

Руководство по эксплуатации

Трансформаторы масляные преобразовательные ТМПГ-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

| | стр. |
|---|------|
| 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 | 8 |
| 7 УКАЗАНИЕ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ | 8 |
| 8 ПОДГОТОВКА ТРАНСФОРМАТОРА К РАБОТЕ И ПУСК | 9 |
| 9 ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРА | 13 |
| 10 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ | 15 |
| 11 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ | 16 |
| 12 УТИЛИЗАЦИЯ | 18 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ 1 | 19 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ 2 | 43 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ 3 | 44 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ 4 | 46 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ 5 | 47 |

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее руководство по эксплуатации распространяется на масляные трансформаторы для погружных электронасосов типа ТМПНГ-СЭЩ мощностью от 63 до 1200 кВА 3, 6 кВ серии -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 ТУ 3411-077-15356352-2012 «Трансформаторы масляные типа ТМПНГ-СЭЩ мощностью от 63 до 1200 кВА, классов напряжений 3, 6 кВ».

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

1 НАЗНАЧЕНИЕ

1.1 Трансформаторы трехфазные распределительные двухобмоточные типа ТМПНГ мощностью от 63 до 1200 кВА с двумя переключателями ответвлений без возбуждения предназначены для питания погружных электронасосов добычи нефти в составе частотно-регулируемого электропривода с диапазоном рабочих частот от 30 до 70 Гц, при условии соблюдения закона $U/f = \text{const}$. Нагрузочные токи ступеней регулирования не должны превышать своих паспортных значений

1.2 Трансформаторы предназначены для эксплуатации в районах с умеренно-холодным климатом на открытом воздухе (исполнение УХЛ1 по ГОСТ 15150-69), при этом:

- высота над уровнем моря не более 1000 м;
- режим работы - длительный;
- температура окружающего воздуха: от -60°C до $+40^{\circ}\text{C}$ (допускается не продолжительная эксплуатация трансформатора при температуре окружающего воздуха 50°C , при условии загрузки трансформатора не более 90% от номинальной мощности).
- относительная влажность воздуха (по ГОСТ 15543.1): не более 80% при $+15^{\circ}\text{C}$ и 100% при $+25^{\circ}\text{C}$;
- трансформаторы не предназначены для работы в условиях тряски, вибраций, ударов, во взрывоопасной и агрессивной среде.

1.3 Условное обозначение трансформаторов:

Пример условного обозначения трансформатора герметичного исполнения, мощностью 250 кВА, классом напряжения изоляции 3 кВ; серии –11; климатическим исполнением - УХЛ, категорией размещения - 1; с номинальным напряжением на стороне ВН – 2,00 кВ, на стороне НН – 0,40 кВ, пределами регулирования напряжения ВН от 3,10 кВ до 1,23 кВ; схемой и группой соединения обмоток Y_H/Y_H-0 , при заказе и в документации другого изделия: **«Трансформатор ТМПНГ-СЭЩ-250/3-11УХЛ1; 2,00/0,40; 3,10/1,23; Y_H/Y_H-0 ТУ 3411-077-15356352-2012».**

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|----|----|---------|----|----|-----|----|----|----|------|----|----|--|
| Т | М | ПН | Г- | СЭЩ-XX/ | 3- | 11 | УХЛ | 1; | X/ | X; | X/X; | X/ | X- | X |
| | | | | | | | | | | | | | | Группа соединения обмоток |
| | | | | | | | | | | | | | | Схема соединения обмотки НН |
| | | | | | | | | | | | | | | Схема соединения обмотки ВН |
| | | | | | | | | | | | | | | Пределы регулирования напряжения на стороне ВН, кВ |
| | | | | | | | | | | | | | | Номинальное напряжение на стороне НН, кВ |
| | | | | | | | | | | | | | | Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ |
| | | | | | | | | | | | | | | Категория размещения по ГОСТ 15150 |
| | | | | | | | | | | | | | | Климатическое исполнение по ГОСТ 15150 |
| | | | | | | | | | | | | | | Серия трансформаторов (основная серия – без обозначения) |
| | | | | | | | | | | | | | | Класс напряжения, кВ |
| | | | | | | | | | | | | | | Номинальная мощность, кВА |
| | | | | | | | | | | | | | | Зарегистрированный товарный знак изготовителя |
| | | | | | | | | | | | | | | Герметичное исполнение |
| | | | | | | | | | | | | | | Питание погружных электронасосов |
| | | | | | | | | | | | | | | Естественная циркуляция масла |
| | | | | | | | | | | | | | | Трехфазный |

2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

2.1 Тип трансформатора, значение номинальной мощности, номинальных напряжений, номинальных токов, напряжение и потери короткого замыкания, ток и потери холостого хода, схема и группа соединения обмоток, другие технические данные указаны на табличке и в паспорте трансформатора.

2.2 Степень защиты трансформатора – IP66, степень защиты выводов – IP33.

2.3 Регулирование напряжения стороны ВН осуществляется двумя переключателями без возбуждения (ПБВ) на стороне высокого напряжения.

Каждой ступени регулирования соответствует своя комбинация положений переключателей П1 и П2.

2.4 Габаритные и установочные размеры, масса трансформаторов приведены в приложении 1.

3 УСТРОЙСТВО ТРАНСФОРМАТОРА

3.1 В конструкцию трансформаторов входят следующие составные части:

- бак;
- вводы;
- активная часть (остов, обмотки, изоляция, отводы, переключатель);
- контрольно- измерительная и защитная аппаратура;
- вспомогательная арматура.

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

3.2.1 Корпус состоит из верхней рамы, гофрированных стенок, передней гладкой стенки и дна. В передней гладкой стенке имеются отверстия под изоляторы. К ней крепится защитный кожух. К дну приварены два опорных швеллера с салазками. На дне бака предусмотрен ventиль слива масла и два контакта заземления. Допускается наличие дополнительного узла заземления.

3.2.2 На гладкой стенке бака установлены вводы ВН и НН.

3.2.3 На крышке бака трансформаторов ТМПНГ установлены: привод переключателя П1, привод переключателя П2, маслоуказатель поплавкового типа, термометрическая трубка и клапан сброса давления.

Приводы переключателей П1 и П2 накрыты съёмным кожухом на болтах для защиты от несанкционированных переключений

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

3.2.5 Соединение крышки и корпуса бака в разъёме – болтовое, уплотнение разъёма – прокладки из резины. По требованию заказчика допускается изготовление прокладок из других материалов.

3.3 Вводы трансформатора съёмные и позволяют производить замену изолятора без отсоединения отводов.

3.3.1 К верхней части токоведущего стержня вводов НН трансформаторов мощностью до 400 кВА включительно крепится специальный контактный зажим со стягивающим болтом, обеспечивающий подсоединение подводящих кабелей. Контактный зажим контрится гайкой.

3.3.2 К верхней части токоведущего стержня вводов ВН крепится специальный контактный зажим со стягивающим болтом, обеспечивающий подсоединение подводящих кабелей. Контактный зажим контрится гайкой.

3.3.3 Чертежи вводов приведены в приложении 1 на соответствующие трансформаторы. Чертежи контактных зажимов приведены в приложении 3.

3.4 Активная часть состоит из следующих узлов:

- а) остова;
- б) обмоток ВН и НН;
- в) отводов ВН и НН;
- г) сборочных единиц и деталей изоляции;
- д) переключателя П1;
- е) переключателя П2.

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. На верхние ярмовые балки посредством кронштейнов устанавливаются переключатели грубого и тонкого регулирования.

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 фольги и межслоевой изоляцией из бумаги «алмаз» или кабельной бумаги, обмотки ВН – из медного или алюминиевого провода прямоугольного сечения с 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 переключающим устройством в требуемую электрическую схему. Соединения обмоток ВН выполняются проводами, соединения НН - шинами. Схемы соединения обмоток ВН и НН с 25 ступенями регулирования приведены на рис 3.1, с 36 ступенями регулирования – на рис. 3.2.

СХЕМА СОЕДИНЕНИЯ ОБМОТОК

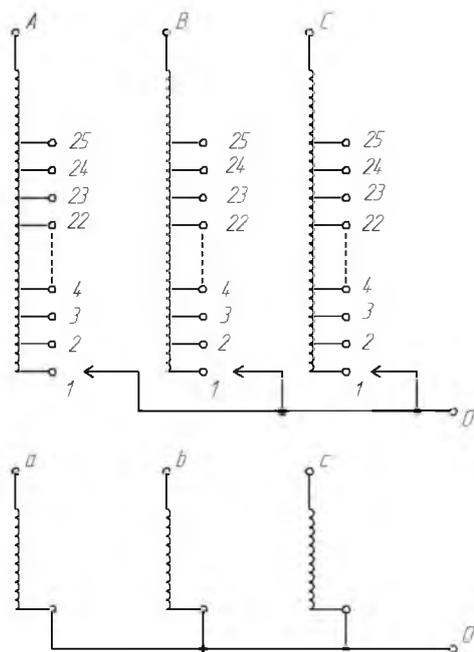


Рис. 3.1 Схема соединения обмоток при 25 ступенях регулирования.

СХЕМА СОЕДИНЕНИЯ ОБМОТОК

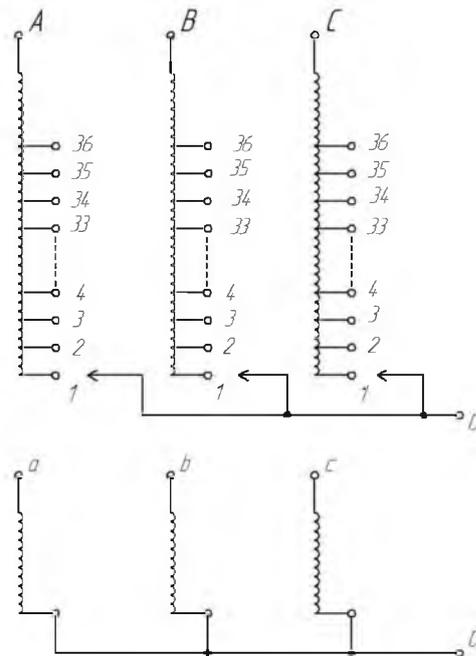


Рис. 3.2 Схема соединения обмоток при 36 ступенях регулирования.

3.4.4 Переключатели предназначены для регулирования напряжения без возбуждения, при отключенном трансформаторе путем соединения соответствующих ответвлений обмоток ВН.

Активная часть крепится к корпусу трансформатора с помощью болтов.

3.5 Трансформатор заполнен под вакуумом трансформаторным маслом марки ГК или ВГ, имеющим пробивное напряжение не менее 70 кВ, температура заливаемого масла от 20°C до 60°C и испытан на герметичность избыточным давлением 20 кПа.

4 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ И ЗАЩИТНЫЕ ПРИБОРЫ

4.1 Для измерения уровня масла трансформаторы ТМПНГ снабжены маслоуказателями поплавкового типа с поплавком в прозрачной полимерной колбе, расположенными на крышке бака.

4.2 Трансформаторы снабжены предохранительным клапаном (клапаном сверхдавления), срабатывающим при повышении внутреннего давления свыше 30 кПа и обеспечивающим выхлоп газов из трансформатора при аварийных режимах.

4.3 Для определения температуры верхних слоев масла трансформаторы по требованию заказчика снабжаются термометром стрелочными типа ТБП-63 или его аналогом. Термометр поставляется в комплекте с трансформатором и устанавливается на месте эксплуатации.

5 МАРКИРОВКА И ПЛОМБИРОВАНИЕ

5.1 Маркировка:

- обозначение фаз выполнено у выводов ВН и НН;
- обозначение переключателей на крышке бака возле их приводов;
- маркировка мест заземления выполнено по ГОСТ 21130.

5.2 Пломбирование:

Пломбирование не допускает разборку данных частей трансформатора и слива масла. При выпуске из производства пломбированию подлежат:

- бак трансформатора на болтах, крепящих крышку с каркасом корпуса бака;
- вентиль слива на боковой стенке дна бака;
- клапан сверхдавления на крышке бака;
- маслоуказатель на крышке бака;
- защитный кожух;
- защитный кожух приводов переключателей.

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 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 (ПУЭ), 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 строповочные уши, обозначенные знаком строповки.

7.3 Категорически запрещается:

- производить слив трансформаторного масла;
- поднимать трансформатор с отклонениями от требований настоящего руководства;
- переключение переключающего устройства 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 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 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 |
|----------|----------------|----------------------------------|
| 10/250 | M12 | 14 |
| 3/250 | M12 | 14 |
| 1/250 | M12 | 14 |
| 1/630 | M20 | 24 |
| 1/1000 | M30 | 36 |
| 1/2000 | M42 | 50 |

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

– снять защитный кожух приводов переключателей;

– проверить наличие масла по маслоуказателю поплавкового типа.

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

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°C. Если после нагрева уровень масла не восстановился выше минимальной отметки, сообщить об этом производителю;

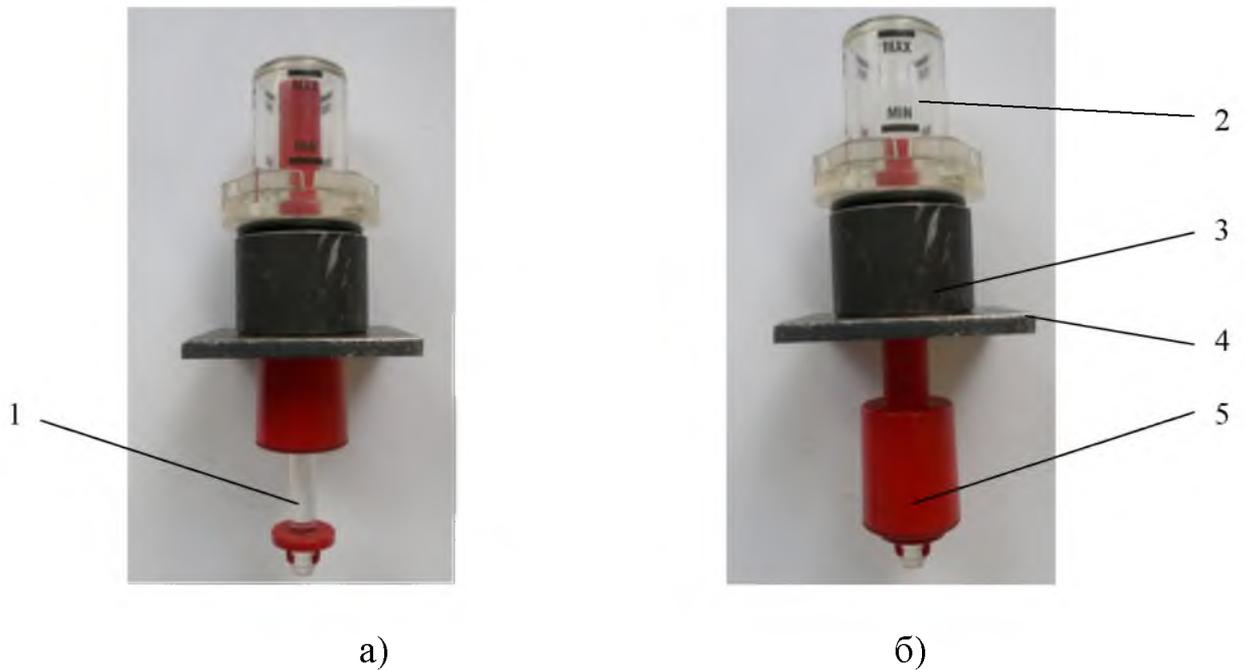


Рис. 8.1 Положения поплавка маслоуказателя:

- а) Уровень полного заполнения маслом (виден красный поплавок);
 б) Аварийный уровень заполнения маслом (красный поплавок не виден);
 1 – неподвижный прозрачный шток; 2 – прозрачная колба; 3 – муфта; 4 – пластина крышки; 5 - поплавок.

