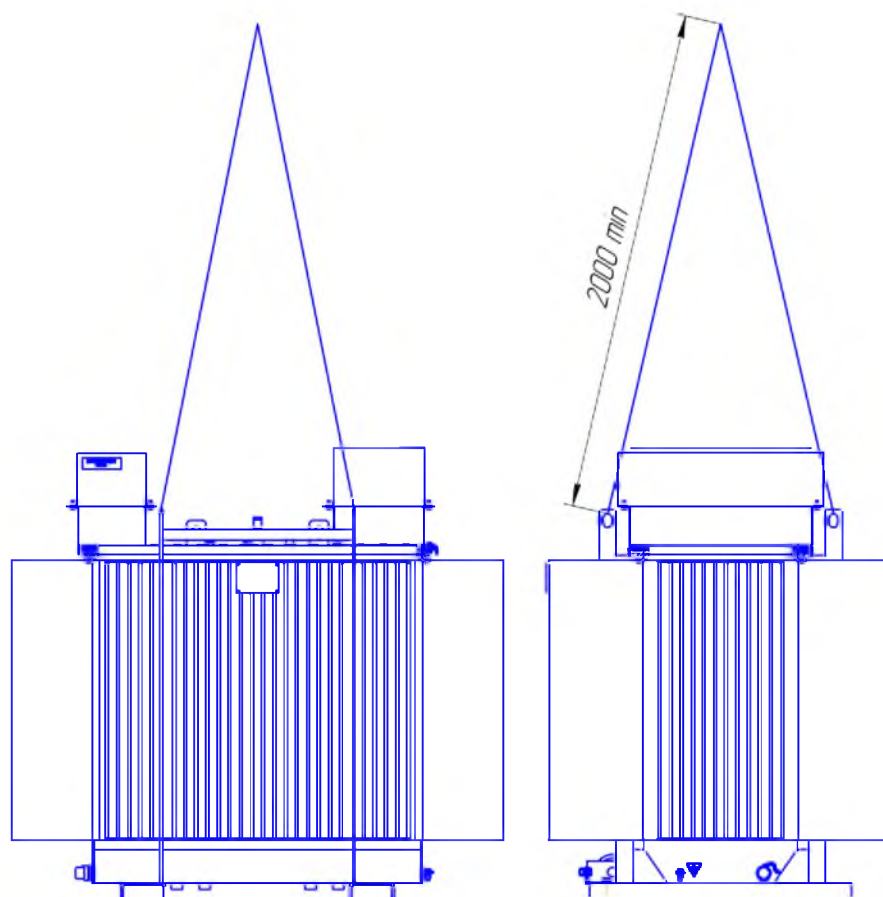


Рис. 2.6. Схема строповки трансформаторов
ТНГФ - 630/10-14, ТНГФ - 1000/10-14, ТНГФ - 1250/10-14.

