

Техническая информация

Трансформаторы для погружных насосов ТМПНГ

:

(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.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТРАНСФОРМАТОРАХ ДЛЯ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ	3
1.1 Назначение	3
1.2 Условное обозначение трансформаторов	4
1.3 Технические данные	5
2. УСТРОЙСТВО ТРАНСФОРМАТОРА	5
2.1 Активная часть	5
2.1.1 Магнитопровод	6
2.1.2 Обмотки	7
2.1.3 Отводы	8
2.1.4 Переключающее устройство	9
2.2 Бак	9
2.3 Трансформаторное масло	10
2.4 Информационная табличка	11
3. КЛИМАТИЧЕСКИЕ ИСПОЛНЕНИЯ И КАТЕГОРИИ РАЗМЕЩЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ	11
4. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СОЕДИНЕНИЯ В ТРАНСФОРМАТОРАХ	11
4.1 Принцип работы	11
4.2 Схемы и группы соединения обмоток	13
4.3 Электрические параметры обмоток	14
5. НАГРУЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ	15
5.1 Нагрузочная способность трансформаторов	15
5.2 Нормальный продолжительный режим нагрузок	16
6. ИСТОЧНИКИ ШУМА В ТРАНСФОРМАТОРАХ	17
7. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ, СИГНАЛЬНЫЕ, ЗАЩИТНЫЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА	18
7.1 Маслоуказатель	19
7.2 Термометр	19
7.3 Клапан сброса давления	20
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ЧАСТЬ 1	21
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ЧАСТЬ 2	31
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 ЧАСТЬ 1	84
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 ЧАСТЬ 2	123
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 ЧАСТЬ 3	132
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	143
ПРИЛОЖЕНИЕ 4	144

Приведённые технические данные носят справочный характер. Разработчик оставляет за собой право вносить изменения при совершенствовании конструкции.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТРАНСФОРМАТОРАХ ДЛЯ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ

1.1 Назначение

Трансформаторы трехфазные двухобмоточные типа ТМПНГ мощностью от 63 до 1200 кВА классов напряжений 3, 6 кВ с двумя переключателями ответвлений без возбуждения предназначены для питания погружных электронасосов добычи нефти и преобразуют нерегулируемое напряжение питания от источника в регулируемое напряжение ступенями без возбуждения.

Первичные нерегулируемые обмотки низкого напряжения (НН) запитываются от трёхфазного источника напряжением 380 В или 400 В.

ПЕРВИЧНЫЕ ОБМОТКИ С НОМИНАЛЬНЫМИ НАПРЯЖЕНИЯМИ 380 В И 400 В РАВНЫМ ОБРАЗОМ МОГУТ БЫТЬ ЗАПИТАНЫ ОТ ИСТОЧНИКОВ С ДИАПАЗОНОМ РАБОЧЕГО НАПРЯЖЕНИЯ ОТ 380 В ДО 400 ВОЛЬТ. НАПРЯЖЕНИЯ НА ОТПАЙКАХ ОБМОТОК ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ ИЗМЕНЯЮТСЯ ПРИ ЭТОМ ПРОПОРЦИОНАЛЬНО.

Вторичные обмотки высокого напряжения (ВН) с регулированием напряжения ступенями, от 1 до 6 кВ, питают электродвигатели погружных насосов, установленных в нефтяных скважинах. Регулирование напряжения осуществляется переключением отпайек обмоток двумя переключателями ПБВ (переключение без возбуждения) при отключенном трансформаторе.

Конструктивное исполнение трансформаторов для погружных электронасосов серии -11 по внешнему строению: ТМПНГ – трансформатор герметичный без расширителя, увеличение объёма масла при нагреве воспринимается упругими гофрами (рис. 1.1).



Рис. 1.1 Трансформатор герметичный без расширителя ТМПНГ

1.2 Условное обозначение трансформаторов

Условное обозначение трансформаторов для погружных насосов следующее:

Т	М	ПН	Г- (Ч)	- СЭЩ-XX/	X- X	XXX	X, 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
										Класс напряжения, кВ
										Номинальная мощность, кВА
										Зарегистрированный товарный знак изготовителя
										Работа со станцией управления с частотным преобразователем (При наличии символа)
										Герметичное исполнение
										Питание погружных электронасосов
										Естественная циркуляция масла
										Трехфазный

Пример условного обозначения трансформатора для погружных насосов герметичного исполнения, мощностью 630 кВА, классом напряжения 3 кВ; серии –11; климатическим исполнением - УХЛ, категорией размещения – 1; с номинальным напряжением на стороне ВН – 2.69 кВ, на стороне НН – 0.40 кВ, пределами регулирования напряжения ВН от 3.81 кВ до 1.12 кВ; схемой и группой соединения обмоток Y_H/Y_H-0 , при заказе и в документации другого изделия: «Трансформатор ТМПНГ-СЭЦ-630/3-11УХЛ1;2.69/0.4; 3.81/1.12; Y_H/Y_H-0 » ТУ 3411-077-15356352-2012.-0

1.3 Технические данные

Основные параметры распределительных масляных трансформаторов для погружных насосов классов напряжений 3, 6 кВ типа ТМПНГ приведены в Приложении 1. Часть 1. Параметры регулирования напряжения стороны ВН трансформаторов приведены в Приложении 1. Часть 2. Габаритные, установочные и присоединительные размеры приведены в Приложении 2. Техническая документация предоставляется в электронном виде по требованию заказчика.

2. УСТРОЙСТВО ТРАНСФОРМАТОРА

В конструкцию трансформаторов входят следующие составные части: активная часть (магнитопровод, обмотки, изоляция, отводы, переключатель); корпус бака; контрольно-измерительные, сигнальные и вспомогательные устройства, вводы (изоляторы). К верхней части вводов НН и ВН крепятся наконечники. Размеры наконечников приведены в Приложении 3.

2.1 Активная часть

Активная часть трансформатора – то место, где происходит непосредственное преобразование электрической энергии одного напряжения в электрическую энергию другого напряжения, то есть энергия от обмотки низкого напряжения через посредство наведённого в магнитной системе магнитного

потока преобразуется в энергию обмотки высокого напряжения.

Главные элементы активной части: обмотки и магнитная система (магнитопровод). Активная часть распределительных трансформаторов состоит из следующих узлов (рис. 2.1):

- а) магнитопровода;
- б) обмотки высокого напряжения ВН;
- в) обмотки низкого напряжения НН;
- г) крепление активной части;
- д) сборочных единиц и деталей изоляции;
- е) переключающего устройства,



Рис. 2.1 Активная часть в сборе. 1 – магнитопровод; 2 – блок обмоток ВН – НН; 3 – крепление; 4 – переключатель;

2.1.1 Магнитопровод

Магнитопровод трансформатора является конструктивной и механической основой активной части (рис. 2.2). Основная часть магнитопровода – магнитная система, которая состоит из вертикальных стержней, перекрытых сверху и внизу горизонтальными ярмами, в результате чего образуется замкнутая магнитная цепь.