– при необходимости 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 $+10^{\circ}\text{C}$. Если температура изоляции ниже $+10^{\circ}\text{C}$, 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 5% 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 переключателей. Допуск на отклонение коэффициента трансформации $\pm 1\%$. Установить и зафиксировать переключатели ответвления обмоток в нужном положении согласно выбранной отпайке;

– произвести осмотр вентиля слива на наличие подтеков масла. При обнаружении подтеков масла по согласованию с производителем снять

защитный колпачок и подтянуть затворный латунный винт с усилием 40-50 Н·м. После подтягивания винта вентиль слива опломбировать;

– снять транспортировочную скобу с клапана сброса давления (предохранительного клапана), ослабив болт М4 (см. рис. 8.2);



Рис. 8.2 Клапан сброса давления с транспортировочной скобой
1 – клапан сброса давления; 2 – скоба; 3 – болт М4; 4 – контргайка;
– 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, мм | Крутящий момент, (не более) Н·м, для болтового соединения |
|--------------------|--|
| М8 | 22 |
| М10 | 30 |
| М12 | 40 |
| М16 | 60 |
| М20 | 90 |
| М24 | 130 |
| М30 | 200 |
| М36 | 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.

Схема разводки проводов на рис. 8.3. Под защитным кожухом закреплены металлические хомуты для проводов. Концы отводящих проводов подводят сквозь отверстия в хомутах ниже кожуха к наконечникам изоляторов. Закрепляют провода посредством затяжки хомутов. Концы отводящих проводов закрепляются на наконечниках изоляторов.

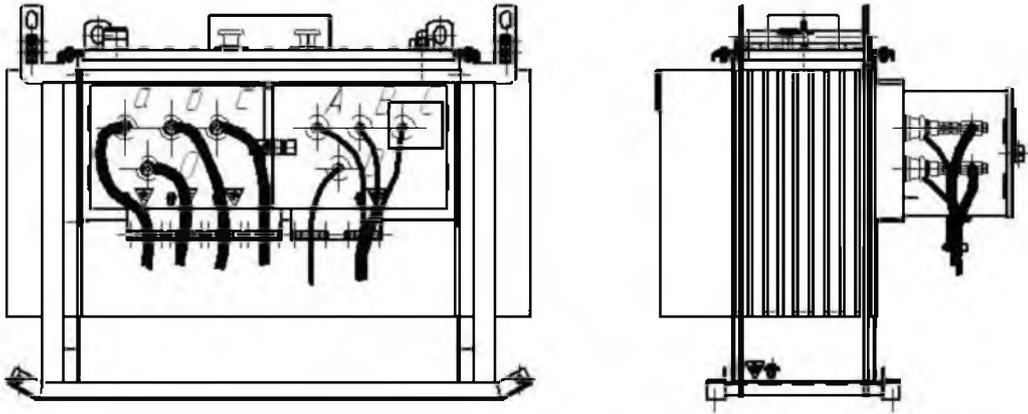


Рис. 8.3 Схема разводки проводов

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 с письменного разрешения предприятия-изготовителя. При необоснованной ревизии активной части трансформатора, предприятие-изготовитель имеет право снять гарантию, установленную техническими условиями. Порядок проведения ревизии приведен в приложении 5.

8.6 Первое включение трансформатора следует проводить при отключенной нагрузке в соответствии с «Правилами технической эксплуатации станций и сетей» на номинальное напряжение для просушивания и наблюдения за состоянием трансформатора на время не менее 30 мин.

9 ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРА

9.1 Эксплуатация трансформатора осуществляется согласно требованиям ГОСТ Р52719 и техническим условиям на трансформатор.

Трансформаторы должны выдерживать аварийные перегрузки по ГОСТ 14209 и 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;

– трансформаторы должны допускать аварийные перегрузки на 30% выше номинального тока продолжительностью не более 3 ч в сутки, если предшествующая нагрузка составляла не более 80% номинального тока трансформатора.

Изменение положения переключателя производить только на отключенном от сети со стороны ВН и НН трансформаторе в следующей последовательности:

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

9.2 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, проверка целостности цепи обмоток НН и ВН (наличие обрыва), измерение коэффициента трансформации, испытание масла и др.) для выяснения причин повреждения. Если при осмотре будет обнаружена течь масла, необходимо принять меры к её устранению и долить масло в бак.

Включать его в работу можно только после устранения выявленных неисправностей.

ВНИМАНИЕ! Устранение течи и доливку масла производить только при выключенном трансформаторе.

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

9.3 Допускается эксплуатация трансформаторов на частотах в диапазоне от 10 до 30 Гц при выполнении следующих условий:

- время работы – не более 300сек;
- выполнение закона регулирования $U/f=\text{const}$;
- нагрузочные токи по величине должны быть не более номинальных токов;
- нагрузочные токи должны непрерывно фиксироваться записывающими устройствами с сохранением данных в памяти.

9.4 Гарантийный срок эксплуатации устанавливается 5 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.

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 Осмотр трансформаторов без их отключения должен проводиться в следующие сроки с оформлением записей в специальном журнале:

в электроустановках с постоянным дежурным персоналом – 1 раз в сутки;

в электроустановках без постоянного дежурного персонала – не реже 1 раза в месяц;

на трансформаторных пунктах – не реже 1 раза в 6 месяцев.

внеочередные – при ненормальных режимах работы по п. 9.2.

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 верхних слоёв масла и соответствие уровня масла;

– 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 и др.).

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 капельного 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 см. п. 8.2;

– 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 на гладкой стенке бака предназначена нижняя гайка на стержне изолятора.

– прокрутка переключющего устройства по всему диапазону (не менее 10 циклов).

В случае если для устранения неисправности необходимо проводить работы на активной части трансформатора - руководствоваться указаниями приложения 5 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 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 Число перегрузок трансформатора - не более четырёх.

11.1.5 Крепление трансформатора на транспортных средствах осуществляется в соответствии с правилами, действующими на транспорте соответствующего вида. Настил платформ автомобильного и железнодорожного транспорта должен быть деревянным.

11.1.6 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.

Крепление трансформатора на автомобиле должно производиться согласно схеме раскрепления. В качестве растяжки использовать стальную проволоку диаметром 6 мм. Растяжки крепятся к строповочным крючкам кузова автомобиля и ушам трансформатора.

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

Не допускается транспортирование трансформаторов, не раскреплённых относительно транспортных средств.

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

– в продольном направлении – 1000 кг на тонну массы трансформатора;

– в поперечном и вертикальном направлении – 330 кг 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.

11.1.8 Погрузочно-разгрузочные работы необходимо выполнять соответствующим образом с соблюдением действующих правил техники безопасности. Стропить трансформаторы согласно схеме строповки (см. приложение 4). Места строповки обозначены соответствующим знаком.

11.1.9 Поднимать и раскреплять трансформатор за специально обозначенные строповочные уши на баке трансформатора

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

11.1.10 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 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 подъемным краном соответствующей грузоподъемности. Схемы строповки трансформаторов приведены в приложении 4.

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

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

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

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

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 отправить на полигон твердых бытовых отходов.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

**ГАБАРИТНЫЕ, УСТАНОВОЧНЫЕ И ПРИСОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ
ТРАНСФОРМАТОРОВ СЕРИИ -11**

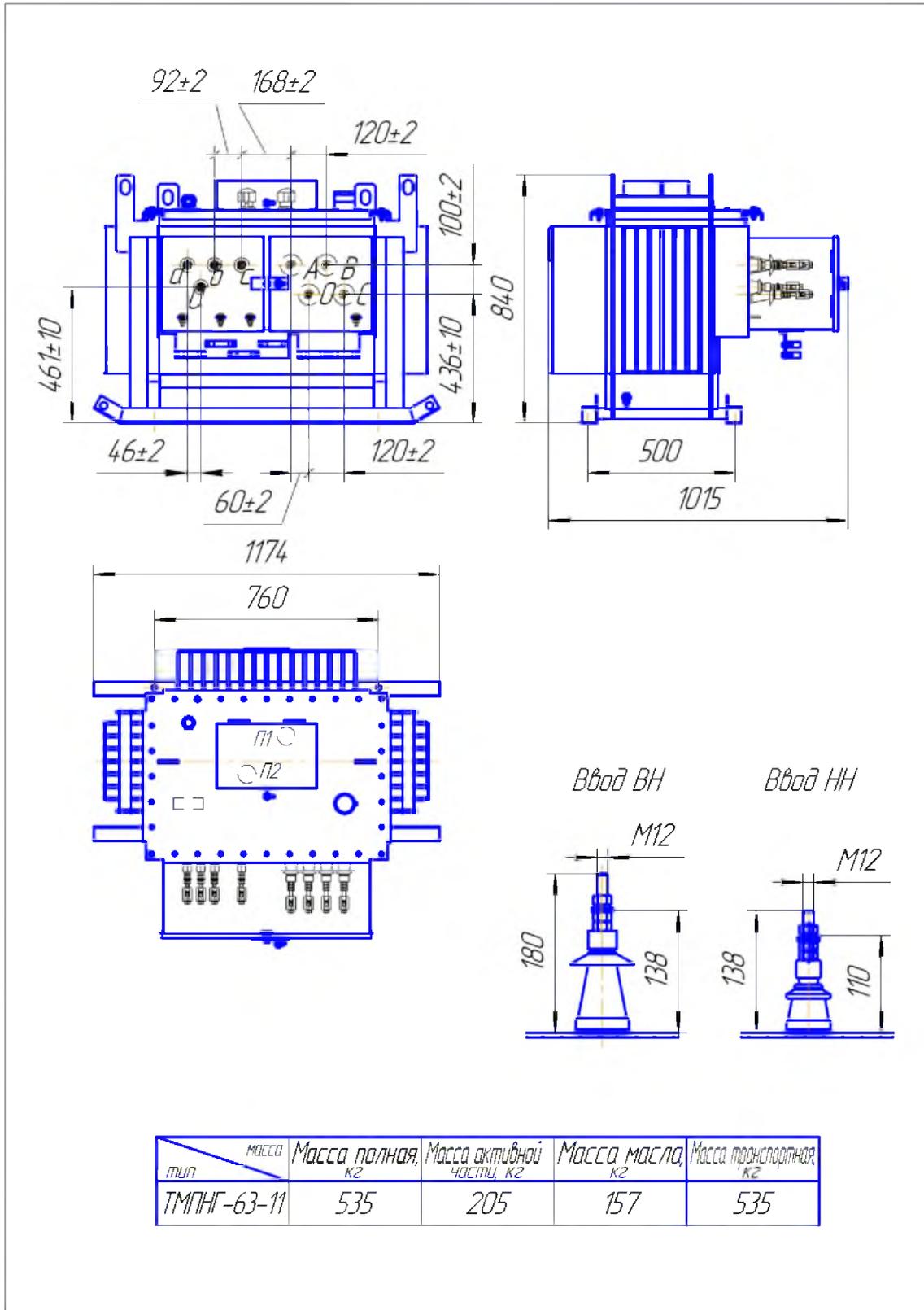


Рис. П1.1 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЩ-63/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

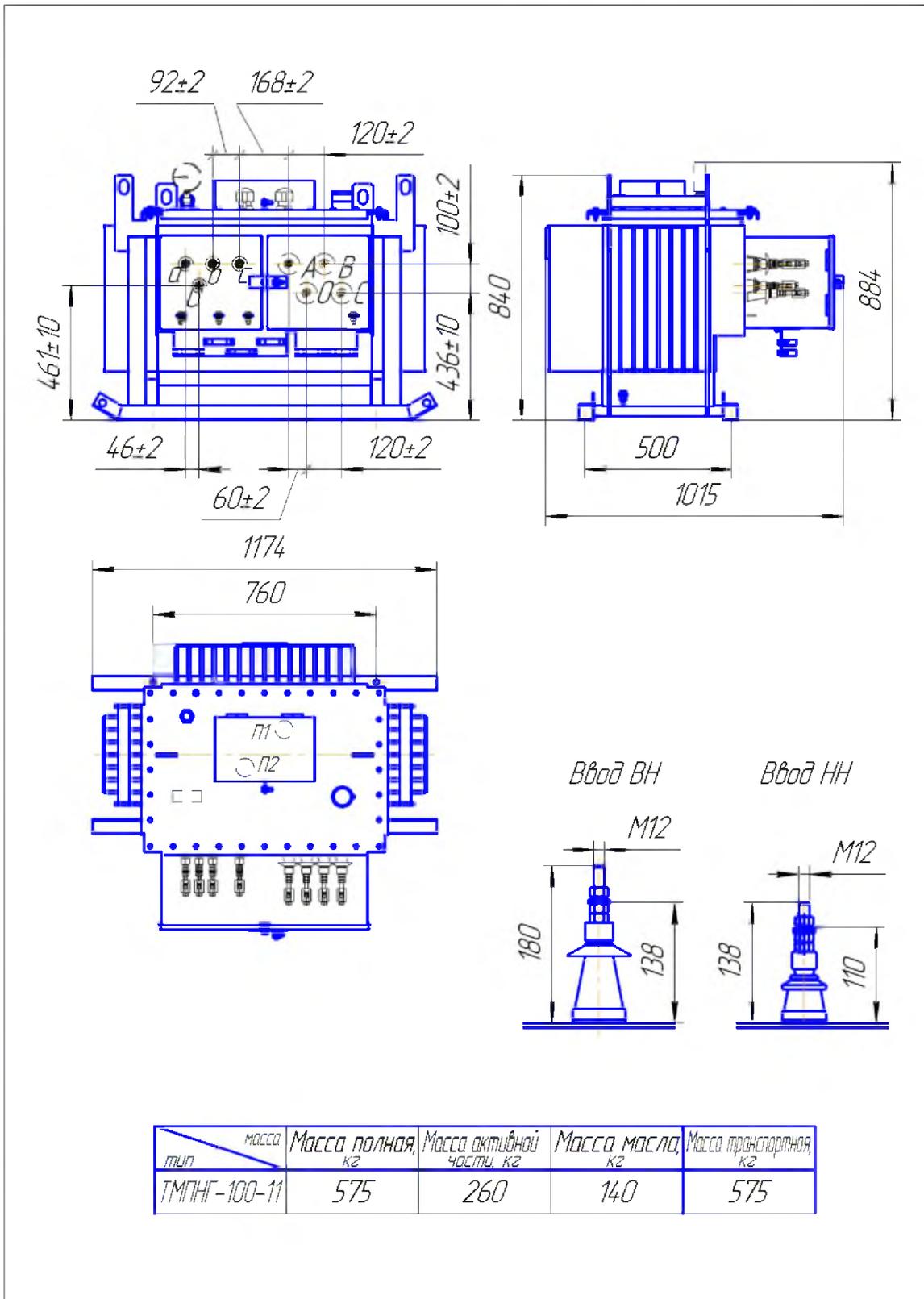


Рис. П1.2 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-100/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

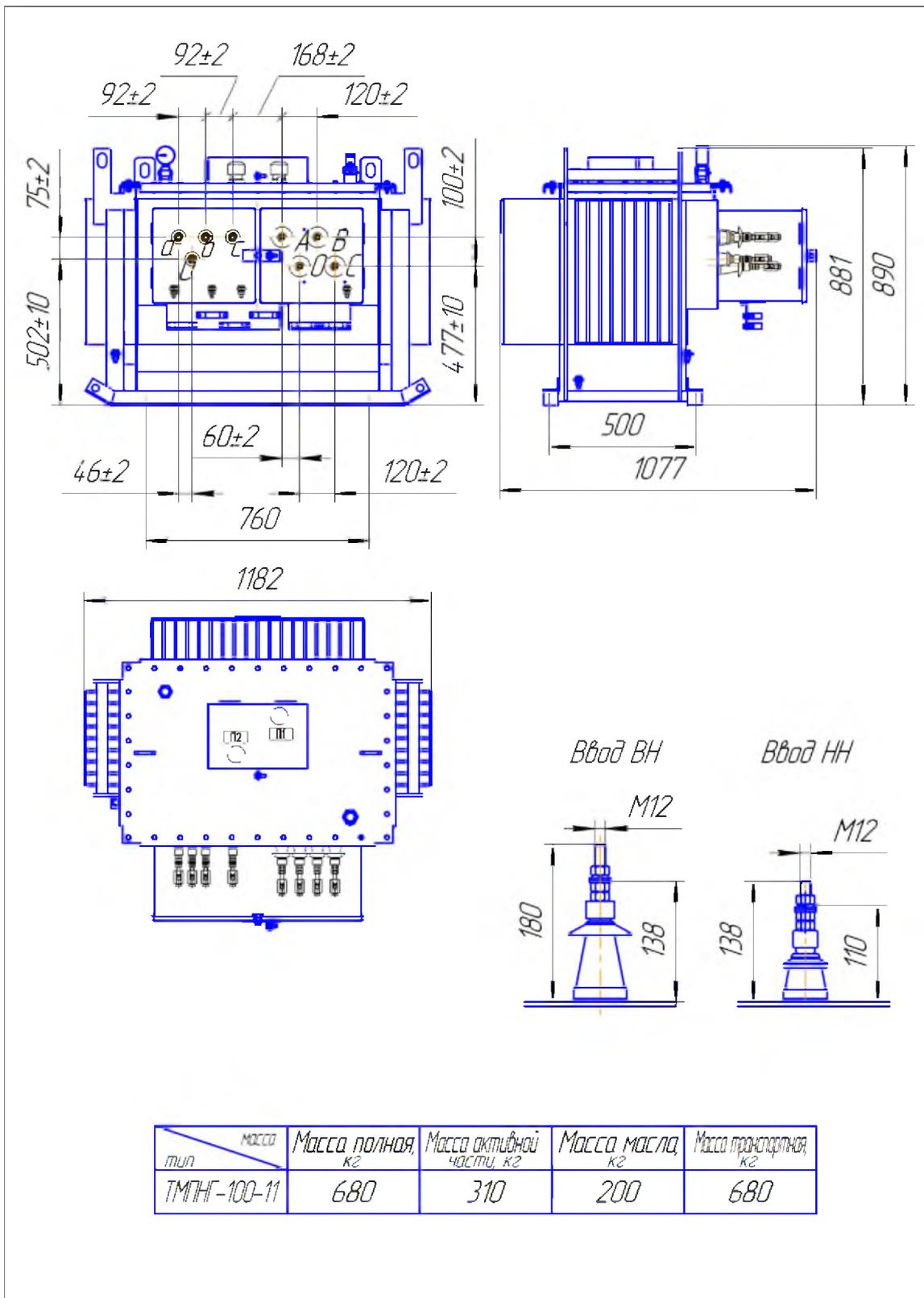


Рис. П1.3 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-100/3(6)-11 по требованиям «НК «Роснефть»