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2

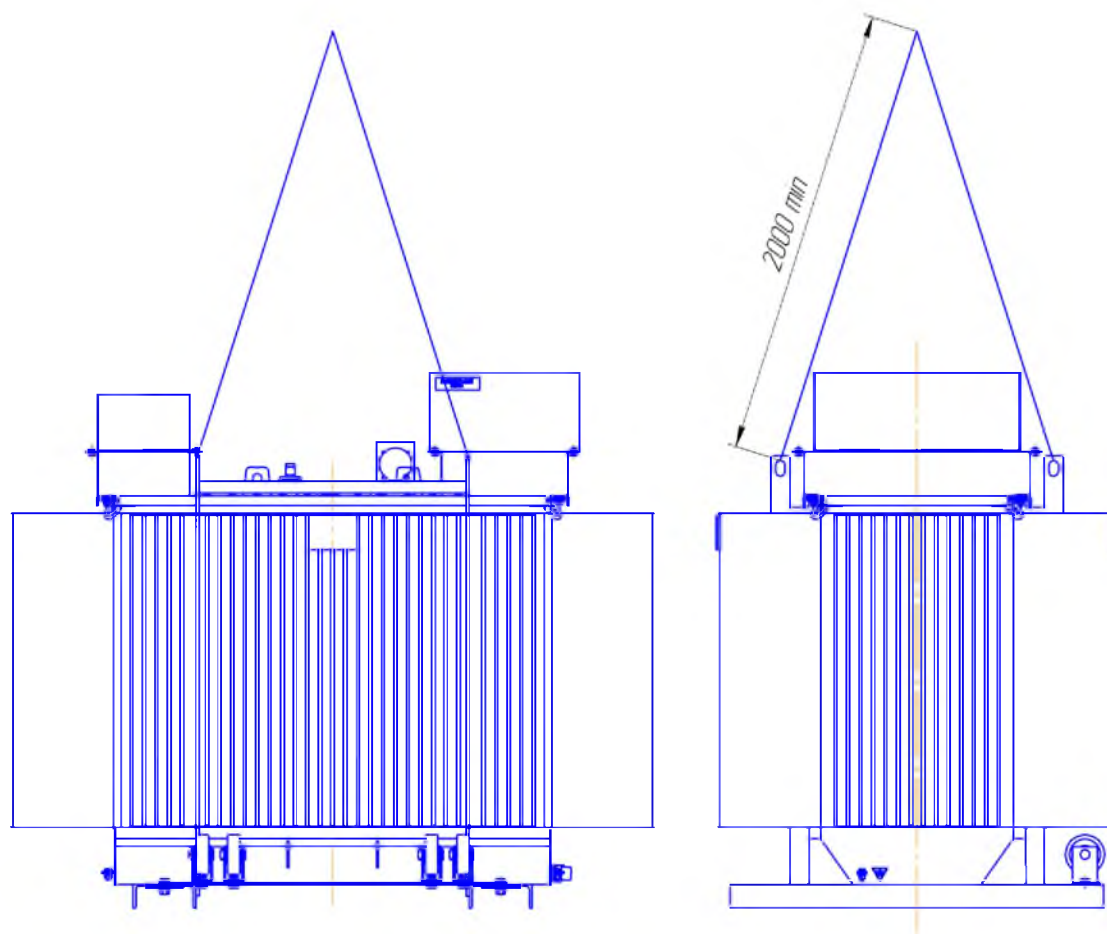


Рис. 2.7. Схема строповки трансформаторов
ТНГФ - 1600/10-14, ТНГФ - 2500/10-14.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

СХЕМЫ КРЕПЛЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА АВТОМОБИЛЬНЫХ ПЛАТФОРМАХ

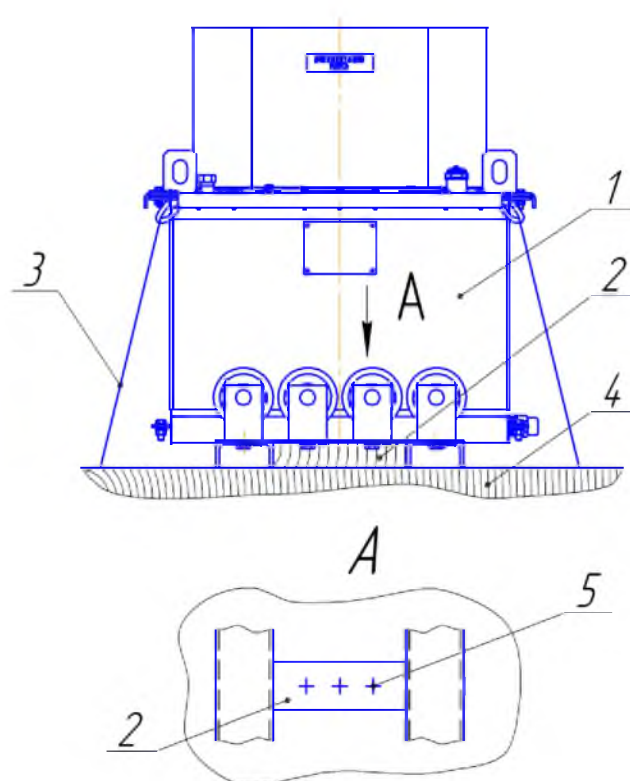


Рис. 3.1. Схема крепления трансформаторов типов 25, 40 и 63 кВА на автомобильной платформе с деревянным покрытием

- 1 – трансформатор
- 2 – брус, пиломатериал хвойных пород ГОСТ 8486-86 100x50x280 мм (2 шт.)
- 3 – проволока 6 ГОСТ 3282-74 (2 жилы)
- 4 – автомобильная платформа
- 5 – гвоздь строительный К 5.0x150 ГОСТ 4028-6 (6 шт.)