Рис. 2.2 Магнитопровод в сборе. 1 – магнитная система, 2 – прессующая балка, 3 – стяжная шпилька вертикальная, 4 – стяжная шпилька горизонтальная, 5 – ступенчатая основа

2.1.2 Обмотки

Обмотки трансформаторов слоевые, расположены на стержне в следующем порядке, считая от стержня – обмотка НН (низкого напряжения) (рис. 2.3), обмотка ВН (высокого напряжения) (рис. 2.4).

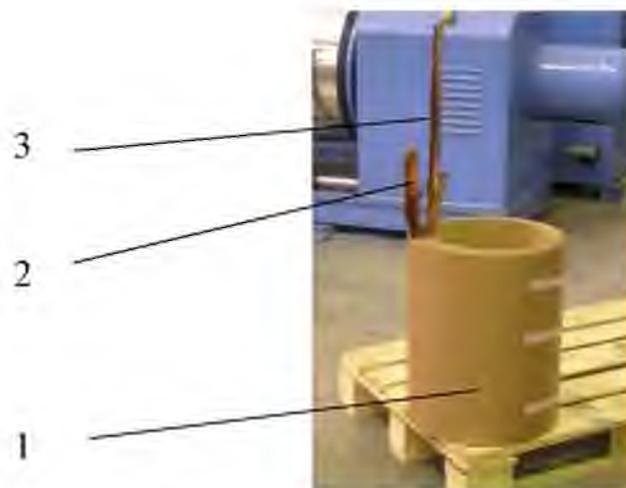


Рис. 2.3 Обмотка НН в сборе. 1 – обмотка, 2 – фазный отвод, 3 – линейный отвод

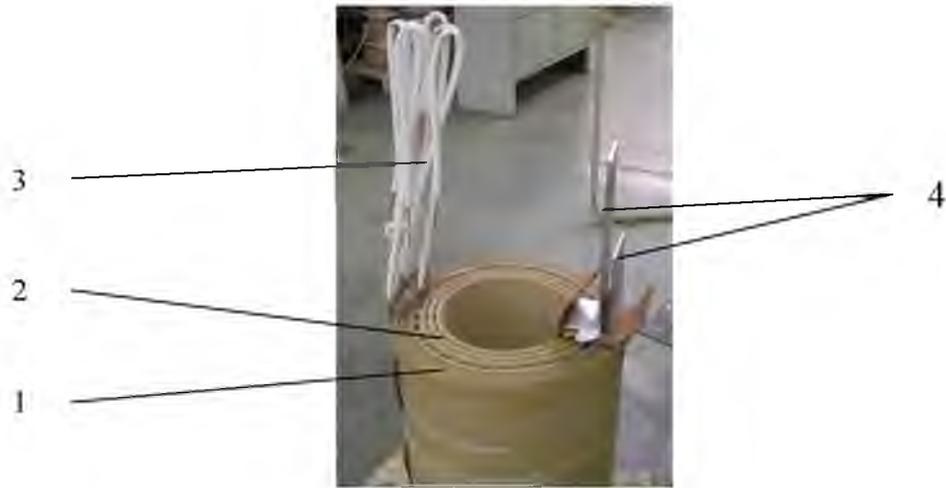


Рис. 2.4 Блок обмоток ВН-НН в сборе. 1 – обмотка ВН, 2 – обмотка НН, 3 – отводы ВН, 4 – отводы НН

Обмотки НН выполняются из алюминиевой или медной ленты и межслоевой изоляцией из бумаги, обмотки ВН из алюминиевого или медного провода круглого сечения с эмалевой изоляцией или прямоугольного сечения с бумажной изоляцией.

Материал проводников обмоток: алюминий (плотность – $\gamma_{\text{ал}} = 2700 \text{ кг/м}^3$, удельное электрическое сопротивление при $75 \text{ }^\circ\text{C}$ – $\rho_{\text{ал}75} = 0,034 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$), медь (плотность – $\gamma_{\text{ал}} = 8900 \text{ кг/м}^3$, удельное электрическое сопротивление при $75 \text{ }^\circ\text{C}$ – $\rho_{\text{ал}75} = 0,021 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$). В обмотках ВН предусмотрены отпайки для переключения чисел витков и изменения коэффициента трансформации в пределах указанных в Приложении 1. Часть 2.

2.1.3 Отводы

Отводы представляют собой промежуточные токоведущие элементы, обеспечивающие соединение обмоток с вводами и переключающим устройством в требуемую электрическую схему.

Соединения обмоток ВН выполняются в стандартном варианте медными гибкими проводами (рис. 2.4).

Соединения НН – алюминиевыми или медными шинами прямоугольного сечения (рис. 2.3).

2.1.4 Переключающее устройство

В распределительных трансформаторах регулирование напряжения производится без возбуждения, при отключенном трансформаторе рукояткой, установленной на крышке бака, путем соединения соответствующих ответвлений обмоток ВН.

2.2 Бак

Бак трансформатора для погружных электронасосов представляет собой металлическую конструкцию прямоугольной формы и состоит из следующих узлов:

- а) корпуса бака;
- б) крышки;
- в) кожуха с дверцами, внутри которого расположены вводы с отводящими кабелями.

Корпус состоит из следующих узлов и деталей

- а) каркаса корпуса (верхней рамы);
- б) гофрированных стенок;
- в) передней стенки с отверстиями для вводов;
- г) дна, на котором предусмотрен вентиль слива масла и контакты заземления;
- д) двух опор-салазок, приваренных к дну бака.

На крышке бака трансформатора ТМПНГ установлены: приводы двух переключателей, маслоуказатель, термометрическая трубка для установки термометра, предохранительный клапан (клапан сброса давления).

Наружная поверхность крышки окрашена полиэфирной порошковой краской светло-серого цвета.

Крышка снабжена защитным кожухом переключателей, с проушинами для замка.

Для крепления кабеля на кожухе предусмотрены металлические хомуты.



Рис. 2.5 Корпус бака трансформатора

На дне бака предусмотрен вентиль слива масла и контакты заземления. На боковой стенке расположен защитный кожух изоляторов.

Механическая прочность бака трансформаторов герметичного исполнения рассчитана на избыточное давление не более 45^{+5} кПа и вакуум с остаточным давлением не более 70^{+5} кПа.

Наружная поверхность бака окрашена полиэфирной порошковой краской светло-серого цвета.

Соединение крышки и корпуса бака в разъеме – болтовое, уплотнение разъема – прокладки из маслобензостойкой резины. Применяемые метизы имеют класс прочности 8.8.

2.3 Трансформаторное масло

Масло в трансформаторе выполняет две функции: электрической изоляции и передачи тепла от нагретых частей к охлаждающим устройствам.

Применяются трансформаторные масла марок ГК (ТУ 38.101.1025-85), ВГ (ТУ 38.401.978- 93), арктического АГК (ТУ 38.101.1271-85).

Величина пробивного напряжения, основного контролируемого параметра, характеризующего качество трансформаторного масла – не менее 35 кВ. Определение пробивного напряжения производится в стандартном разряднике в соответствии с ГОСТ 6581-75.