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

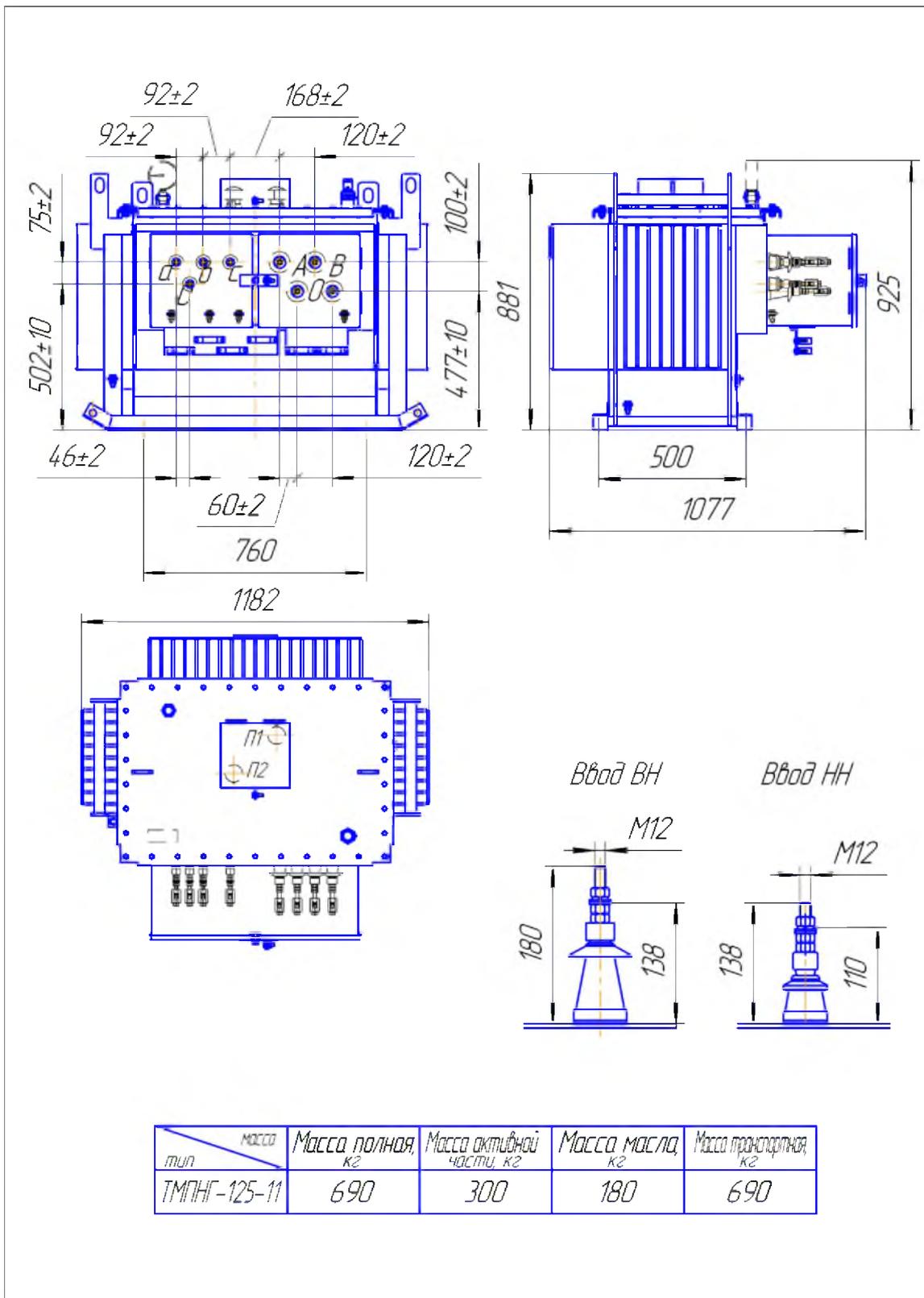


Рис. П1.4 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-125/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

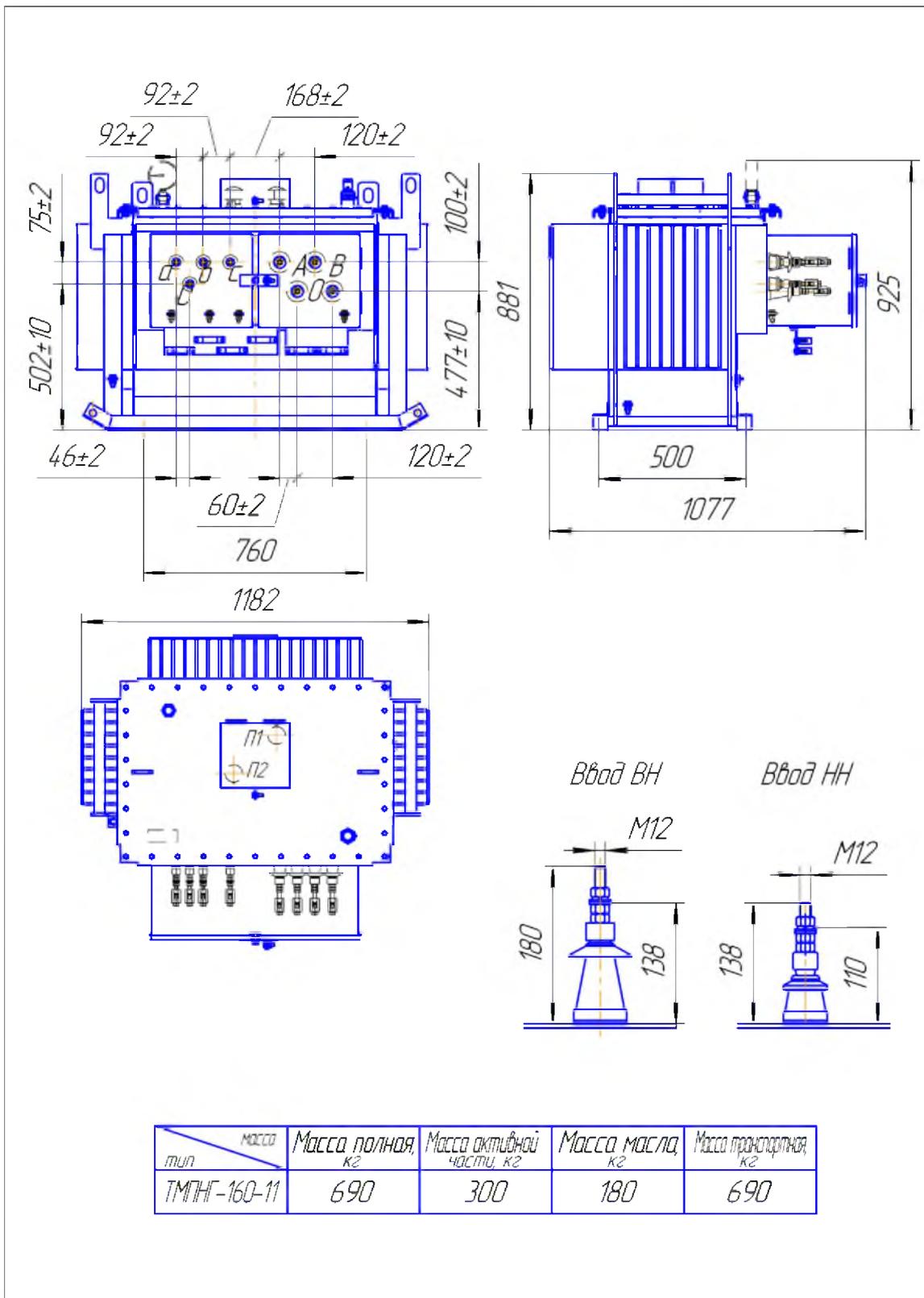


Рис. П1.5 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-160/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

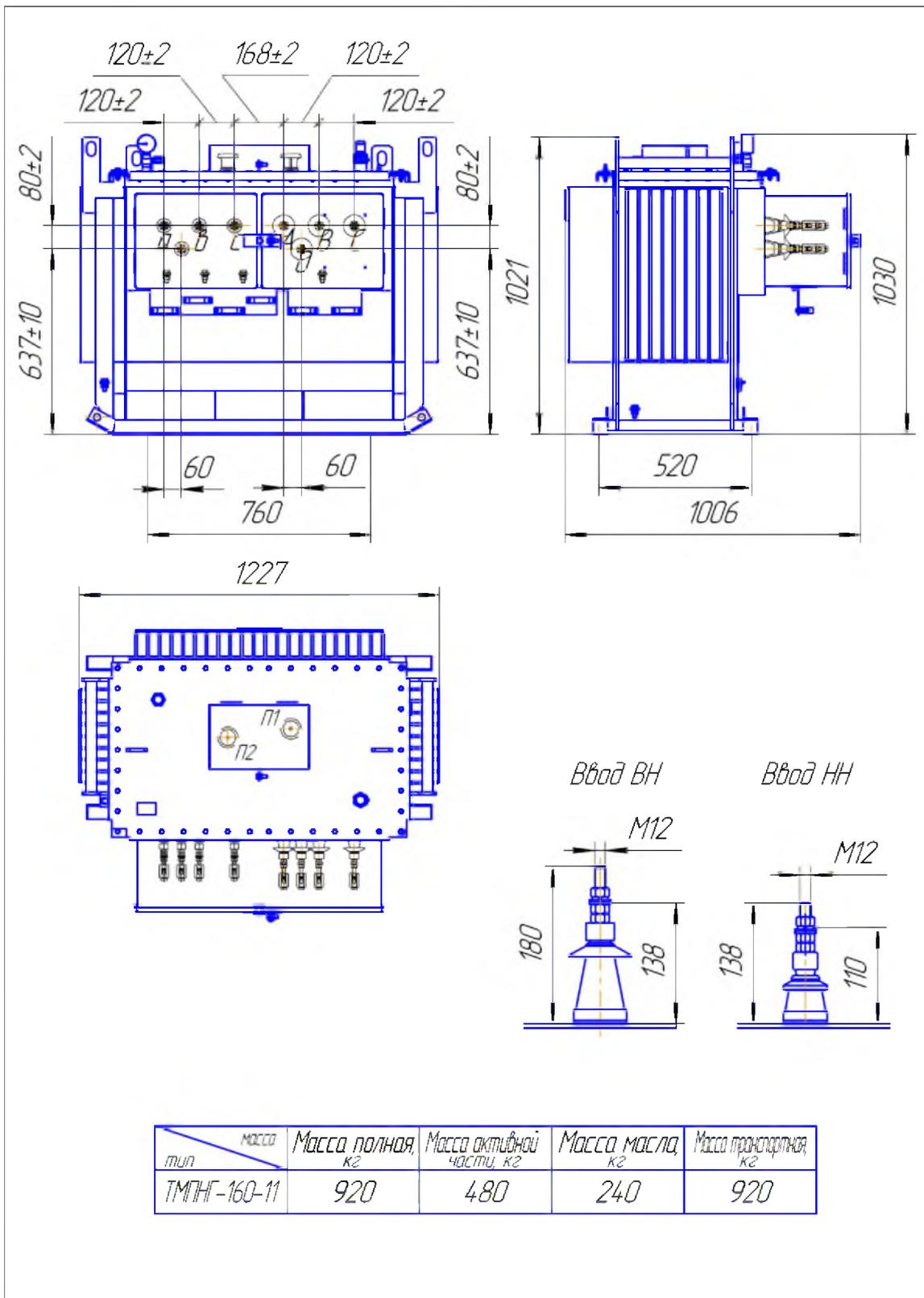


Рис. П1.6 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-160/3(6)-11 по требованиям «НК «Роснефть»

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

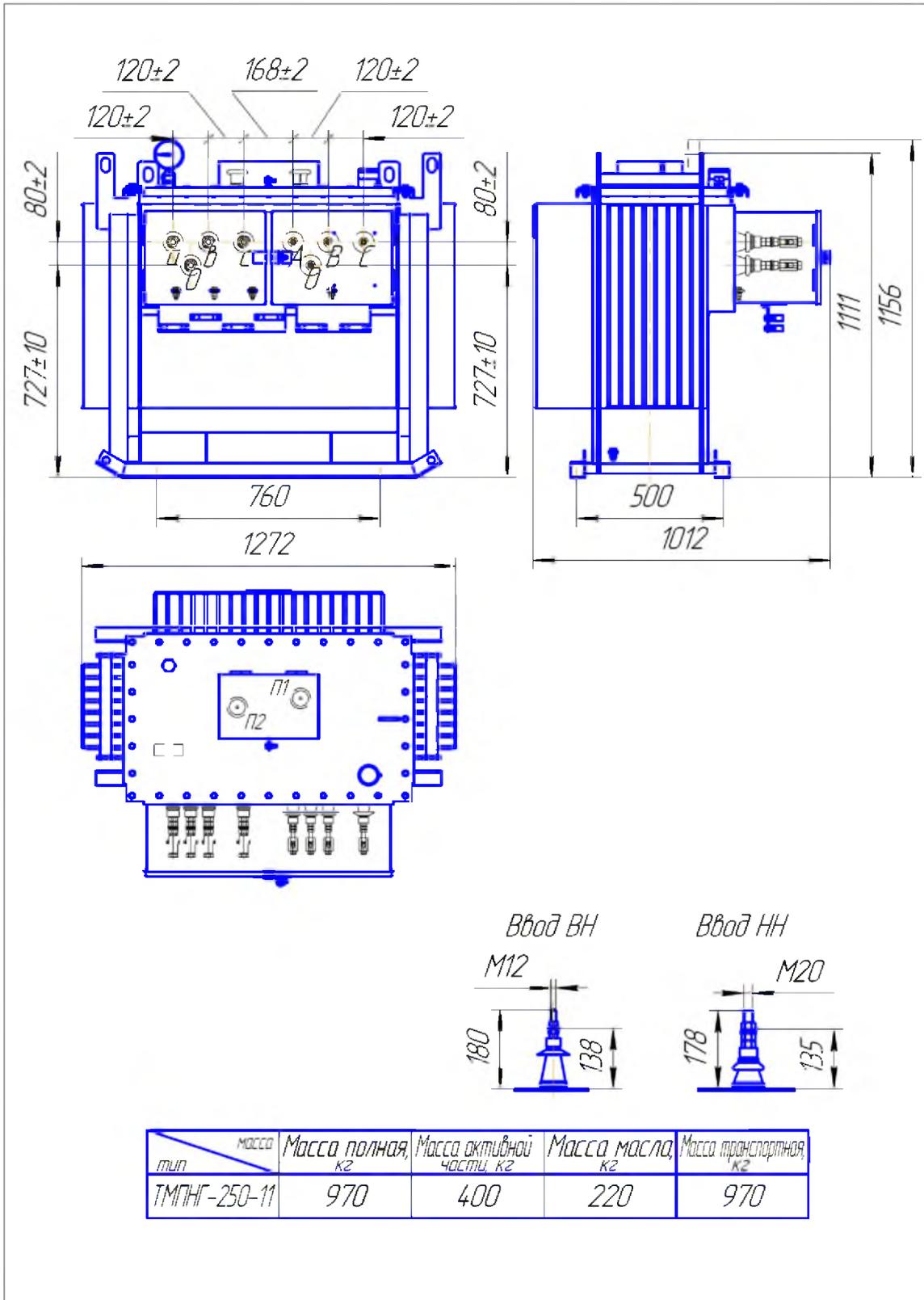


Рис. П1.7 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-250/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