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 3

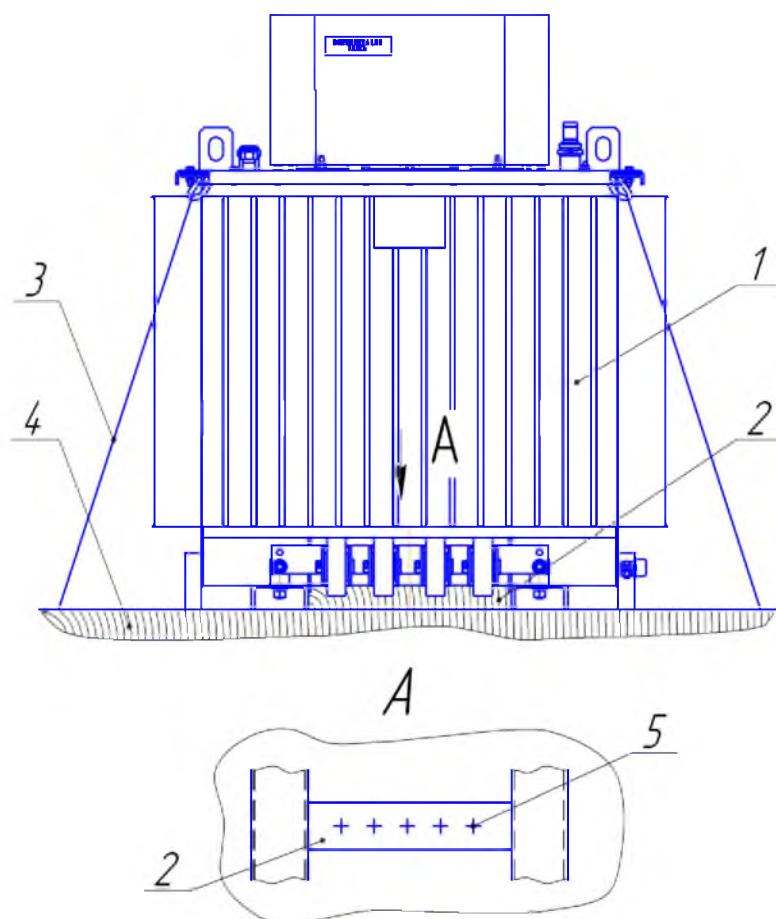


Рис. 3.2. Схема крепления трансформаторов типов 100, 160 и 250 кВА на автомобильной платформе с деревянным покрытием

- 1 – трансформатор
- 2 – брус, пиломатериал хвойных пород ГОСТ 8486-86 100x50x430 мм (2 шт.)
- 3 – проволока 6 ГОСТ 3282-74 (2 жилы)
- 4 – автомобильная платформа
- 5 – гвоздь строительный К 5.0x150 ГОСТ 4028-6 (10 шт.)