2.4 Информационная табличка.

Трансформаторы комплектуются двумя информационными табличками из коррозионностойкого алюминия. На табличках указаны напряжения и токи для каждого положения переключателей.

3. КЛИМАТИЧЕСКИЕ ИСПОЛНЕНИЯ И КАТЕГОРИИ РАЗМЕЩЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

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

- высота над уровнем моря не более 1000 м;
- режим работы – длительный;
- климатическое исполнение «У», «УХЛ» или «Т», категория размещения 1 (наружная) по ГОСТ 15150.

Климатическое исполнение умеренное «У»: температура окружающего воздуха от минус 45°C до плюс 40°C; относительная влажность воздуха (по ГОСТ 15543.1) не более 80% при 15°C и 100% при 25°C.

Климатическое исполнение умеренно-холодное «УХЛ»: температура окружающего воздуха от минус 60°C до плюс 40°C; относительная влажность воздуха (по ГОСТ 15543.1) не более 80% при 15°C и 100% при 25°C.

Климатическое исполнение тропическое «Т»: температура окружающего воздуха от минус 10°C до плюс 50°C; относительная влажность воздуха (по ГОСТ 15543.1) не более 98% при 27°C и 100% при 35°C.

4. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СОЕДИНЕНИЯ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

4.1 Принцип работы

Трансформатор для погружных электронасосов работает следующим образом (рис.4.1). Трансформатор содержит регулируемую обмотку, включающую нерегулируемую часть обмотки 1, группу обмоток грубого регулирования 2 и группу обмоток тонкого регулирования 3, переключатели ответвлений обмоток 4 и 5. В обмотках тонкого регулирования 3 число витков

меньше, чем число витков в обмотках грубого регулирования 2. Отдельные обмотки содержат равное число витков в своих группах обмоток. Кроме того, возможен вариант исполнения конструкции трансформатора, при котором суммарное число витков в обмотке тонкого регулирования 3 равно числу витков в одной отдельной обмотке грубого регулирования 2.

Для изменения коэффициента трансформации и тем самым напряжения в обмотке переключатели обмоток 4 и 5 устанавливаются в соответствующих отпайках на обмотках грубого и тонкого регулирования.

В трансформаторах для погружных электронасосов обмотки ВН имеют значительное число ступеней регулирования N , которое может достигать значения $N = 25$, $N = 36$ и $N = 49$. В трансформаторах для погружных электронасосов диапазон регулирования вторичных обмоток ВН достигает порядка нескольких десятков процентов в ту или в другую сторону от номинального значения. Поэтому различают линейные напряжения обмотки ВН:

максимальное U_{\max} на первой ступени регулирования $n_{\max} = 1$;

номинальное $U_{\text{ном}}$ на ступени регулирования $n_{\text{ном}}$;

минимальное U_{\min} на ступени регулирования $n_{\min} = N$.

Номинальная мощность трансформатора соответствует его линейному напряжению и току на номинальной ступени регулирования обмотки ВН:

$$S_{\text{ном}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном}},$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный линейный ток в обмотке ВН.

При работе трансформатора на ступенях регулирования ниже номинальной ступени по напряжению $n \geq n_{\text{ном}}$ развиваемый ток на отпайках регулирования равен номинальному току при соответствующем уменьшении линейного напряжения. Развиваемая мощность в этом случае меньше номинальной:

$$S_n = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{\text{ном}} \quad \text{при } n \geq n_{\text{ном}}.$$

При работе трансформатора на ступенях регулирования выше номинальной ступени по напряжению $n \leq n_{\text{ном}}$ развиваемая мощность на отпайках регулирования не меняется, а развиваемый ток на отпайках регулирования в этом случае: $I_n = S_{\text{ном}} / (\sqrt{3} \cdot U_n)$ при $n \leq n_{\text{ном}}$.

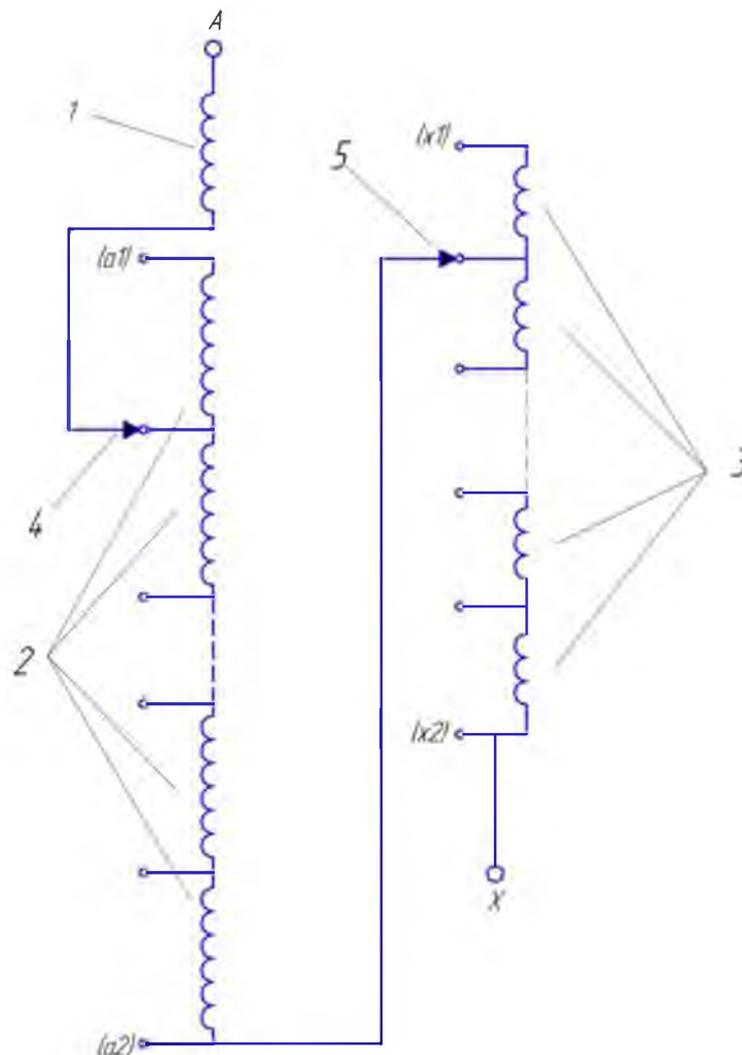


Рис. 4.1 Принципиальная электрическая схема вторичной обмотки трансформатора для погружных электронасосов

Возможность работы трансформаторов ТМПНГ при частотах, отличающихся от номинальной частоты 50 Гц, рассмотрена в Приложении 4.

4.2 Схемы и группы соединения обмоток

В трёхфазных трансформаторах обмотки разных фаз соединяются между собой различным схемным образом, в «звезду» (обозначение Y) или «треугольник» (обозначение D), причём схемы «звезда» как правило имеет выведенную нейтраль (обозначение Yn). Основные схемы и группы соединения обмоток приведены на рис. 4.2.