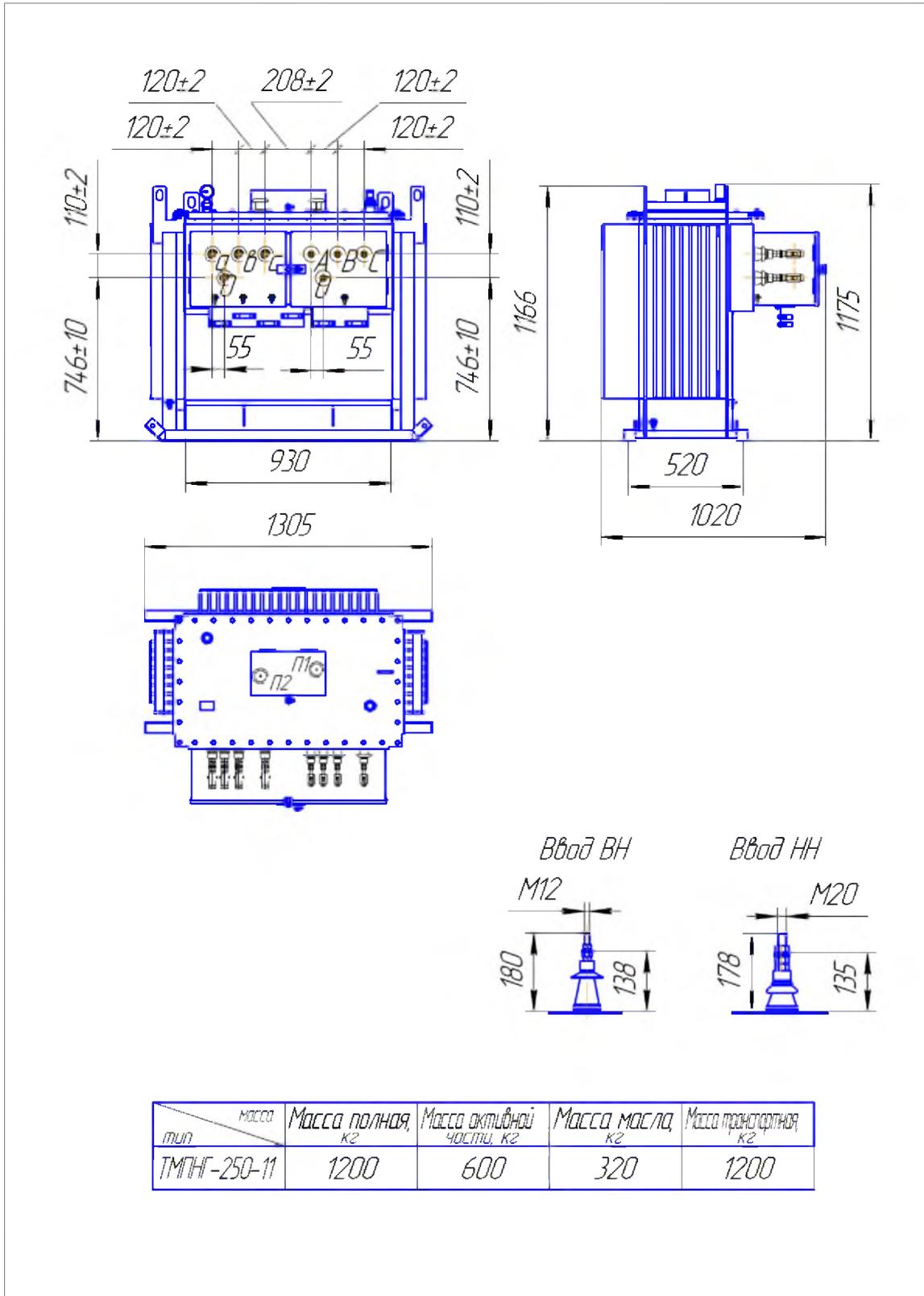


Рис. П1.8 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЩ-250/3(6)-11 по требованиям «НК «Роснефть»

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

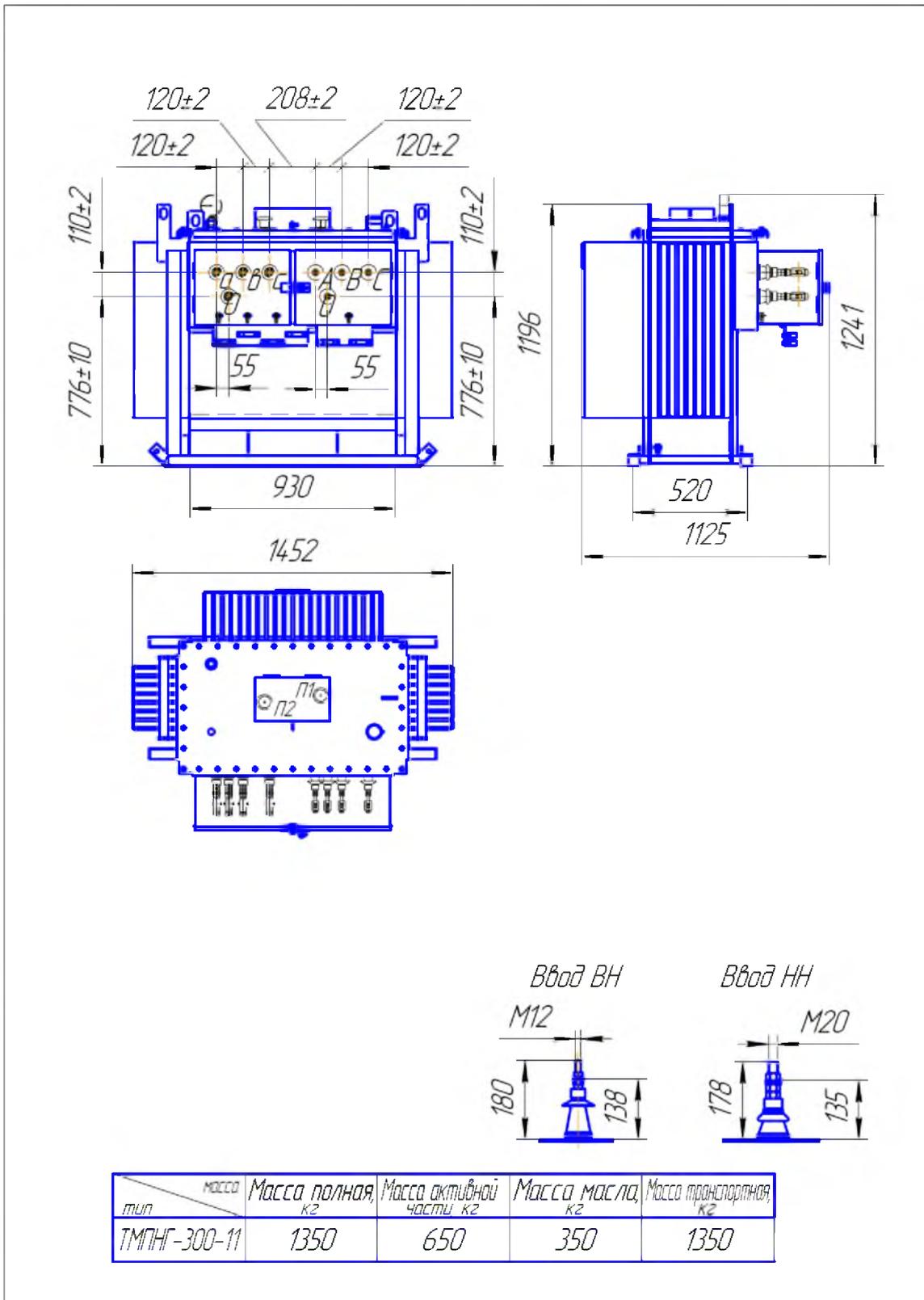


Рис. П1.9 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-300/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

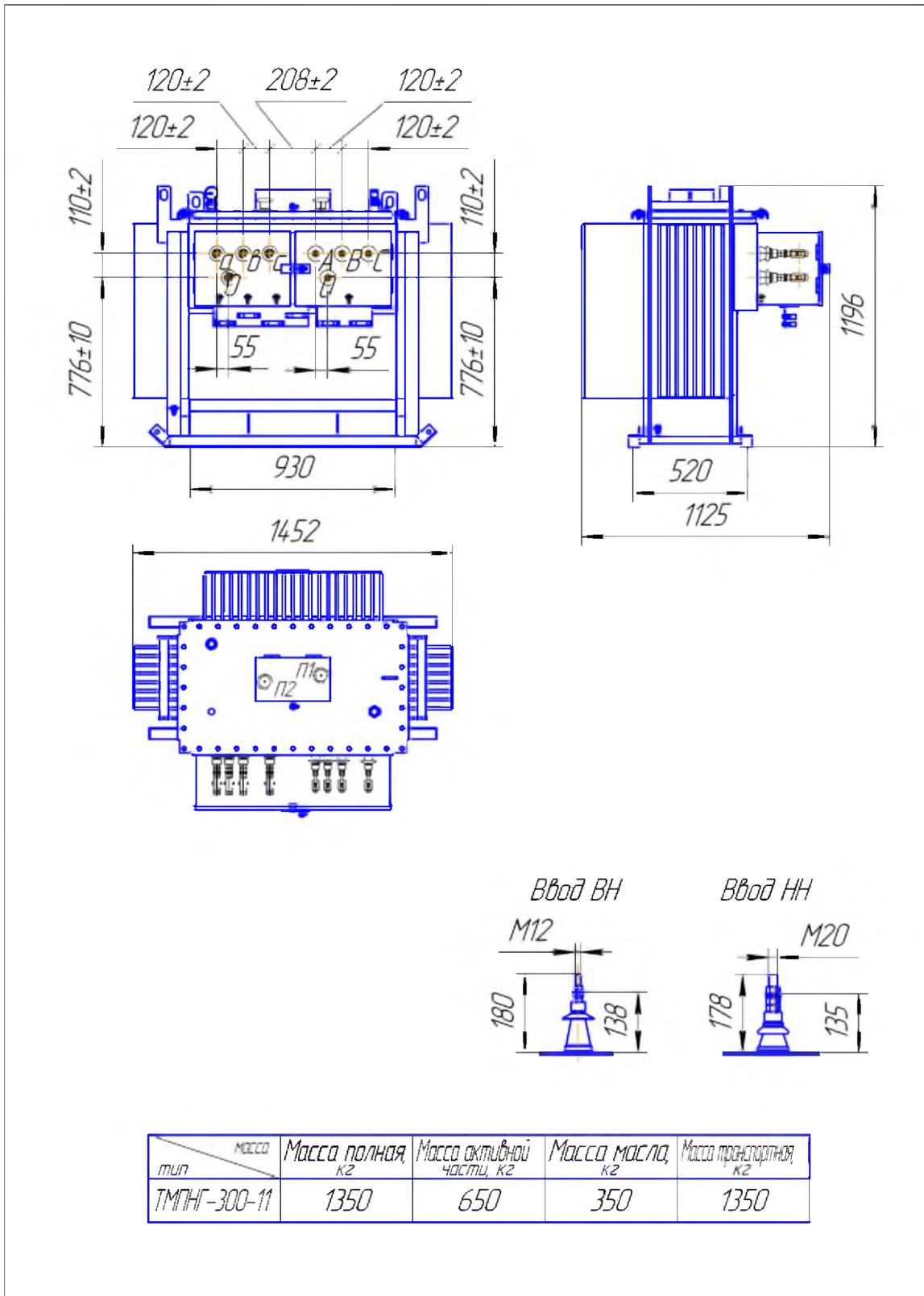


Рис. П1.10 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-300/3(6)-11 по требованиям «НК «Роснефть»

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

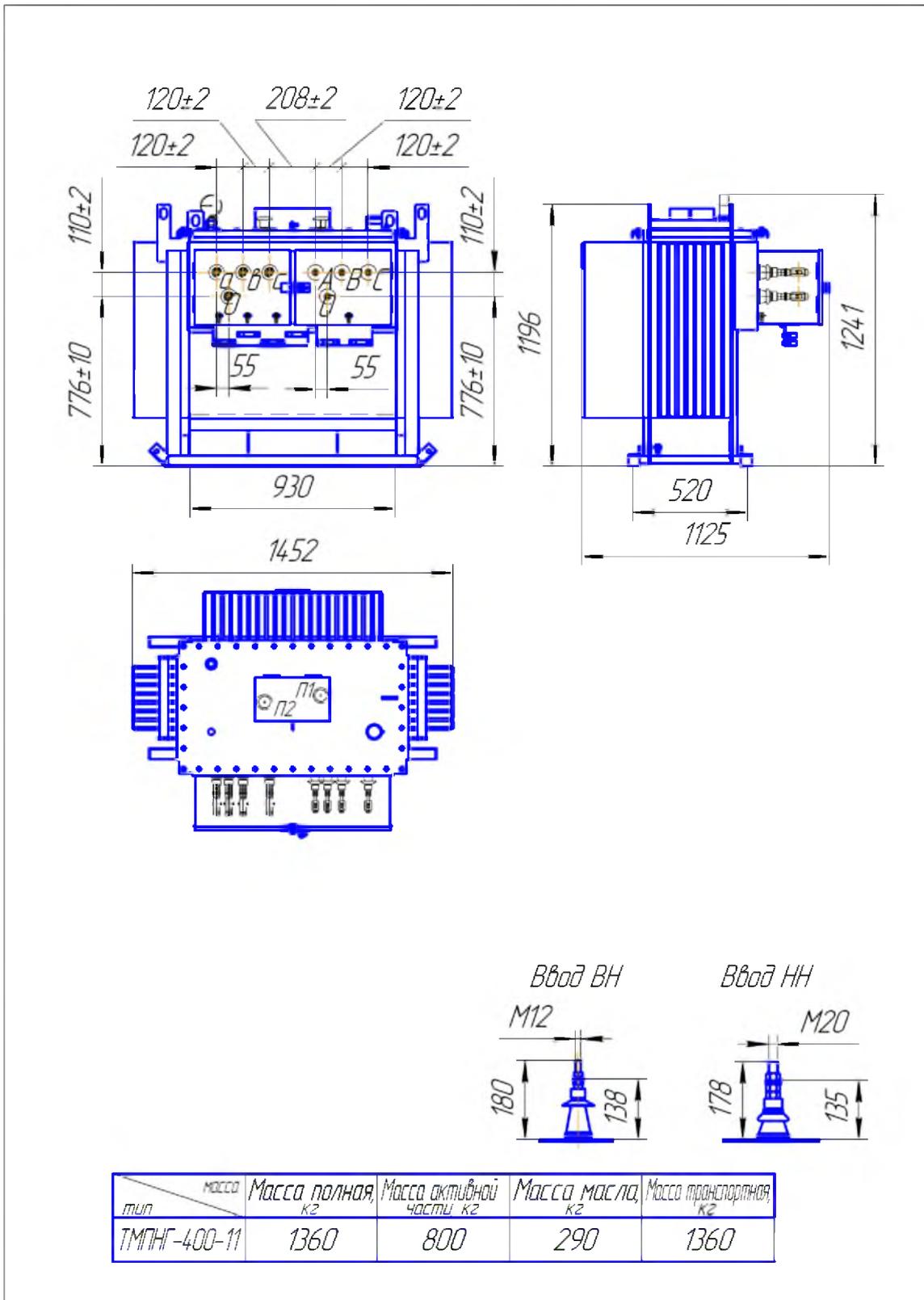


Рис. П1.11 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-400/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