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 3

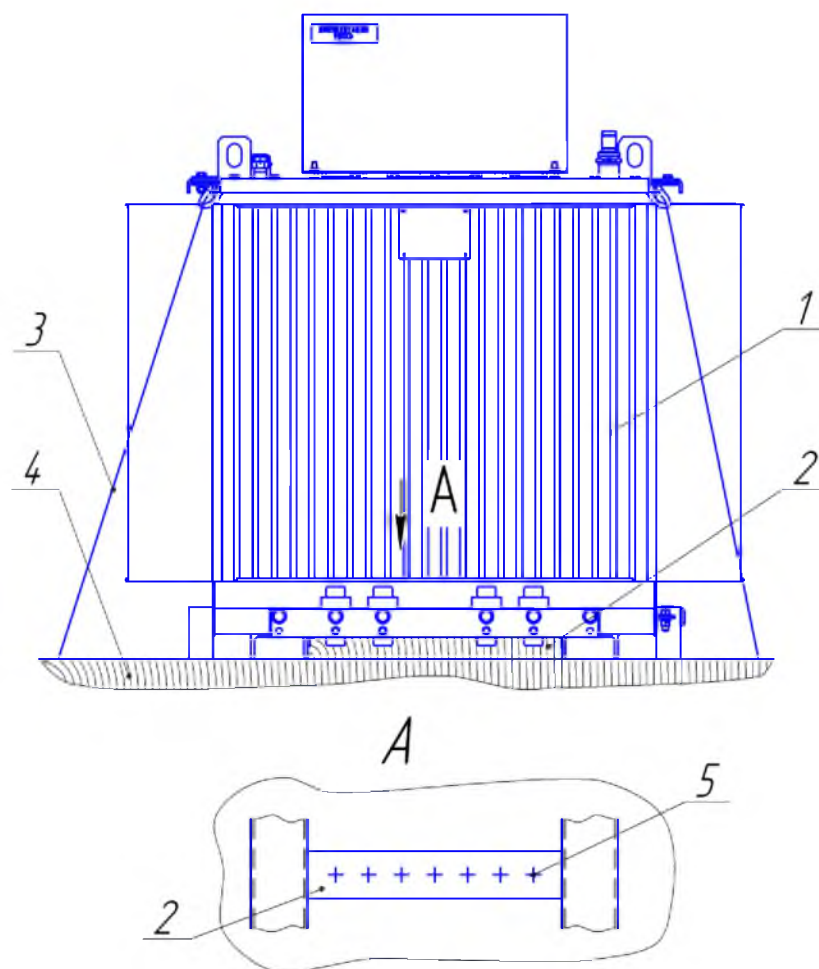


Рис. 3.3. Схема крепления трансформаторов типов 400 кВА
на автомобильной платформе с деревянным покрытием

- 1 – трансформатор
- 2 – брус, пиломатериал хвойных пород ГОСТ 8486-86 100x50x540 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

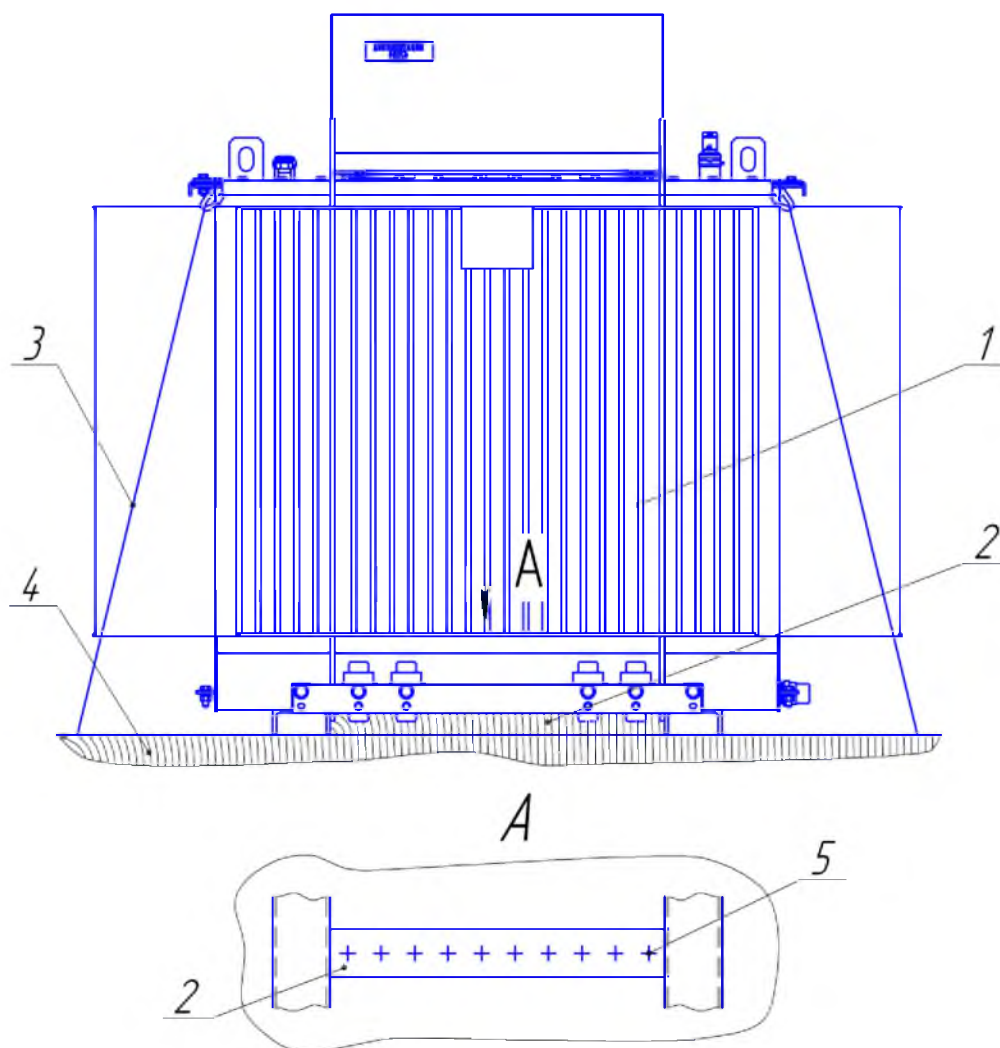


Рис. 3.4. Схема крепления трансформаторов типов 630 и 1000 кВА на автомобильной платформе с деревянным покрытием

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 (20 шт.)