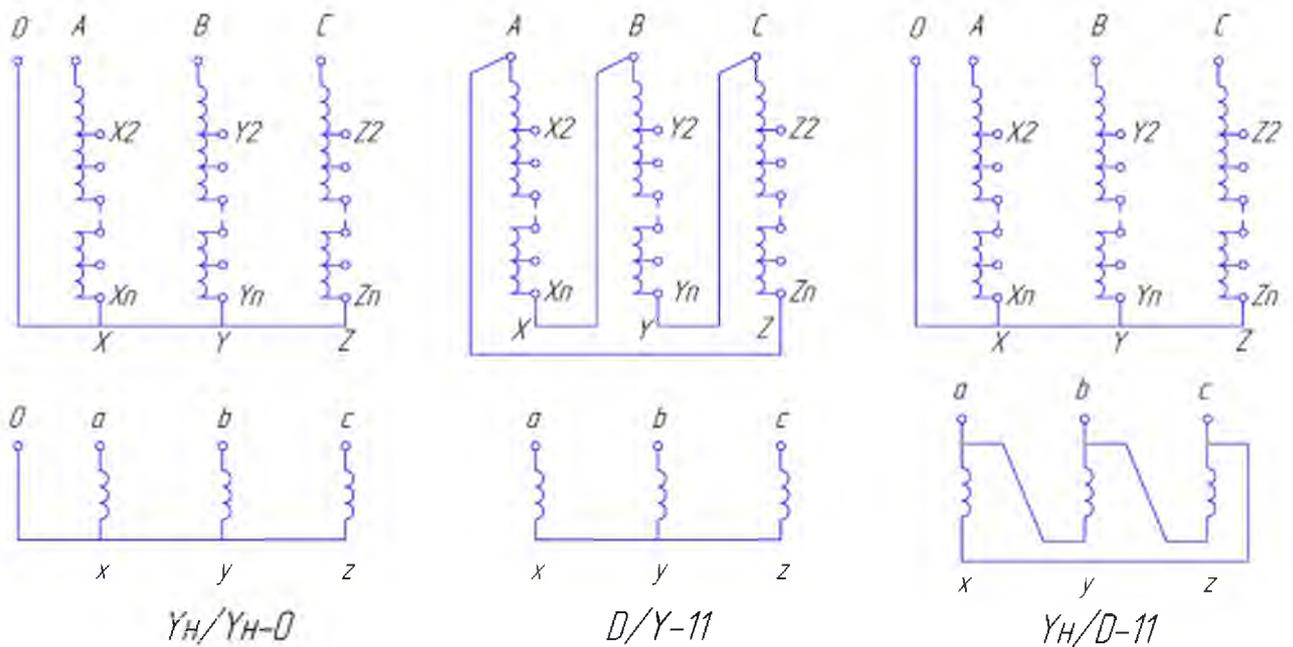


Рис. 4.2 Схемы соединения обмоток

4.3 Электрические параметры обмоток

В трёхфазных обмотках трансформаторов различают фазное напряжение, приложенное к самим обмоткам, и линейное напряжение на выводах. В схеме соединения «звезда» линейное напряжение в $\sqrt{3}$ раз больше фазного, так как оно приложено сразу к обмоткам двух соседних фаз. В схеме «треугольник» линейное напряжение равно фазному.

Основные линейные электрические параметры трёхфазных трансформаторов служат для проведения расчётов сетевых режимов работы и строятся на основе однофазных схем замещения.

Сопротивление КЗ фазы трансформатора со стороны обмотки НН:

$$Z_{\text{к}} = (u_{\text{к}}/100)U_{\text{н1ф}}^2/S_{\text{н.ф}}, \text{ Ом},$$

где $u_{\text{к}}$ – напряжение короткого замыкания, %, $U_{\text{н.ф}}$ – фазное низкое напряжение, В, $S_{\text{н.ф}}$ – мощность на фазу трансформатора, ВА .

Активное сопротивление КЗ фазы трансформатора со стороны обмотки НН:

$$R_k = P_{kф} / (I_H^2), \text{ Ом},$$

где $P_{kф}$ – потери короткого замыкания на фазу трансформатора, Вт,

I_H – номинальный ток в обмотке НН, А.

Индуктивное сопротивление КЗ фазы трансформатора со стороны обмотки НН:

$$X_k = \sqrt{Z_k^2 - R_k^2}, \text{ Ом}.$$

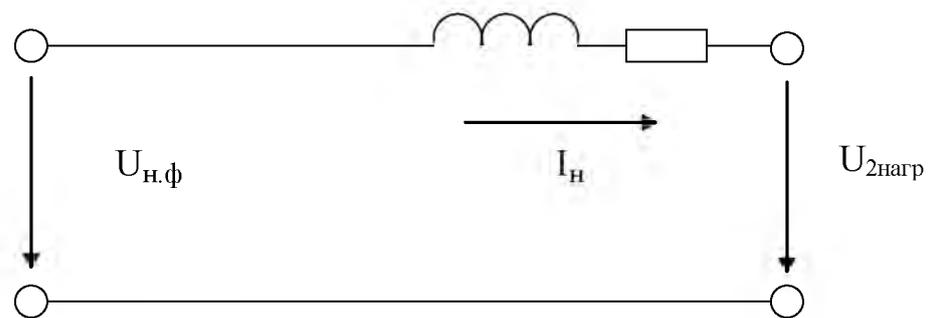


Рис. 4.3 Электрическая однофазная сетевая схема трансформатора

5. НАГРУЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ

5.1 Нагрузочная способность трансформаторов

Нагрузка трансформатора определяется величиной тока во вторичной обмотке трансформатора.

В нормальных условиях нагрева изоляция класса А (105°C), которая применяется в трансформаторах, постепенно теряет свои первоначальные свойства под воздействием температуры, происходит её старение. При этом пока изоляция не потеряла механической прочности, электрическая прочность ее сохраняется на первоначальном уровне. Но как только изоляция трансформатора потеряла свою механическую прочность, стала сухой и

хрупкой, она под действием вибрации при нормальной работе и динамических усилий при коротких замыканиях сравнительно легко разрушается, в результате чего могут возникнуть пробой изоляции и замыкание витков между собой.

При нагрузках, близких к номинальной мощности, срок службы трансформатора не менее 30 лет. Нормальный срок службы изоляции при номинальном режиме работы – 30 лет. Чем больше перегрузки по току, то есть чем выше температура изоляции, при которой она работает, тем скорее она теряет свои механические и электрические свойства, подвергается большему износу, старению. Срок службы трансформатора сокращается.

Согласно ГОСТ 14209 при определении ресурса работы трансформатора исходят из следующих принятых положений:

Повышение температуры, при которой работает изоляция, на каждые 6 °С увеличивает скорость старения изоляции вдвое. Износ изоляции при неизменной температуре растет прямо пропорционально времени.

Различают следующие режимы нагрузок, характеризующиеся степенью уменьшения срока службы изоляции:

- нормальный продолжительный режим нагрузок, при которых происходит сокращение срока службы изоляции;
- режим систематических неаварийных нагрузок с чередующимися периодами недогрузки и перегрузки, при которых не происходит сокращения срока службы изоляции;
- режим аварийных нагрузок, при которых происходит запланированное сокращение срока службы изоляции.