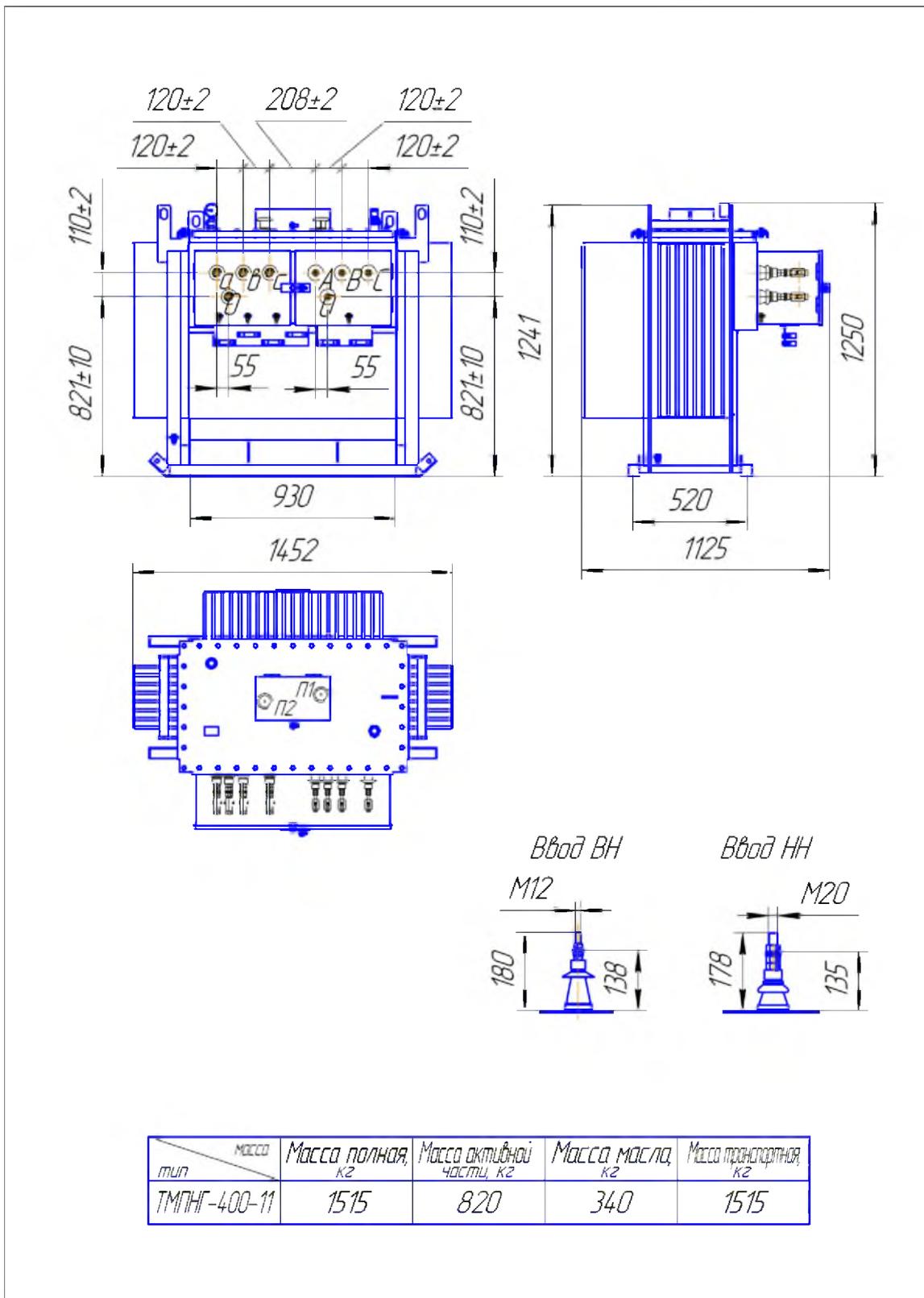


Рис. П1.12 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-400/3(6)-11 по требованиям «НК «Роснефть»

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

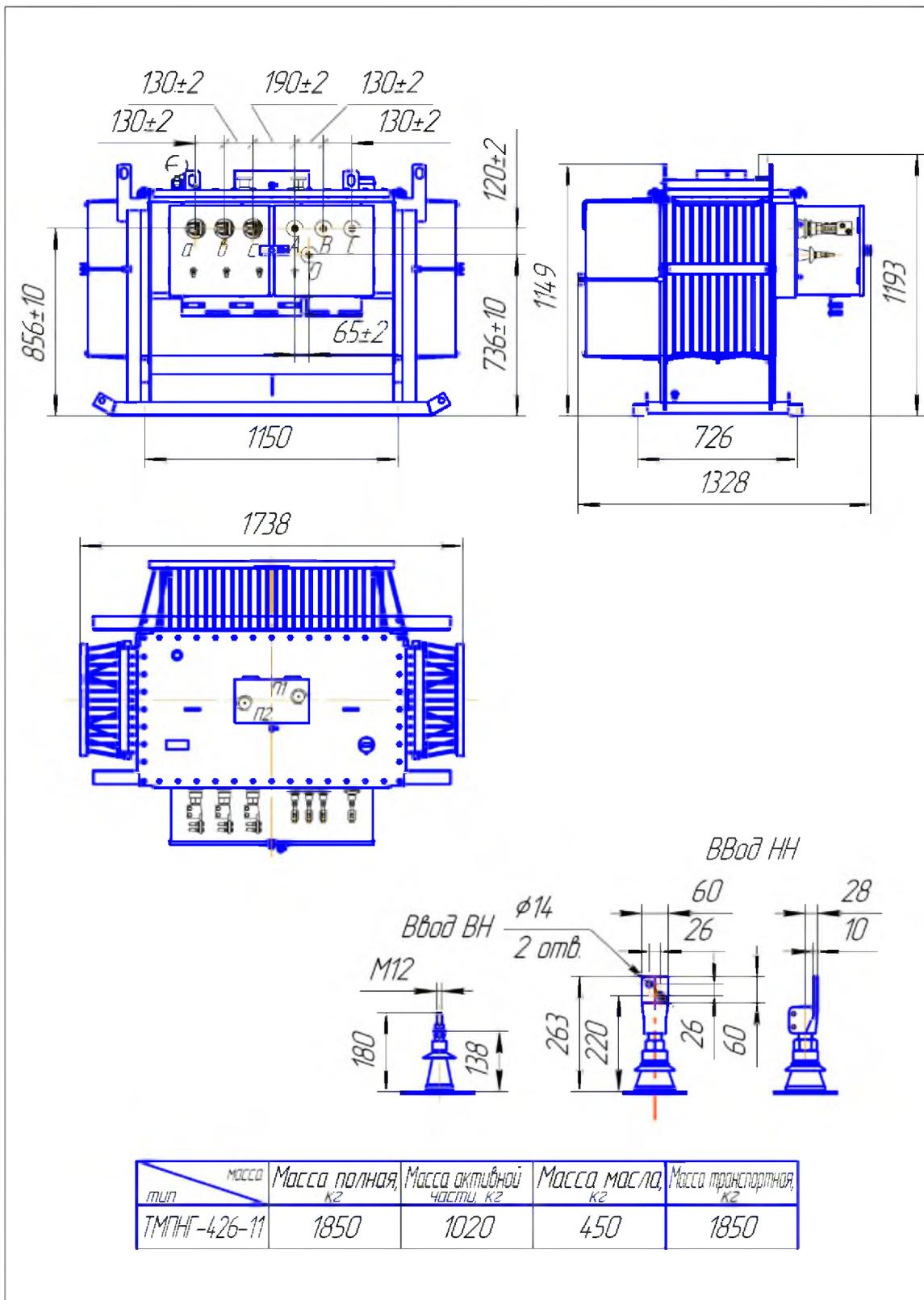


Рис. П1.13 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМГНГ-СЭЦ-426/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

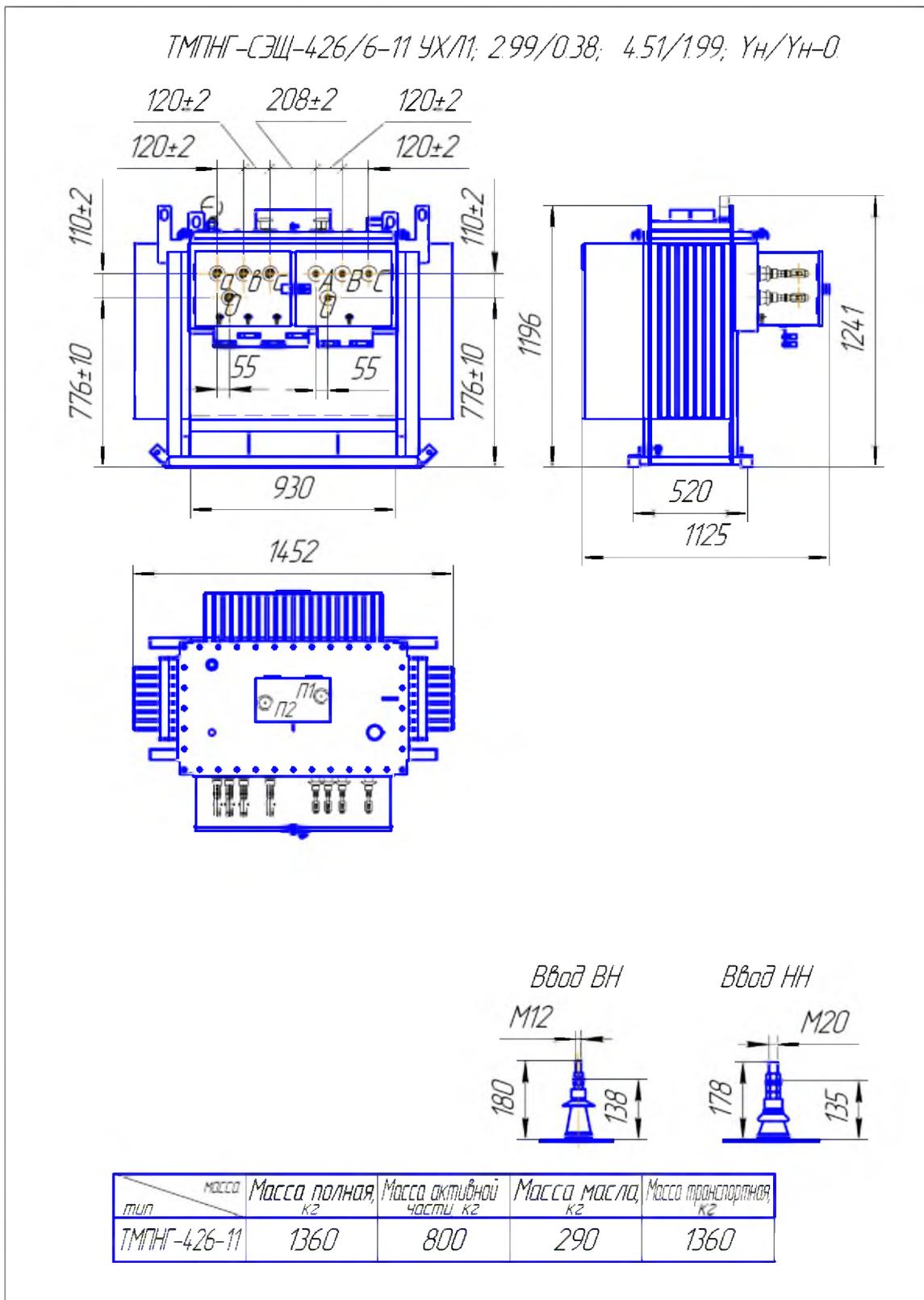


Рис. П1.14 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-426/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

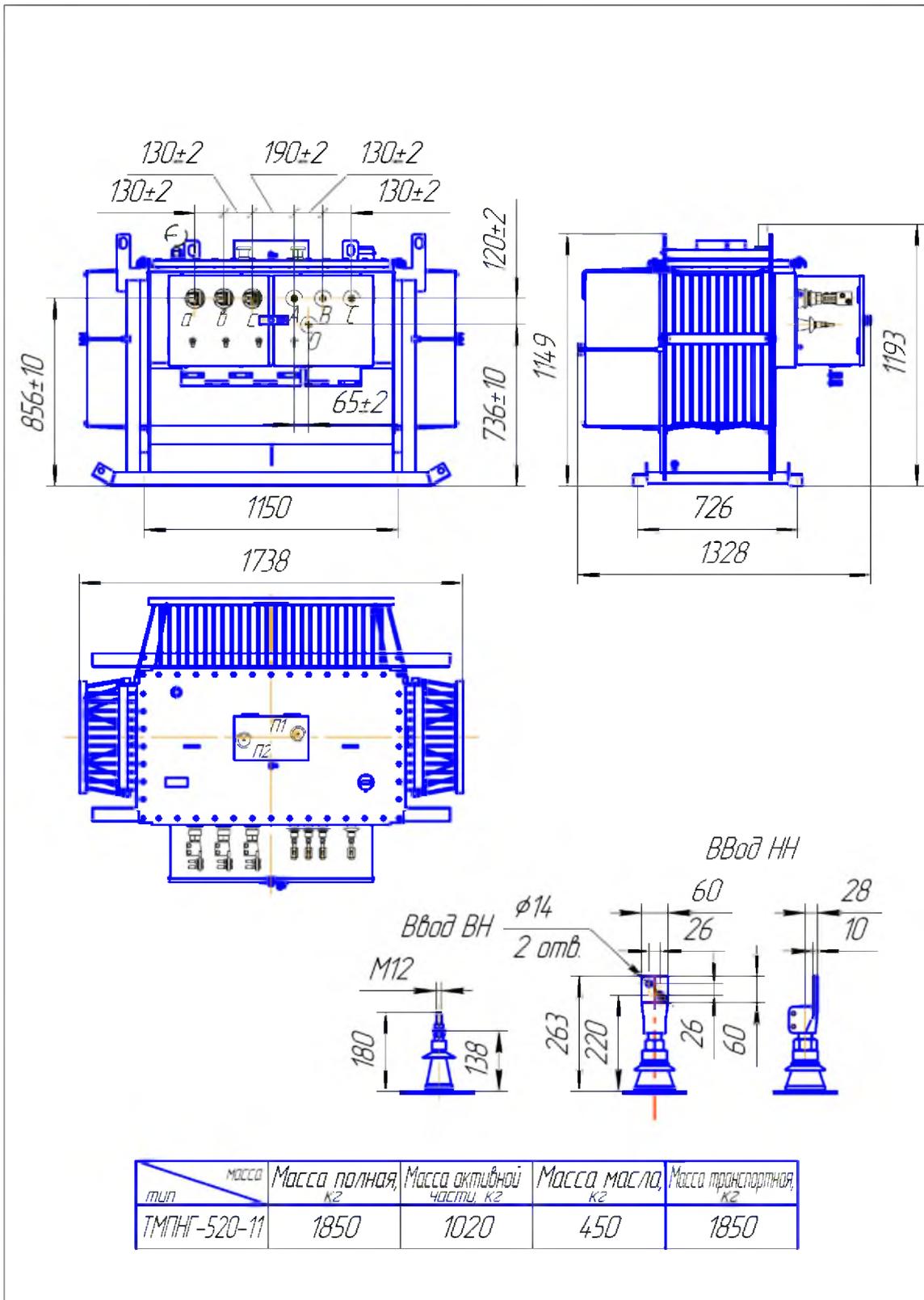


Рис. П1.15 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМГНГ-СЭЦ-520/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