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 3

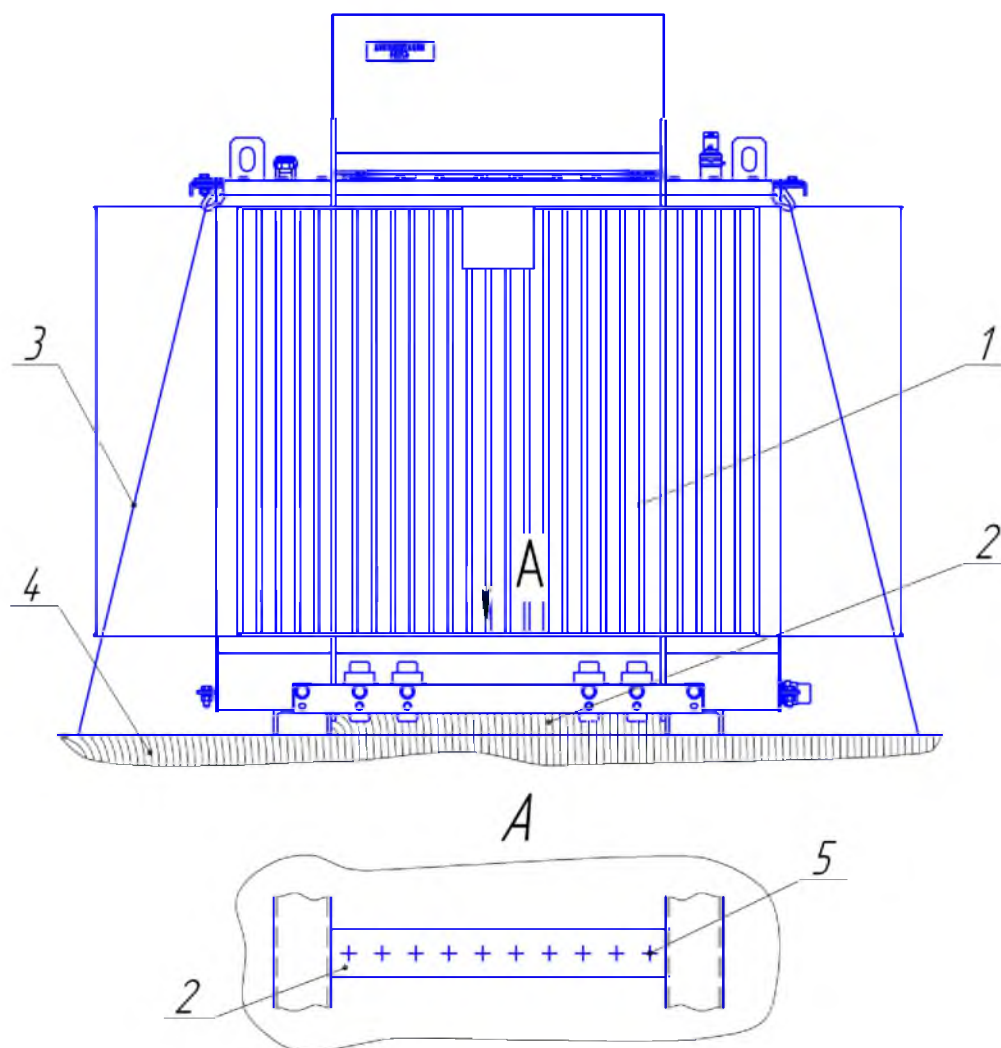


Рис. 3.4. Схема крепления трансформаторов типов 1250 кВА
на автомобильной платформе с деревянным покрытием

- 1 – трансформатор
- 2 – брус, пиломатериал хвойных пород ГОСТ 8486-86 100x50x660 мм (2 шт.)
- 3 – проволока 6 ГОСТ 3282-74 (2 жилы)
- 4 – автомобильная платформа
- 5 – гвоздь строительный К 5.0x150 ГОСТ 4028-6 (20 шт.)