5.2 Нормальный продолжительный режим нагрузок

При нормальном продолжительном режиме нагрузок - нагрузочный ток в течение длительного, порядка более суток, периода времени значительно не изменяется. Допустимые токовые нагрузки при различных температурах окружающей среды приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1 Допустимые нагрузки при нормальном продолжительном режиме работы

Температура охлаждающей среды, °С	Превышение температуры наиболее нагретой точки, °С	Допустимый коэффициент нагрузки
- 25	123	1.37
- 20	118	1.33
- 10	108	1.25
0	98	1.17
10	88	1.09
20	78	1.00
30	68	0.91
40	58	0.81

6. ИСТОЧНИКИ ШУМА В ТРАНСФОРМАТОРАХ

Шум трансформаторного оборудования оказывает неблагоприятное воздействие на экологию в местах его установки. Это обстоятельство диктует ужесточение норм экологической безопасности и соответствующих требований, предъявляемых к трансформаторам.

Основной шумовой характеристикой является звуковое давление, определяющее звуковое состояние окружающей источник звука среды.

Для уровня звукового давления

$$L = 20 \lg(p/p_0), \text{ дБ},$$

где $p_0 = 2 \cdot 10^{-5}$ Па – опорное значение уровня звукового давления, соответствующее порогу слышимости, p – звуковое давление, Па.

Шум трансформаторов вызывается вибрацией активной части.

Вибрация активной части обусловлена:

- магнитострикцией в электротехнической стали,
- колебаниями пластин в стыках магнитопровода от магнитных сил,
- колебаниями обмоток от электродинамических сил.

В трансформаторах с естественной системой охлаждения преобладает магнитострикционная составляющая вибрации. Шум в распределительных трансформаторах обусловлен в большей мере явлением магнитострикции, то есть деформацией кристаллической решетки магнитного материала при его намагничивании.

Проведенные сертификационные испытания показали, что уровень шума трансформаторов, изготавливаемых на производстве “Русский трансформатор”, не превышает допустимые значения.

Уровень звуковой мощности, не превышающей допустимых значений по ГОСТ 12.2.024, обеспечивается:

- применением наиболее качественных отечественных электротехнических сталей марок 3408, NV27S;
- высокой точностью раскроя листов электротехнической стали на линиях продольной и поперечной резки и качеством шихтовки магнитопровода;
- намоткой обмоток на станках автоматической намотки с натягом;
- качественной прессовкой обмоток стяжными шпильками через прессующие балки.

7. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ, СИГНАЛЬНЫЕ, ЗАЩИТНЫЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

Контрольно-измерительные, сигнальные и защитные устройства предназначены для контроля состояния распределительного трансформатора при его эксплуатации. К ним относятся:

- маслоуказатели (указатели уровня масла в баке);
- предохранительные клапаны (клапаны сброса давления масла в баке);
- термометры*;

* устройства могут как входить в стандартный состав комплектации трансформатора, так и поставляться по требованию заказчика.

7.1 Маслоуказатель

Маслоуказатель служит для контроля уровня масла в баке трансформатора при температурных изменениях его объема, связанных с изменением нагрузки трансформатора и температуры окружающей среды. Поставляется установленным на трансформатор.

Маслоуказатель поплавкового типа СН-45 (или его аналог) с поплавком в прозрачной полимерной колбе располагается на крышке бака герметичного трансформатора ТМПНГ (рис. 7.1).



Рис. 7.1 Маслоуказатель поплавкового типа **СН-45**

7.2 Термометр

Термометр предназначен для контроля температуры верхних слоёв масла. Устанавливается на крышке бака в термометрическую трубку. Термометр поставляется в комплекте с трансформатором и устанавливается непосредственно на месте эксплуатации.

Термометр стрелочный типа ТБП-63 (рис. 7.2) или его аналог располагается на крышке бака трансформаторов ТМПНГ.



Рис. 7.2 Термометр стрелочный типа **ТБП-63**

7.3 Клапан сброса давления

Клапан сброса давления служит для защиты бака трансформатора от разрушения, связанного с ростом в нём внутреннего давления, которое возникает при разложении масла от электрической дуги и бурном выделении газов. Как только давление в баке достигает определённого для прибора значения, клапан открывается и давление в баке сбрасывается.

Клапан сброса давления 25 VG (или его аналог) (рис. 7.3) служит для защиты бака герметичного трансформатора ТМПНГ от избыточного давления. Снабжается транспортировочной скобой.