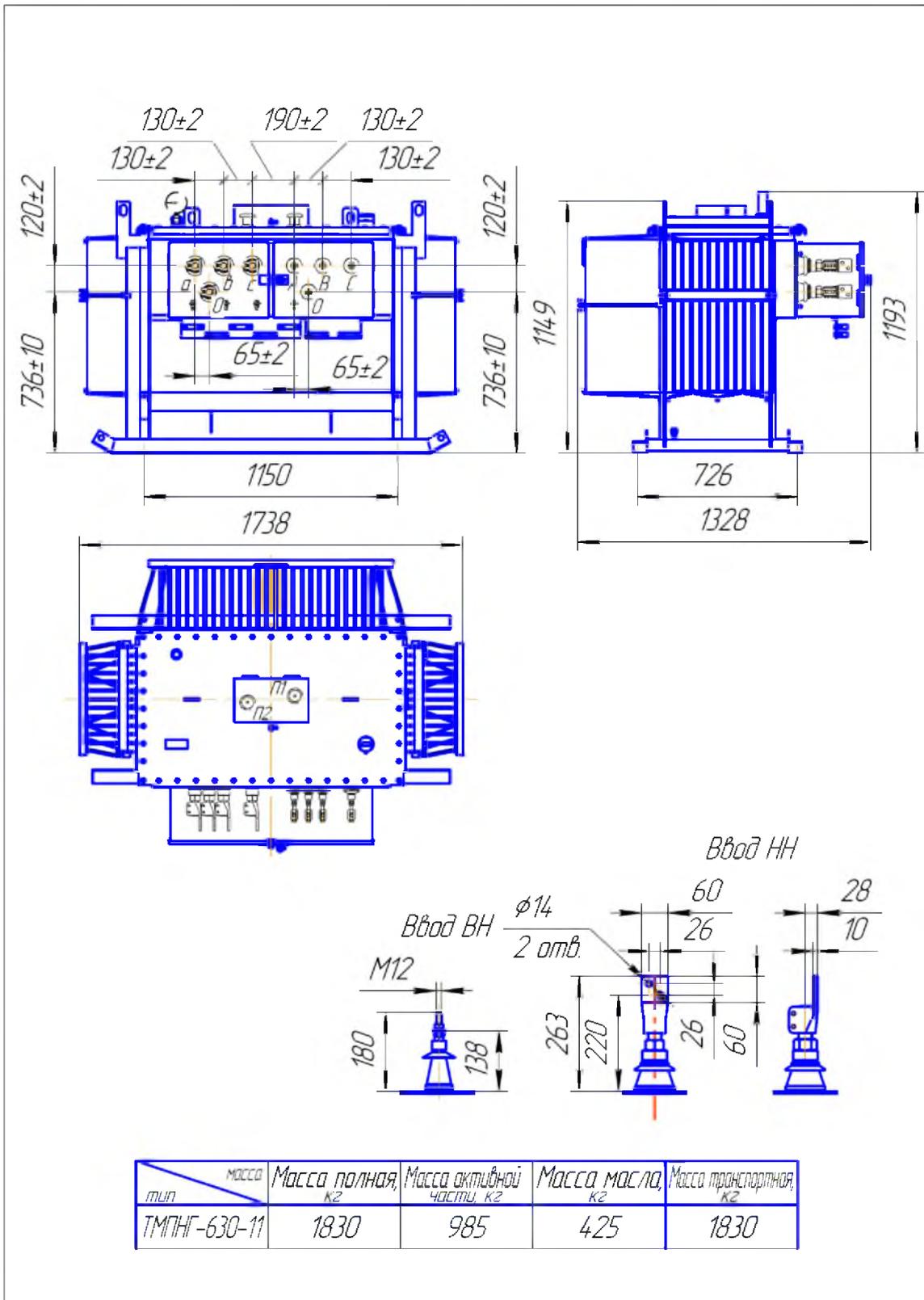


Рис. П1.16 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЩ-630/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

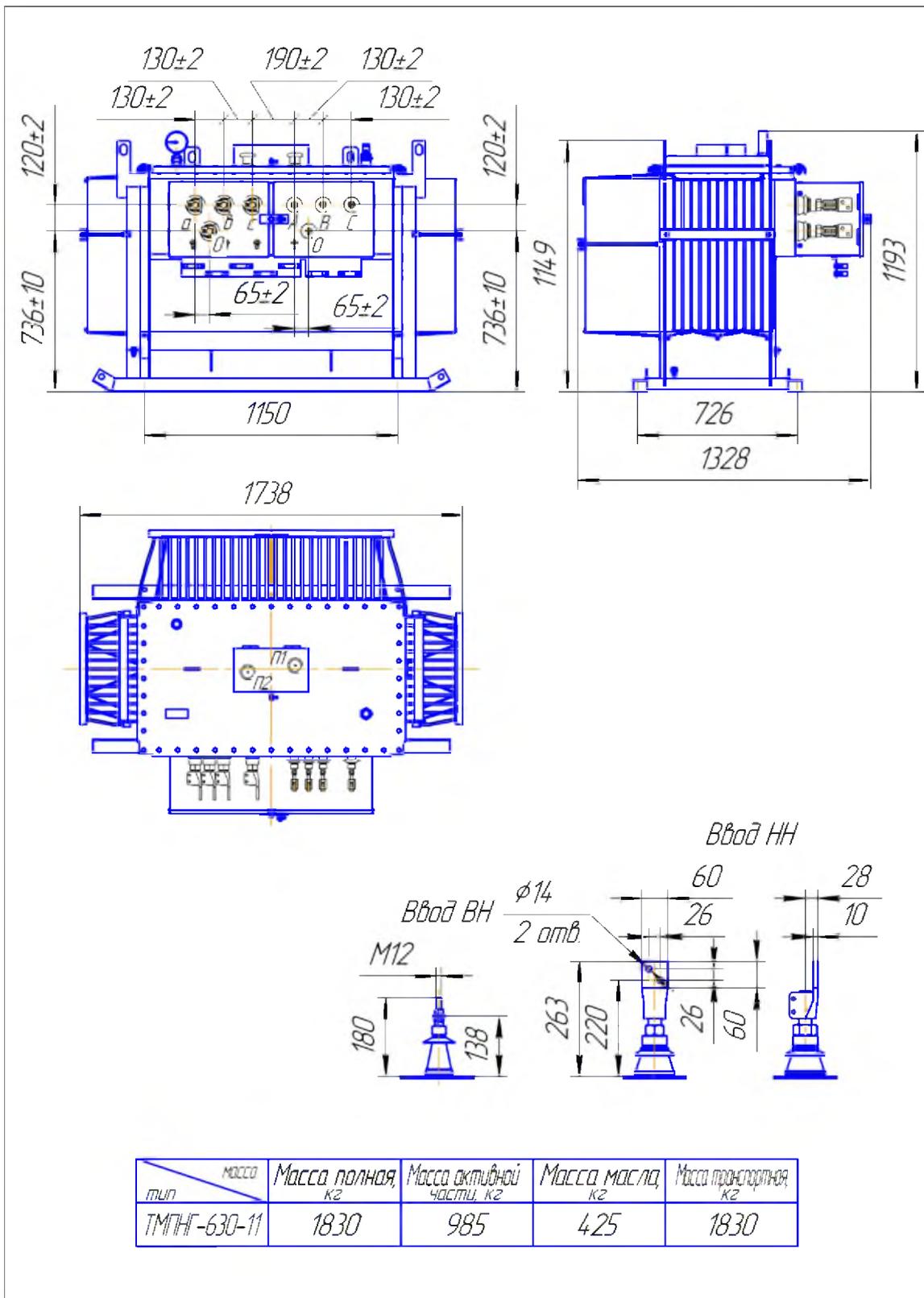


Рис. П1.17 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМГНГ-СЭЦ-630/3(6)-11 по требованиям «НК «Роснефть»

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

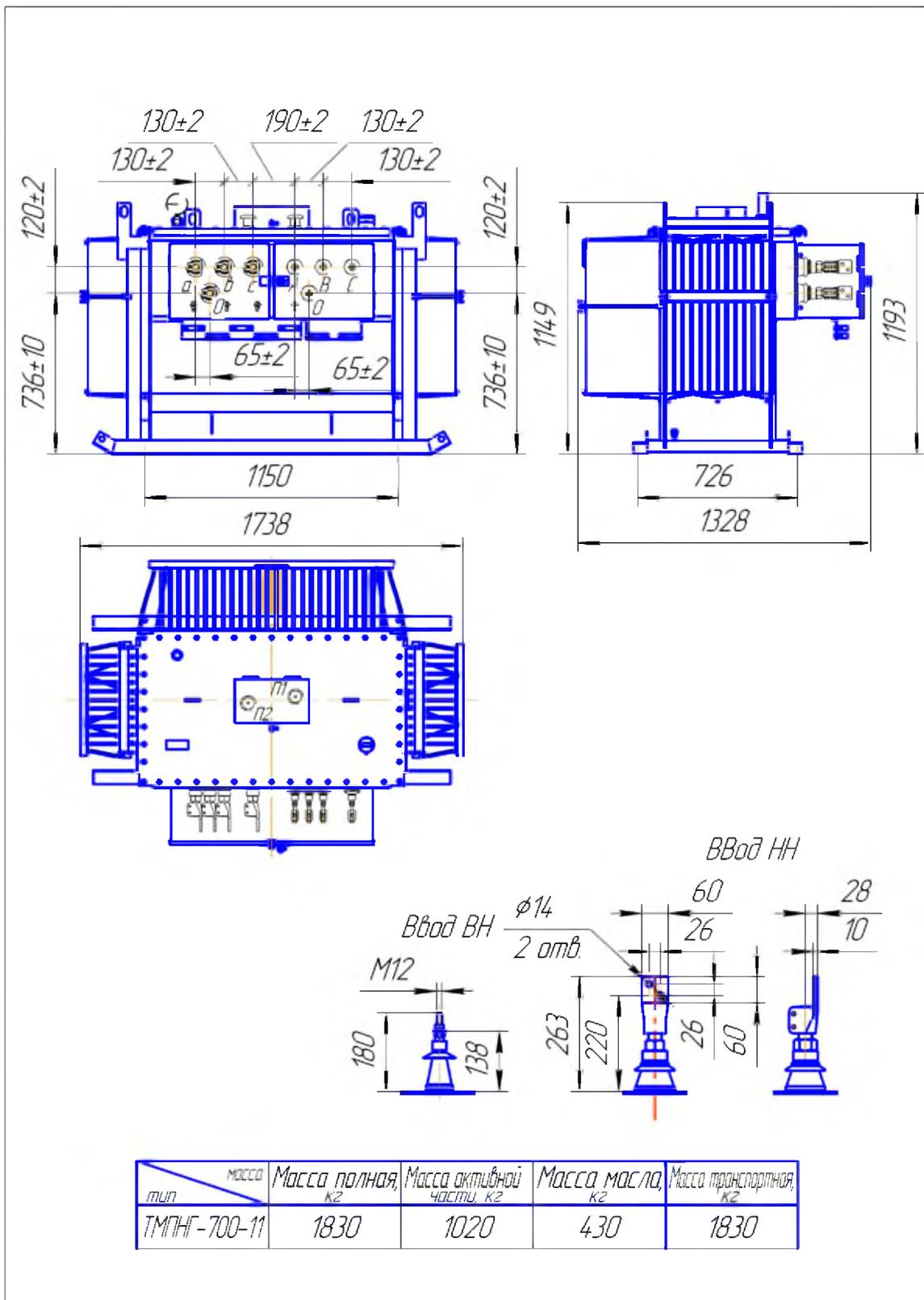


Рис. П1.18 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМГНГ-СЭЦ-700/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

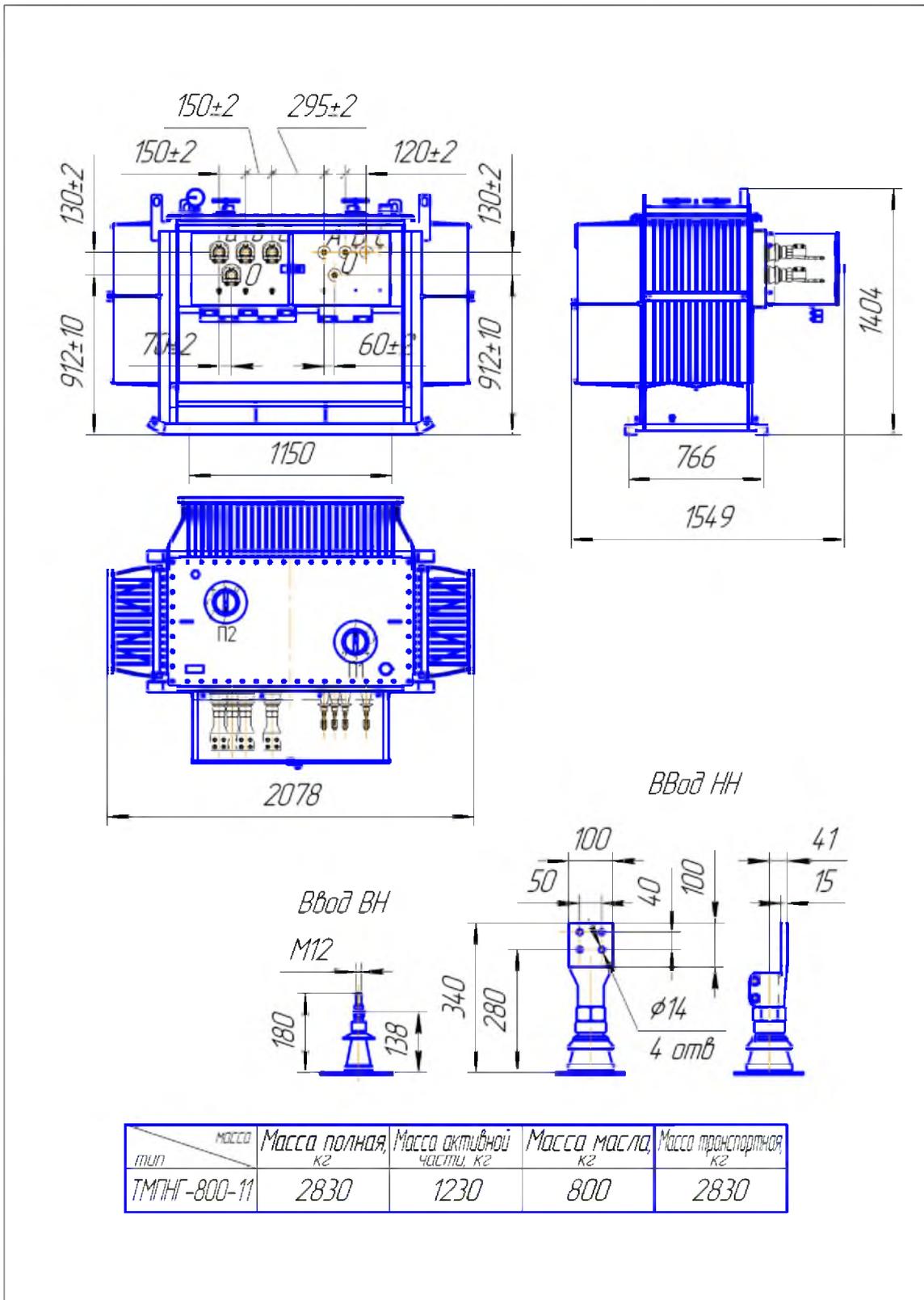


Рис. П1.19 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-800/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

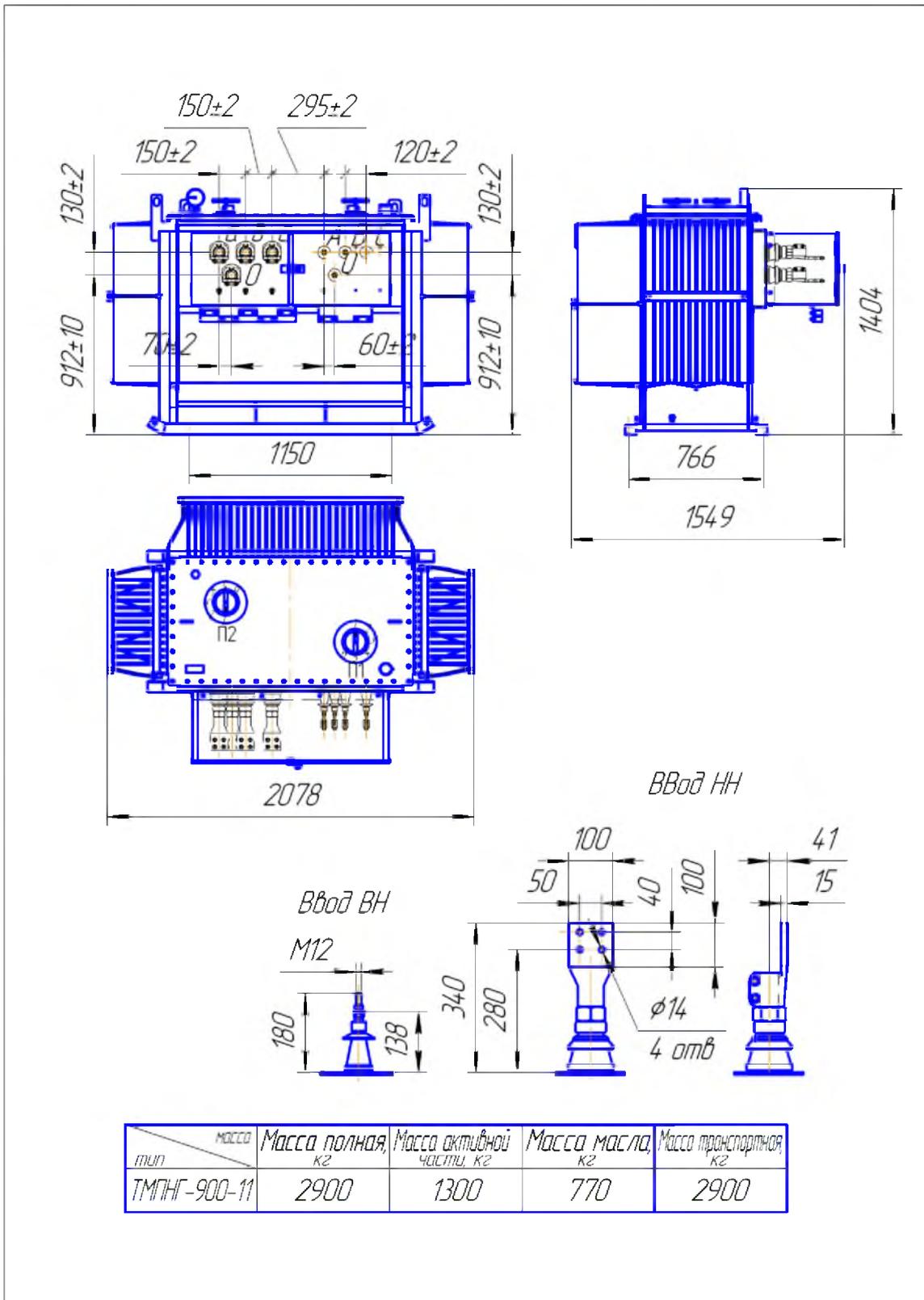


Рис. П1.20 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМГНГ-СЭЦ-900/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