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 3

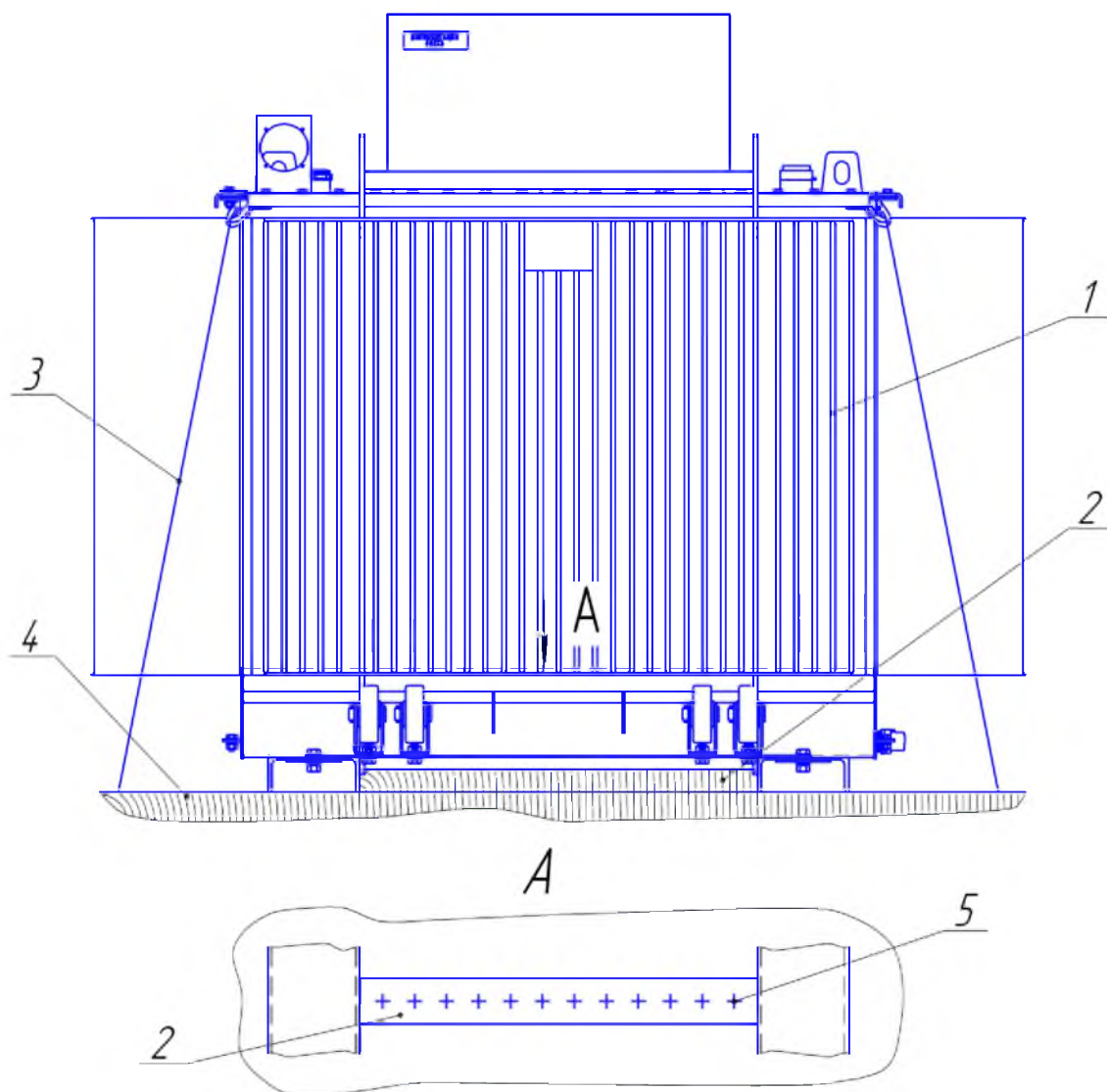


Рис. 3.5. Схема крепления трансформаторов типов 1600 и 2500 кВА
на автомобильной платформе с деревянным покрытием

- 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 (24 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 огнестойкой диэлектрической жидкости.

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:

- 8 часа при относительной влажности менее 70%;
- 4 часов при относительной влажности менее 80%.

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 огнестойкий жидкий диэлектрик через вентиль слива, который расположен в нижней части бака.

Огнестойкую диэлектрическую жидкость следует сливать в заранее подготовленную просушенную тару. После окончания слива наклонить трансформатор в сторону вентиля слива под углом 30° к горизонту и слить остатки жидкости 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.

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

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 4

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 огнестойкой диэлектрической жидкости.

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

2.11 Удалить остатки огнестойкой диэлектрической жидкости 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.