Рис. 7.3 Клапан сброса давления **25 VG**

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 ЧАСТЬ 1

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

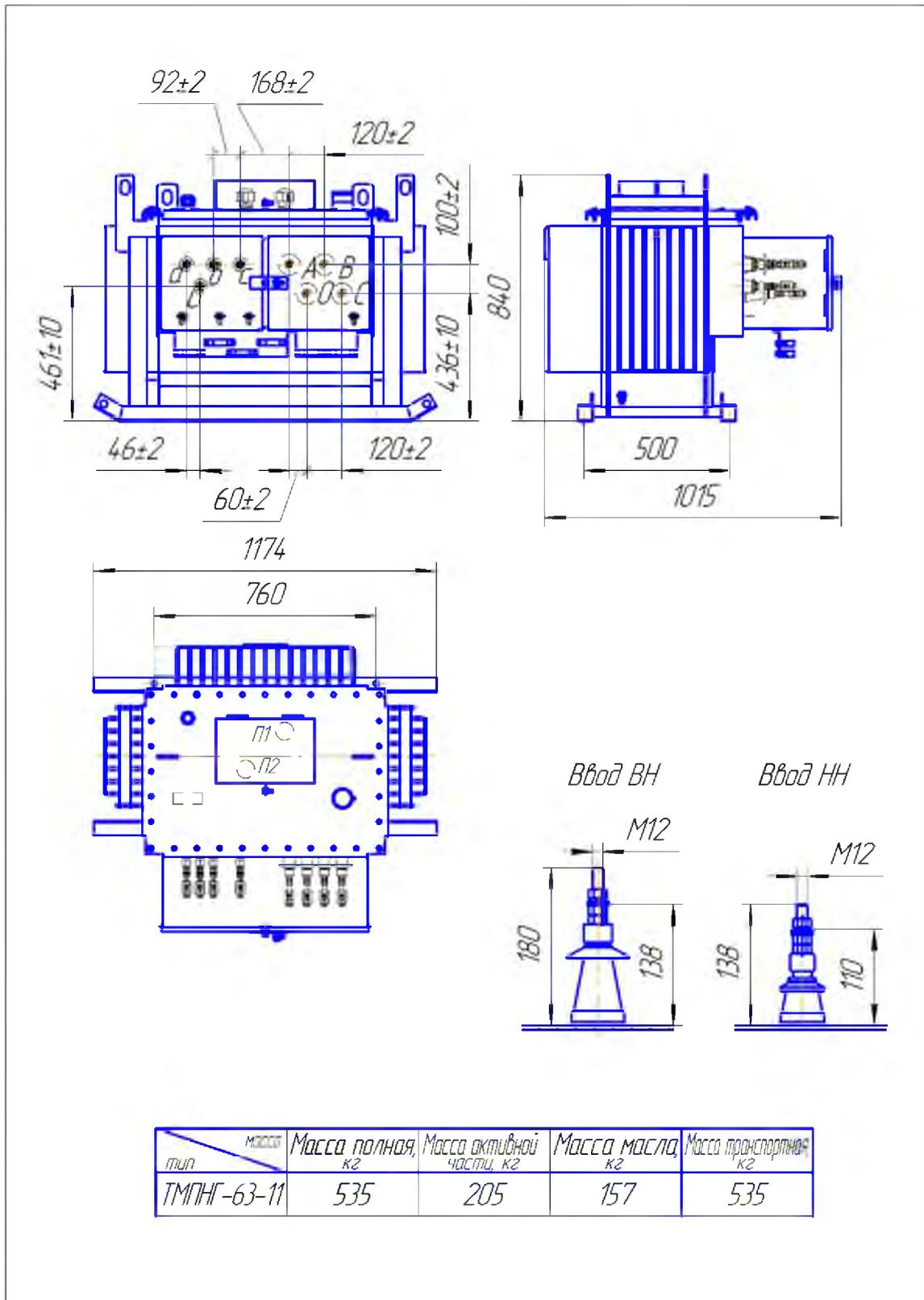


Рис. П2.1.1 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЩ-63/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

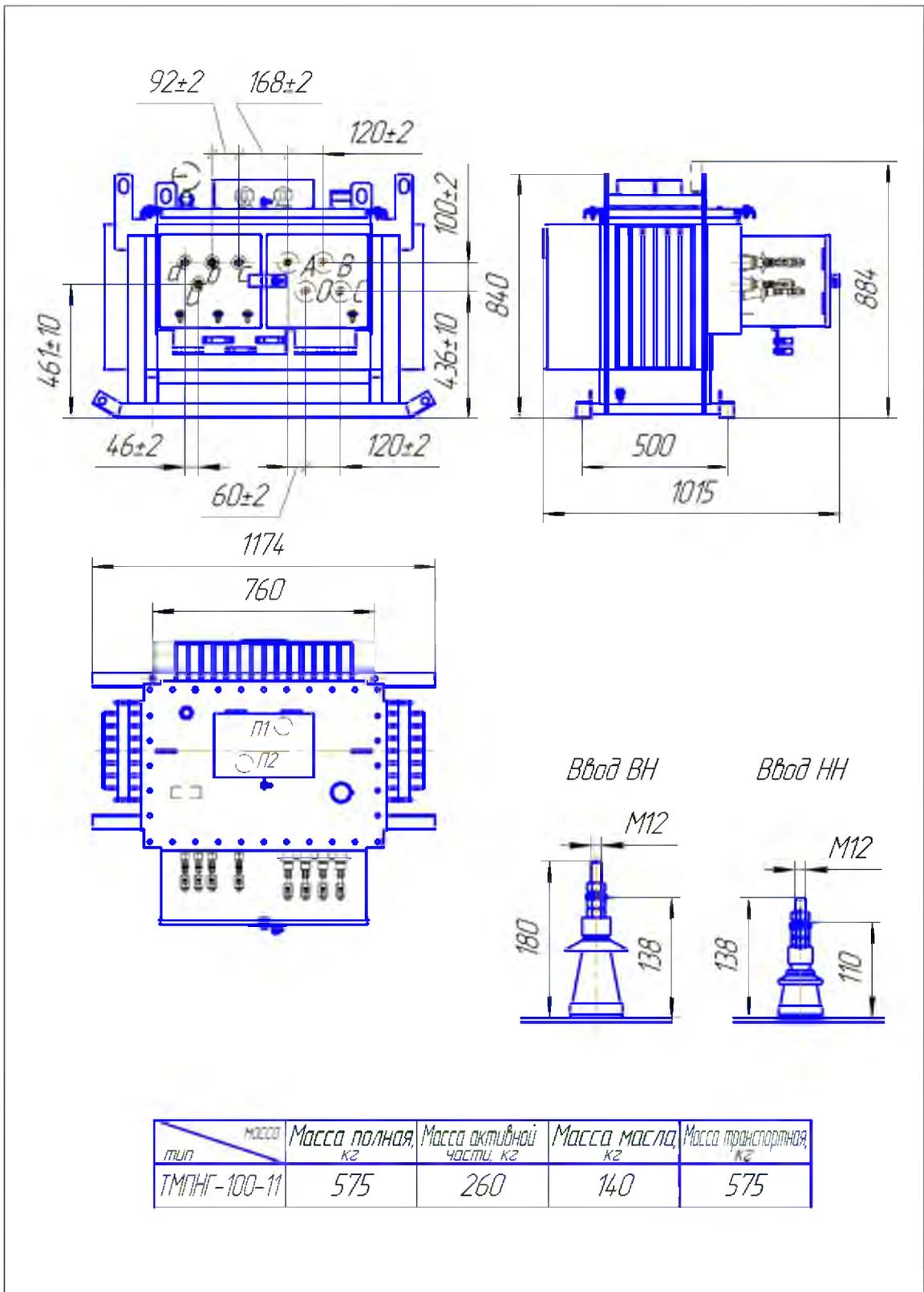


Рис. П2.1.2 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЩ-100/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