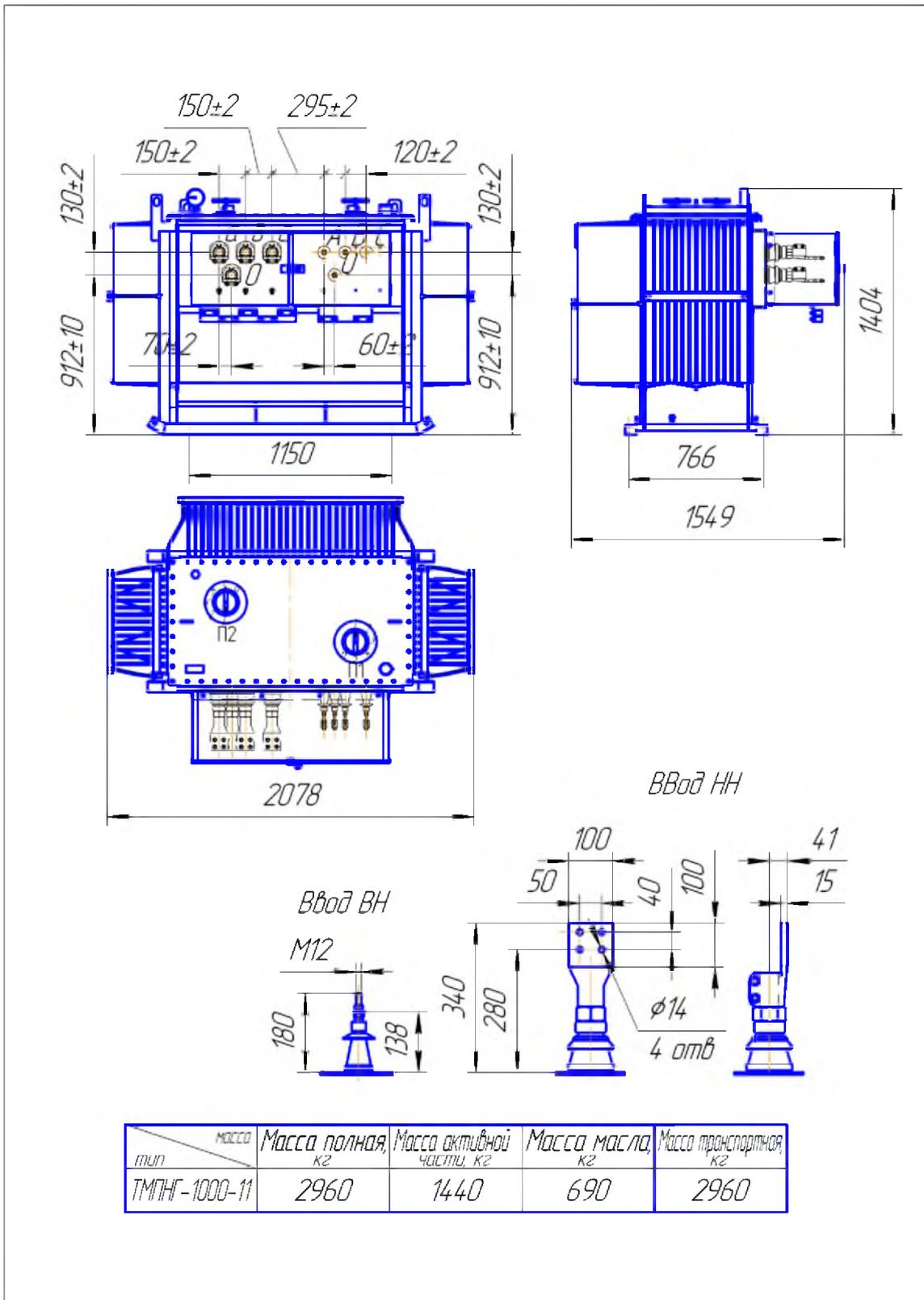


Рис. П1.21 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-1000/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

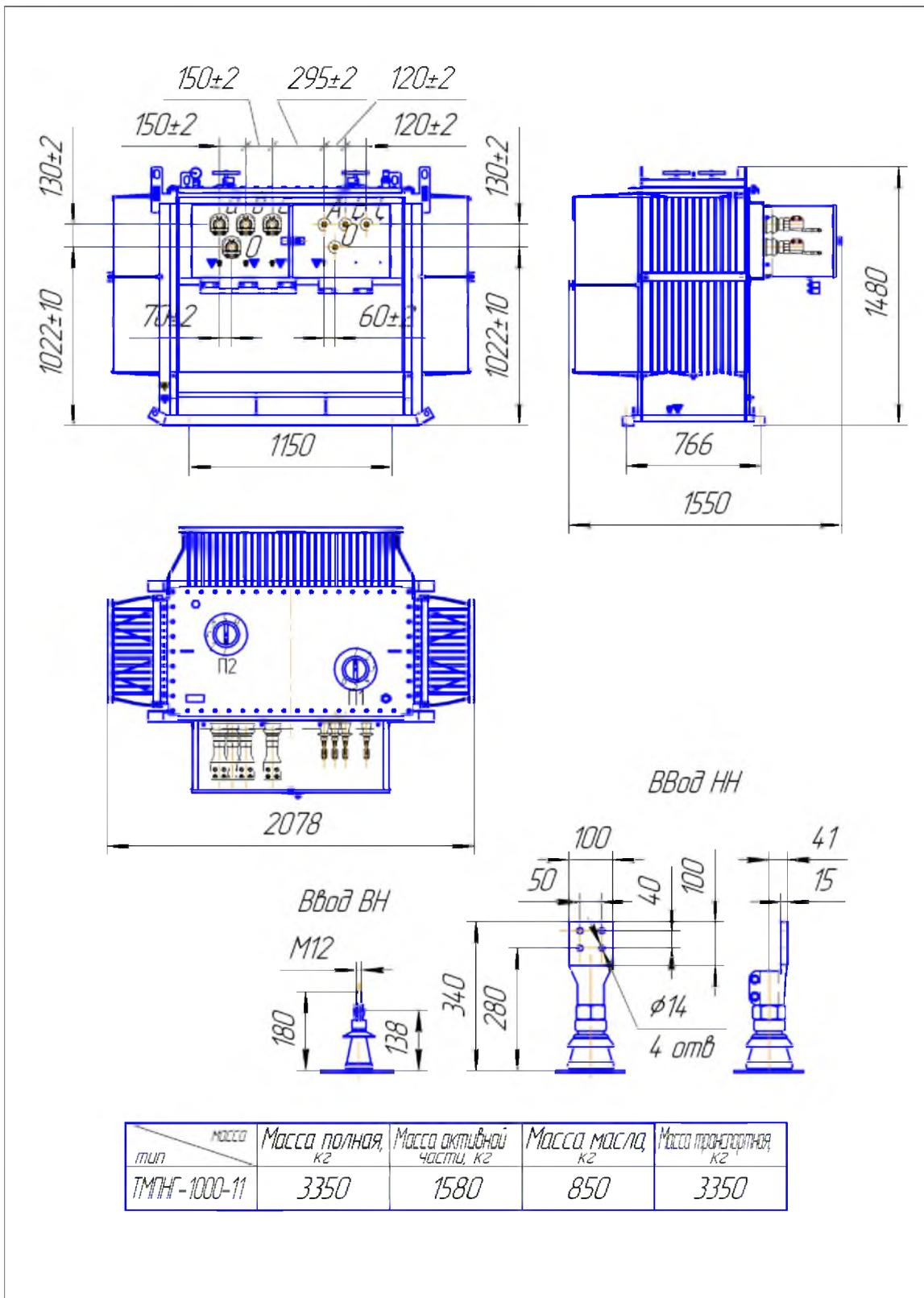


Рис. П1.22 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-1000/3(6)-11 по требованиям «НК «Роснефть»

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

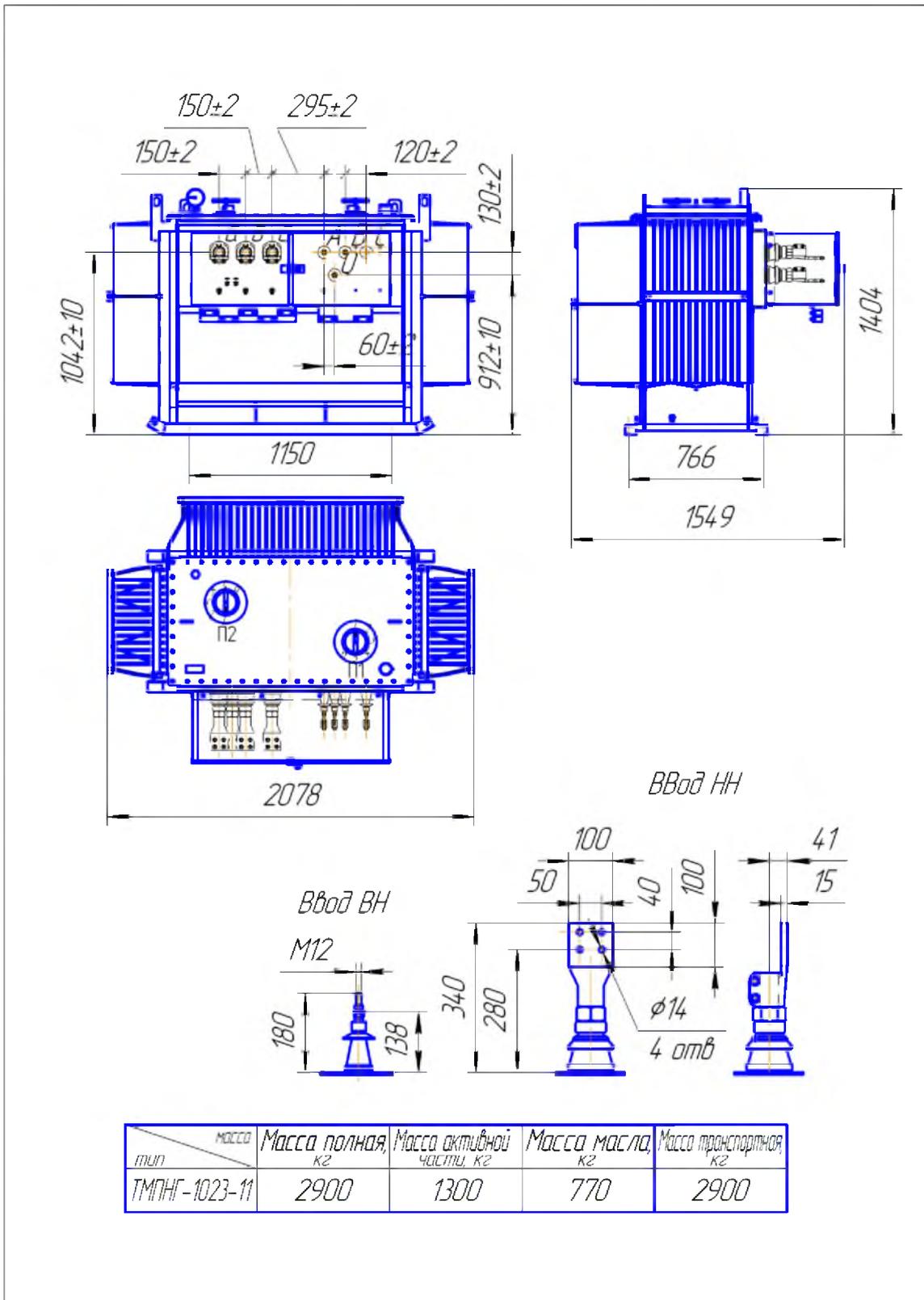


Рис. П1.23 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-1023/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 1