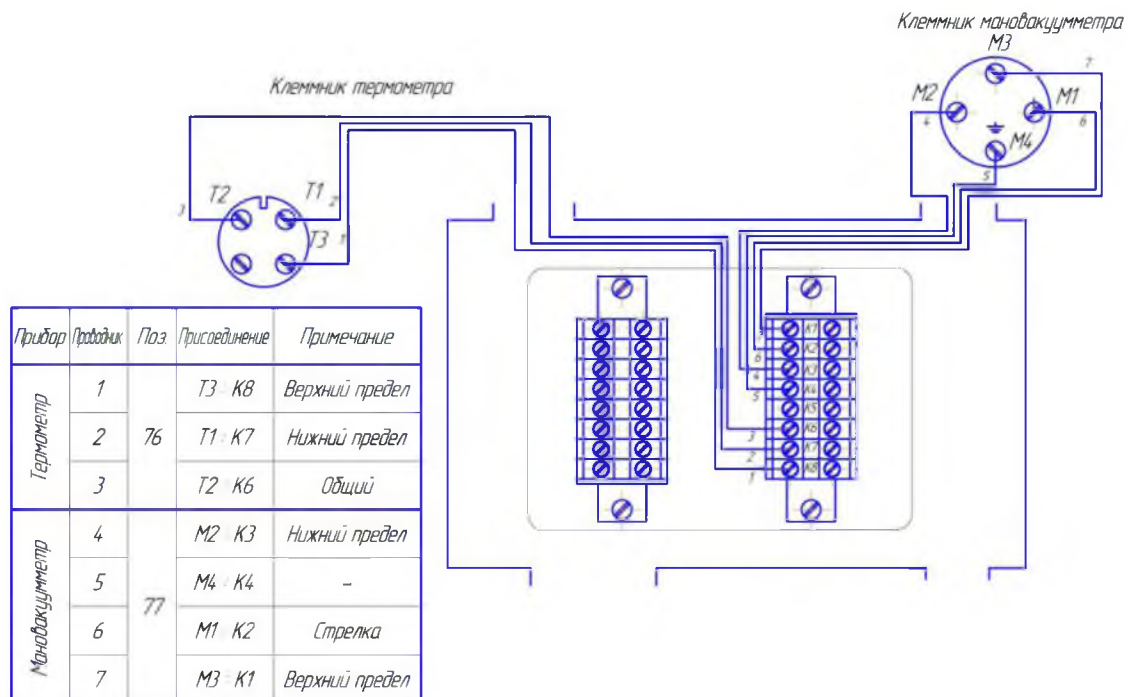
2.14 Залить огнестойкую охлаждающую диэлектрическую жидкость в трансформатор в следующей последовательности:

- отвернуть клапан сброса давления, распложенный на крышке (расширителе);
- через это отверстие заполнить трансформатор огнестойкой диэлектрической жидкостью, контролируя уровень по указателю уровня, расположенному на крышке, при этом температура огнестойкой диэлектрической жидкости должна быть не ниже 10°C, а температура активной части выше температуры огнестойкой диэлектрической жидкости;

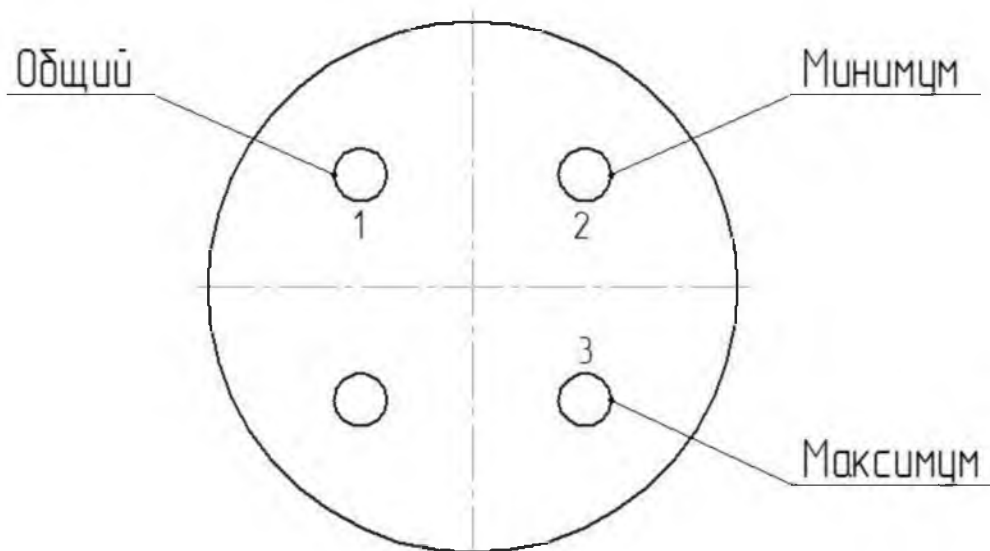
- после отстоя трансформатора долить охлаждающую диэлектрическую жидкость, проверить целостность и состояние уплотнительной прокладки и завернуть клапан сброса давления.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