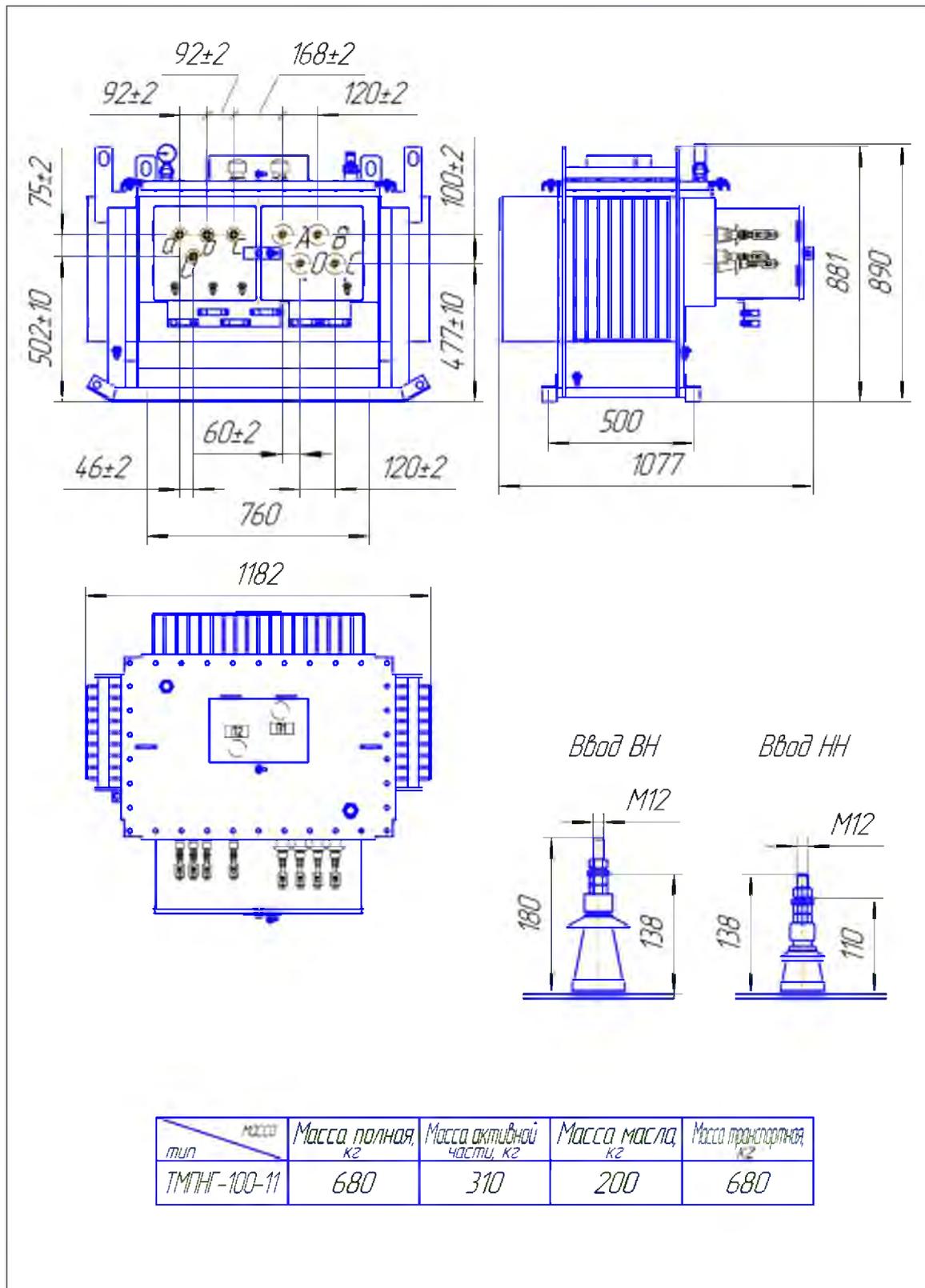


Рис. П2.1.3 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМГНГ-СЭЦ-100/3(6)-11 по требованиям «НК «Роснефть»

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

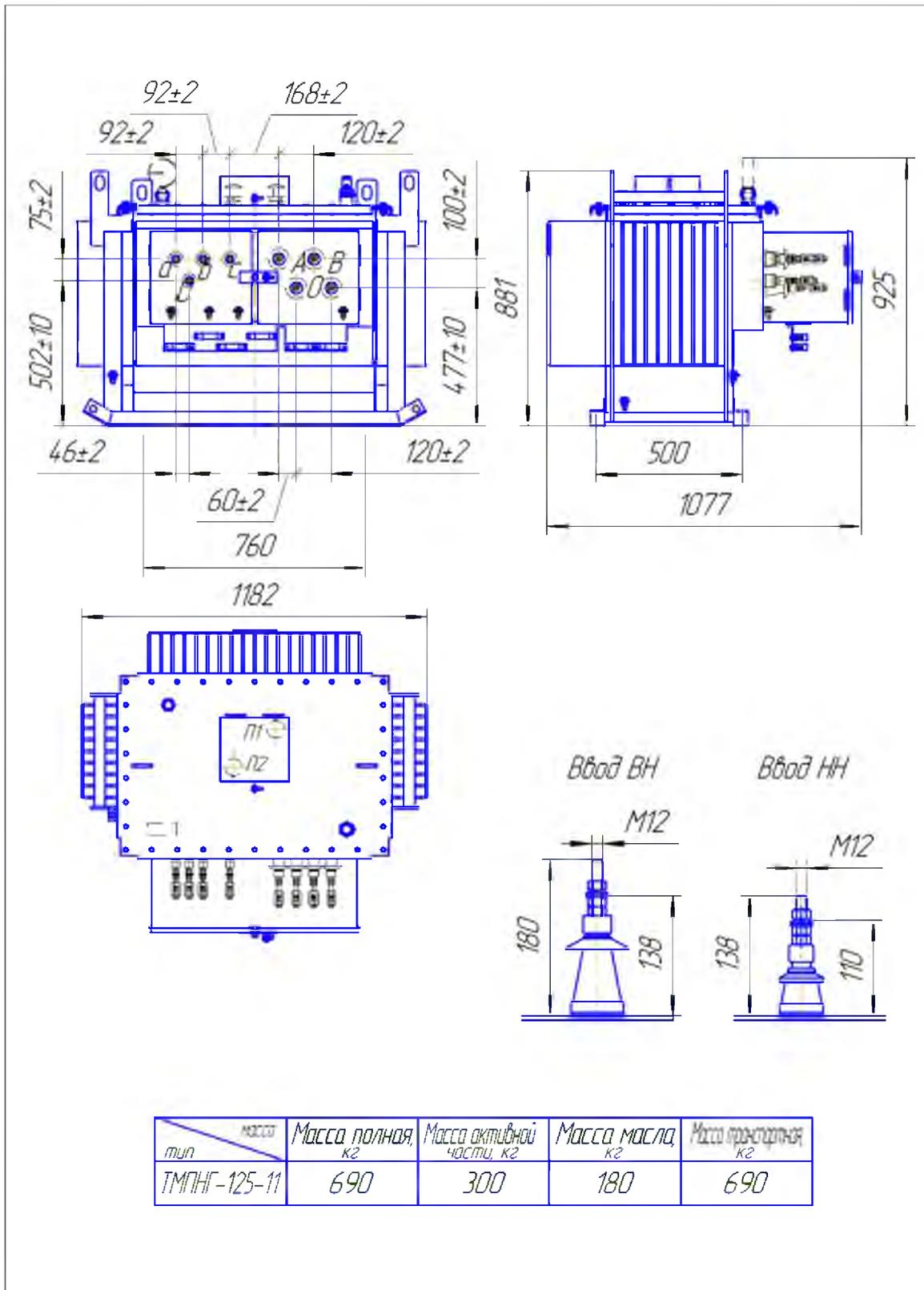


Рис. П2.1.4 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-125/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