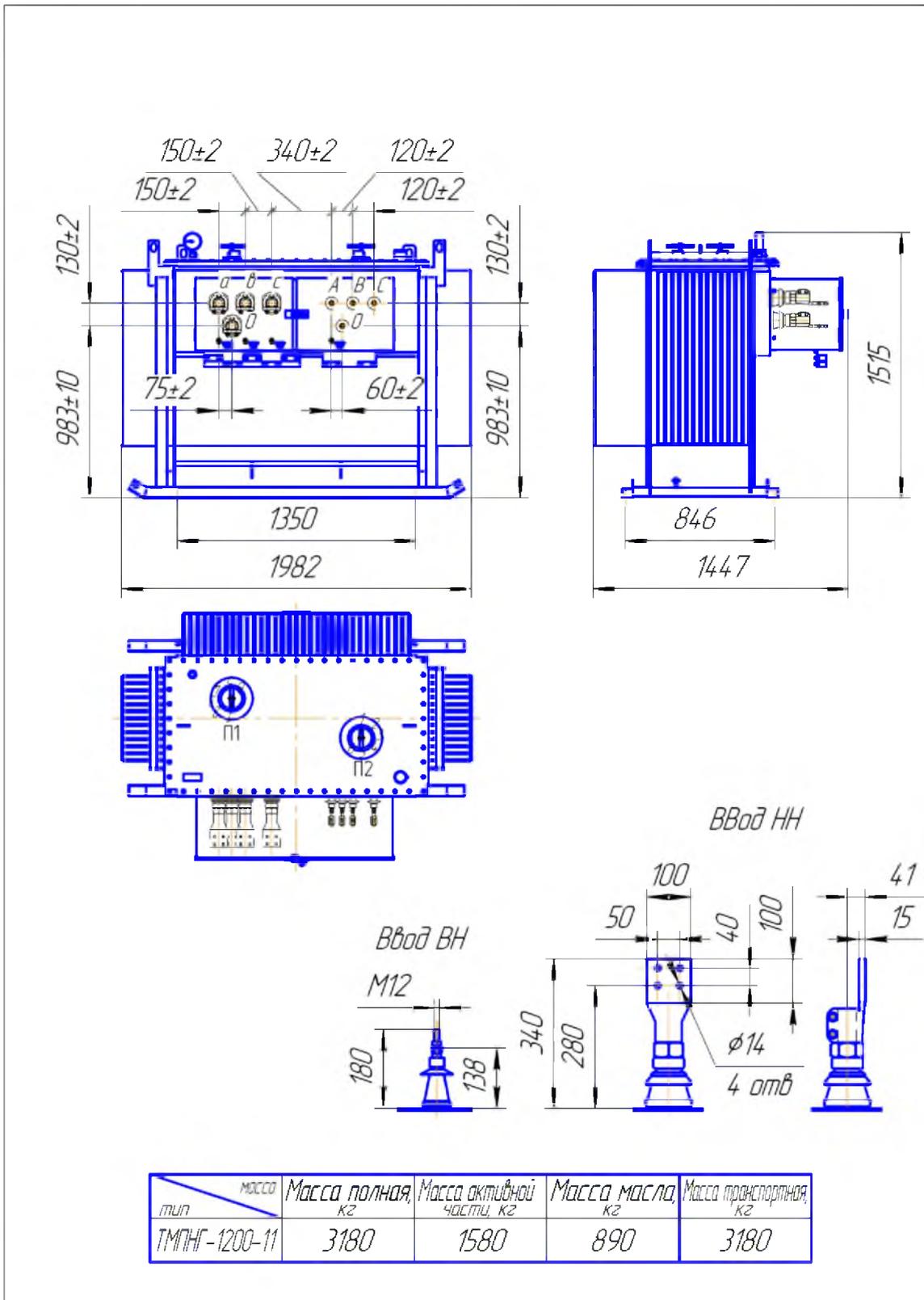
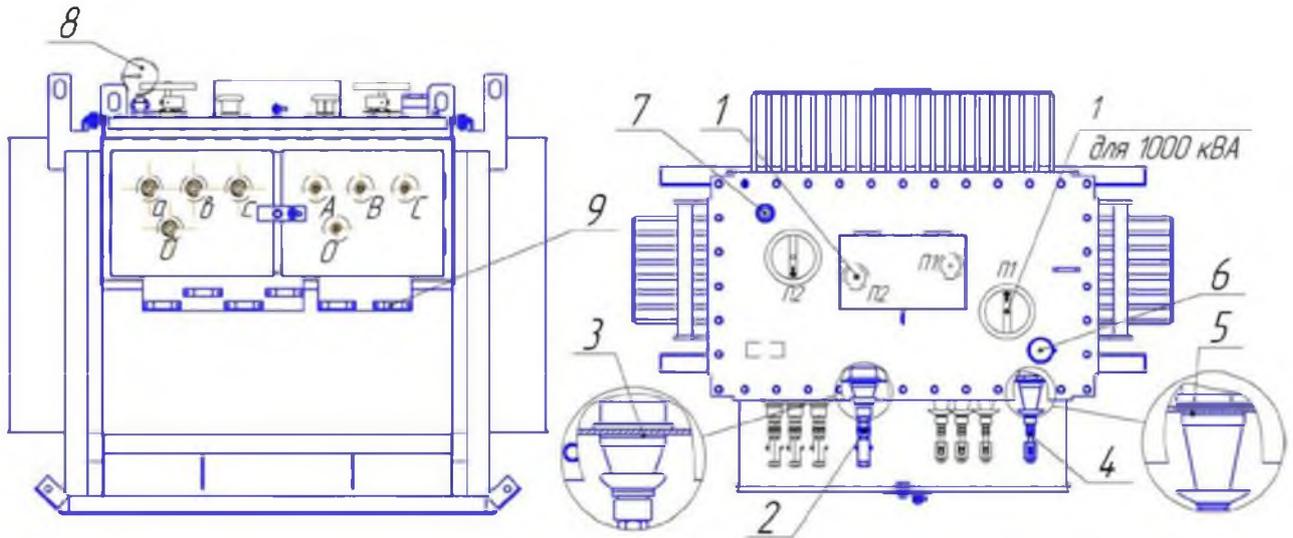


Рис. П1.24 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-1200/3(6)-11

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

СПЕЦИФИКАЦИЯ КОМПЛЕКТУЮЩИХ ИЗДЕЛИЙ



| Поз | Наименование | Мощность трансформатора, кВА | | | | | | | | |
|----------------|--|------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| | | 63 | 100 | 125 | 160 | 250 | 300 | 400 | 630 | 1000 |
| 1 ¹ | Переключатель 24 кВ 60А Δ (25 ст. рег) | x | x | x | x | | | | | |
| | Переключатель 24 кВ 60А Δ (36 ст. рег) | | | x | | | | | | |
| | Переключатель 24 кВ 150А Δ (25 ст. рег) | | | | | x | x | x | x | |
| | Переключатель 24 кВ 150А Δ (36 ст. рег) | | | | | | | x | x | |
| | Переключатель 24 кВ 250А Δ (36 ст. рег) | | | | | | | | | x |
| 2 | Изолятор 1кВ 250А DIN 42530 | x | x | x | x | | | | | |
| | Изолятор 1кВ 630А DIN 42530 | | | | | x | x | x | | |
| | Изолятор 1кВ 1000А DIN 42530 | | | | | | | | x | |
| | Изолятор 1кВ 2000 А DIN 42530 | | | | | | | | | x |
| 3 | Уплотнительная прокладка – D01012010 | x | x | x | x | | | | | |
| | Уплотнительная прокладка – D01020010 | | | | | x | x | x | | |
| | Уплотнительная прокладка – D01030010 | | | | | | | | x | |
| | Уплотнительная прокладка – D01042010 | | | | | | | | | x |
| 4 | Изолятор 3кВ 250А DIN 42539 | x | x | x | x | x | x | x | x | x |
| 5 | Уплотнительная прокладка – D11012010 | x | x | x | x | x | x | x | x | x |
| 6 ² | Индикатор уровня масла L60 | x | x | x | x | x | x | x | x | x |
| | Указатель уровня масла СН-45 ЕМ-LV45-01 | x | x | x | x | x | x | x | x | x |
| 7 | Клапана сброса давления РТ.КТ.26.00.00.000 | x | x | x | x | x | x | x | x | x |
| 8 ³ | Термометр ТБП-63/100-Р-(0-160)С ТУ РБ 37388602.003-97 | | | | | | | | x | x |
| 9 | Скоба 2-50-20-ц9.хр ГОСТ 2133-75 | x | x | x | x | x | x | x | x | x |

¹ В зависимости от кол-ва ступеней регулирования напряжения трансформатора устанавливаются соответствующие переключатели.

² Если диаметр муфты под маслоуказатель равен 50 мм, то устанавливается индикатор уровня масла L60, если диаметр равен 30 мм устанавливается указатель уровня масла СН-45 ЕМ-LV45-01.

³ В зависимости от заказа трансформатор может быть укомплектован термометром.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

НАКОНЕЧНИКИ С ПРИЖИМАМИ ПРОВОДОВ НА ВВОДЫ НН

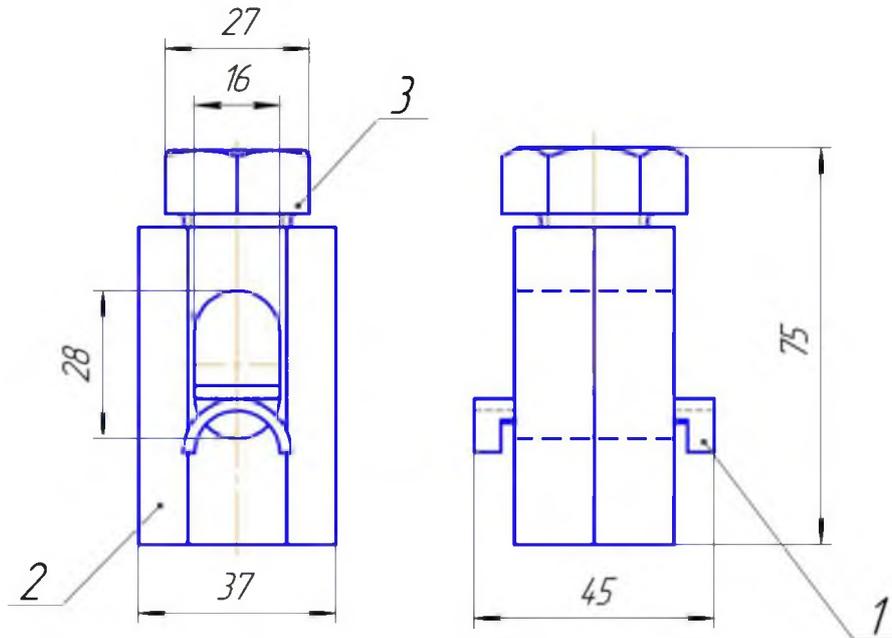


Рис. ПЗ.1 Наконечник на вводы НН трансформаторов мощностью до 400 кВА включительно.

1 – прижим, 2 – втулка с овальным отверстием, 3 – болт прижимной.

Правила установки провода в наконечник на ввод НН:

- 1) Втулка с овальным отверстием размеров 26x18 мм навинчивается на стержень ввода до выступания шпильки из отверстия на 1,5 – 2,0 мм;
 - 2) Втулку законтрить контргайкой;
 - 3) В овальное отверстие втулки устанавливается оголённый провод подключаемого кабеля;
 - 4) В овальное отверстие втулки поверх провода устанавливается прижим длиной 40 мм;
 - 5) Конец подключаемого провода выдвигается за край прижима на 10-15 мм;
 - 6) В круглое вертикальное отверстие с резьбой М16 закручивается прижимной болт до упора в провод;
- ВНИМАНИЕ!** Провод должен быть прижат к шпильке отвода.
Момент затяжки прижимного болта – 50 Н·м.

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 3

НАКОНЕЧНИКИ С ПРИЖИМАМИ ПРОВОДОВ НА ВВОДЫ ВН

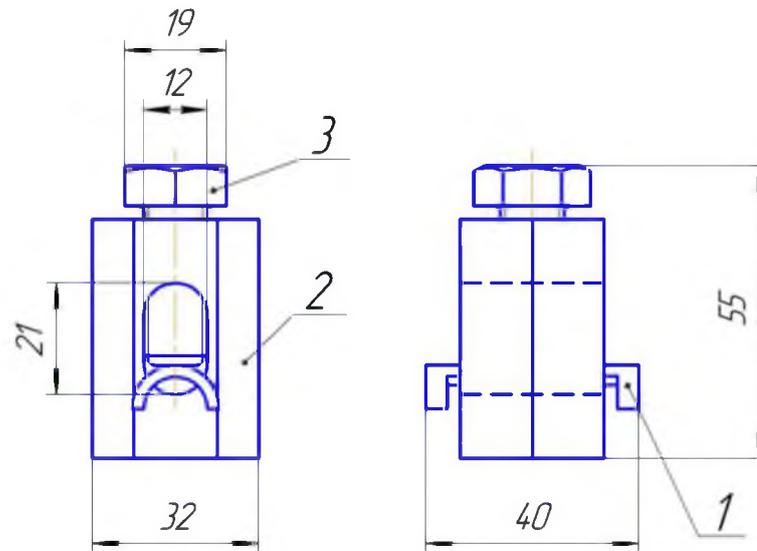


Рис. ПЗ.2 Наконечник с прижимом провода на вводы ВН.
1 – прижим, 2 – втулка с овальным отверстием, 3 – болт прижимной.

Правила установки провода в наконечник на ввод ВН:

- 1) Втулка с овальным отверстием размеров 21x12 мм навинчивается на стержень ввода до выступания шпильки из отверстия на 1,5 – 2,0 мм;
 - 2) Втулку законтрить контргайкой;
 - 3) В овальное отверстие втулки устанавливается оголённый провод подключаемого кабеля;
 - 4) В овальное отверстие втулки поверх провода устанавливается прижим длиной 45 мм;
 - 5) Конец подключаемого провода выдвигается за край прижима на 10-15 мм;
 - 6) В круглое вертикальное отверстие с резьбой М12 закручивается прижимной болт до упора в провод;
- ВНИМАНИЕ!** Провод должен быть прижат к шпильке отвода.
Момент затяжки прижимного болта – 40 Н·м.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

СХЕМА СТРОПОВКИ ТРАНСФОРМАТОРА

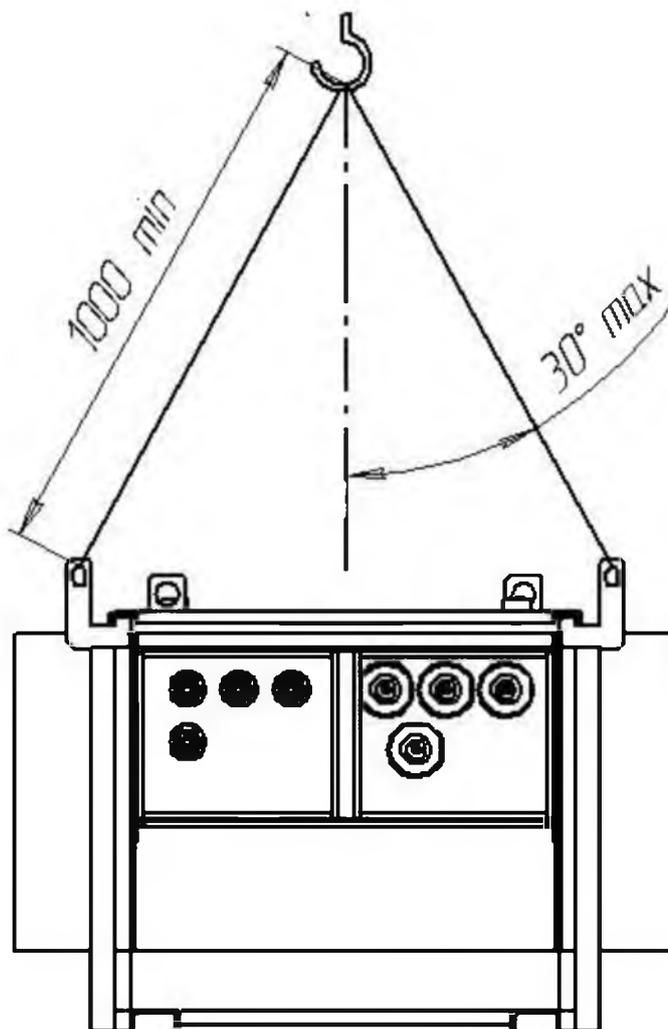


Рис. П4.1 Схема строповки трансформатора

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

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, 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 под углом 30° к горизонту и слить остатки масла в тару для утилизации.

2.2 Установить трансформатор по уровню, выверяя горизонтальность рамы бака по разъему.

2.3 Отсоединить рукоятки приводов переключателей.

2.4 Снять крышку бака, открутив болты, и поднять ее. При снятии крышки болты отпускать равномерно по всему периметру разъема. 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.

2.5 Отсоединить внутри бака отводы от вводов ВН и НН, открутив болты, соединяющие вводы НН и ВН с отводами.

2.6 Открутить болты крепления активной части к баку.

2.7 Поднять активную часть за строповочные уши на остовах магнитопровода. Подъем производить в строгом соответствии с указаниями мер безопасности и настоящего руководства.

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

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

2.10 Осмотреть активную часть на предмет повреждений. Проверить затяжку стальных шпилек, ярмовых балок, кронштейнов для крепления переключателей и других элементов активной части. Замеченные ослабления устранить подтяжкой гаек.

| Диаметр резьбы | Момент затяжки, Н·м |
|----------------|---------------------|
| M12 | 40 |
| M16 | 50 |

2.11 Осмотреть состояние контактных поверхностей переключателей, проверить действие переключателей.

2.12 Все обнаруженные на активной части дефекты устранить.

2.13 Промыть активную часть струей трансформаторного масла.

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

2.14 Удалить остатки масла со дна бака. Промыть и очистить доступные внутренние поверхности бака.

2.15 Закрепить вводы ВН и НН на стенке бака.

2.16 Опустить активную часть в бак.

2.17 Закрепить активную часть болтами к кронштейнам на баке.

2.18 Присоединить вводы ВН и НН к отводам и подтянуть гайки на вводах ВН и НН (усилие затяжки согласно п. 8.2 настоящего руководства).

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

2.20 Установить крышку, установить рукоятки на приводах переключателей и произвести затяжку болтов, крепящих крышку с корпусом бака (усилие затяжки согласно п. 8.2 настоящего руководства).

2.21 Провести контроль состояния изоляции мегомметром. Величина сопротивления изоляции: НН-Бак, НН-ВН, ВН-Бак должна быть не менее 300 МОм.

2.22 Залить масло в трансформатор в следующей последовательности:

- отвернуть клапан сброса давления, распложенный на крышке бака;
- через это отверстие заполнить трансформатор маслом, контролируя уровень по маслоуказателю, расположенному на крышке бака, 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 долить масло до соответствующего уровня маслоуказателя, проверить целостность и состояние уплотнительной прокладки и завернуть клапан сброса давления;
- провести контроль состояния изоляции мегомметром. Величина сопротивления изоляции: НН-Бак, НН-ВН, ВН-Бак должна быть не менее 300 МОм.

:

(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