СХЕМА ВНЕШНИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕКТРОКОНТАКТНОГО ТЕРМОМЕТРА И МАНОВАКУУМЕТРА К КЛЕММНОЙ КОРОБКЕ



ПРИЛОЖЕНИЕ 6

СХЕМА ВНЕШНИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ
ЭЛЕКТРОКОНТАКТНОГО ТЕРМОМЕТРА

ПРИЛОЖЕНИЕ 7.

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

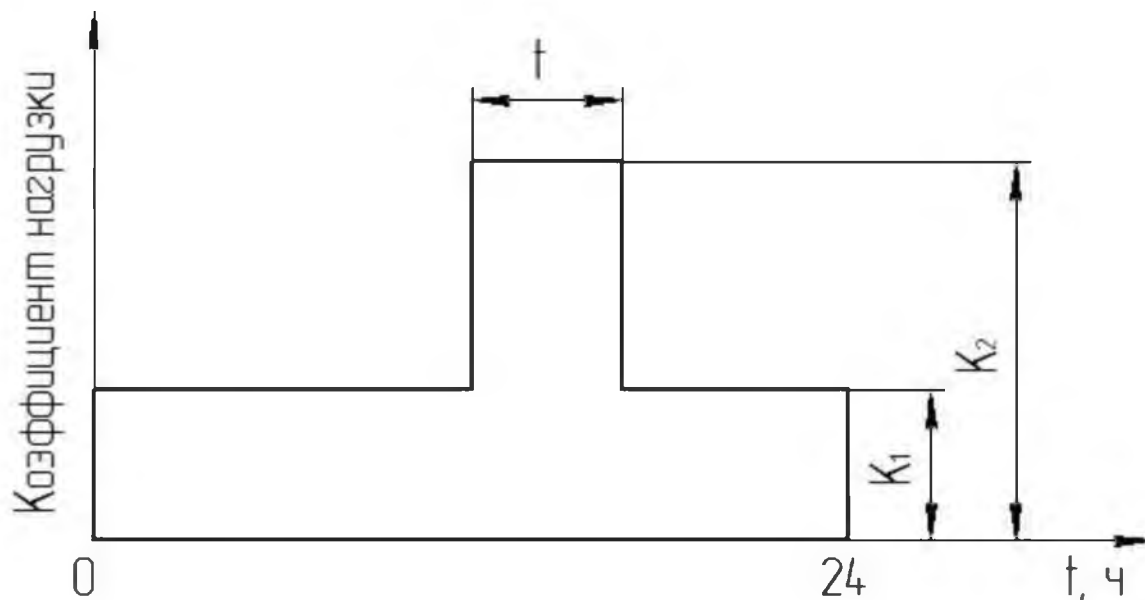


Рис. 10.1. График систематической суточной нагрузки трансформатора с нормальным сокращением срока службы.

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 10.1-10.8 приведены значения K_2 и t при различных значениях K_1 и температуры окружающей среды Θ_a .

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 7

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 7.

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 7.

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 7

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 7

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

:

(8182)63-90-72
+7(7172)727-132
(4722)40-23-64
(4832)59-03-52
(423)249-28-31
(844)278-03-48
(8172)26-41-59
(473)204-51-73
(343)384-55-89
(4932)77-34-06
(3412)26-03-58
(843)206-01-48

(4012)72-03-81
(4842)92-23-67
(3842)65-04-62
(8332)68-02-04
(861)203-40-90
(391)204-63-61
(4712)77-13-04
(4742)52-20-81
(3519)55-03-13
(495)268-04-70
(8152)59-64-93
(8552)20-53-41

(831)429-08-12
(3843)20-46-81
(383)227-86-73
(4862)44-53-42
(3532)37-68-04
(8412)22-31-16
(342)205-81-47
- - (863)308-18-15
(4912)46-61-64
(846)206-03-16
- (812)309-46-40
(845)249-38-78

(4812)29-41-54
(862)225-72-31
(8652)20-65-13
(4822)63-31-35
(3822)98-41-53
(4872)74-02-29
(3452)66-21-18
(8422)24-23-59
(347)229-48-12
(351)202-03-61
(8202)49-02-64
(4852)69-52-93