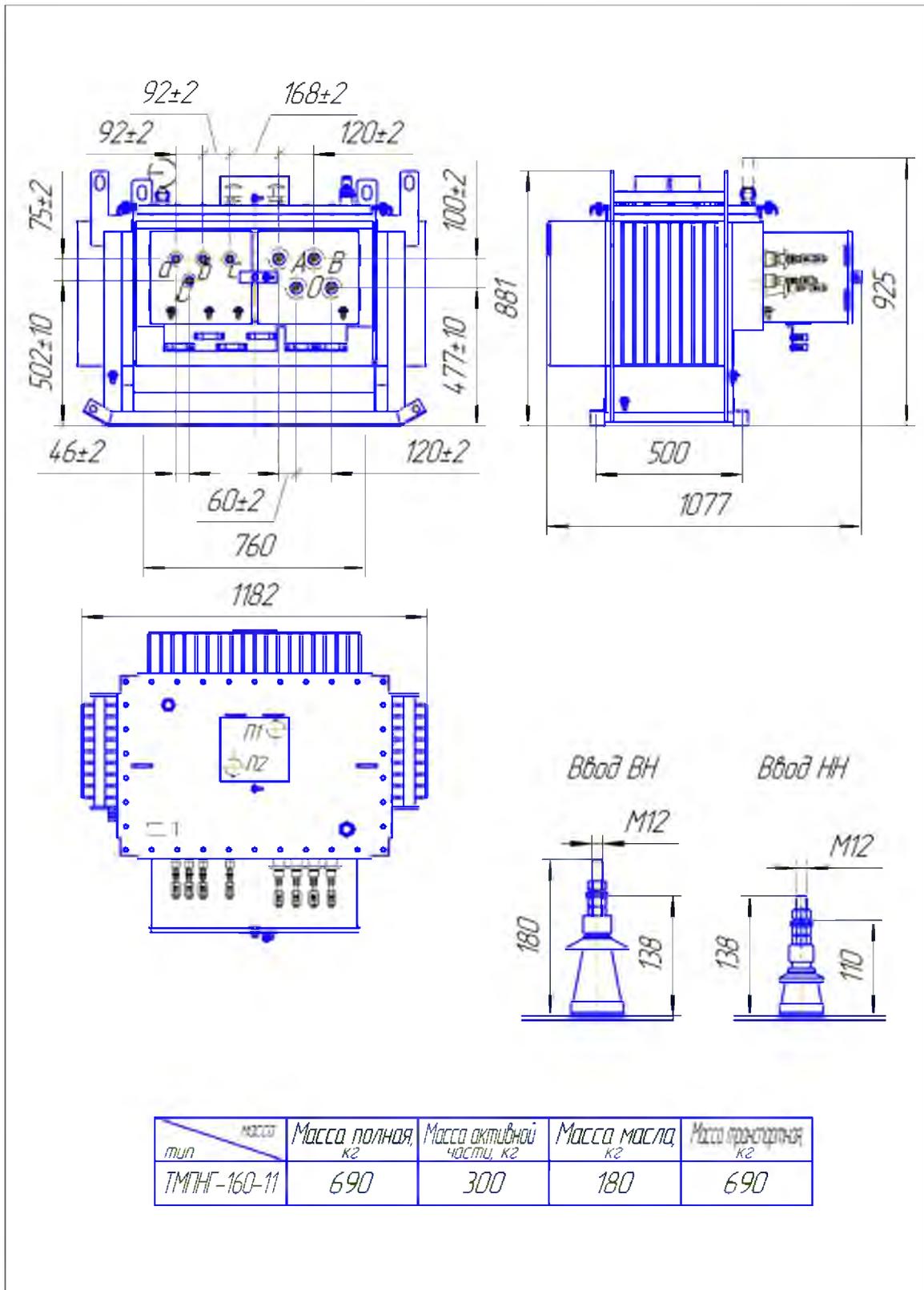


Рис. П2.1.5 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПИГ-СЭЦ-160/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

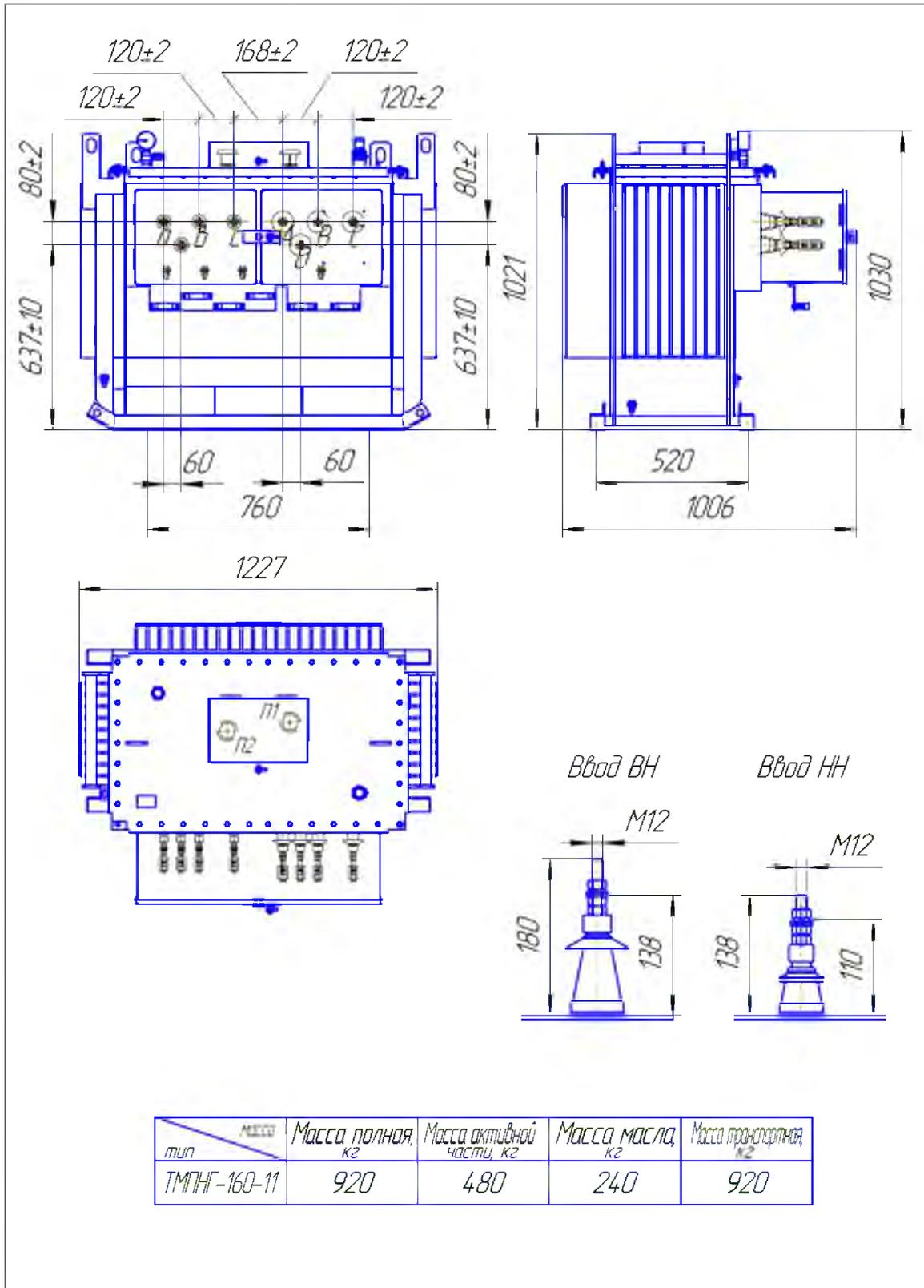


Рис. П2.1.6 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-160/3(6)-11 по требованиям «НК «Роснефть»

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

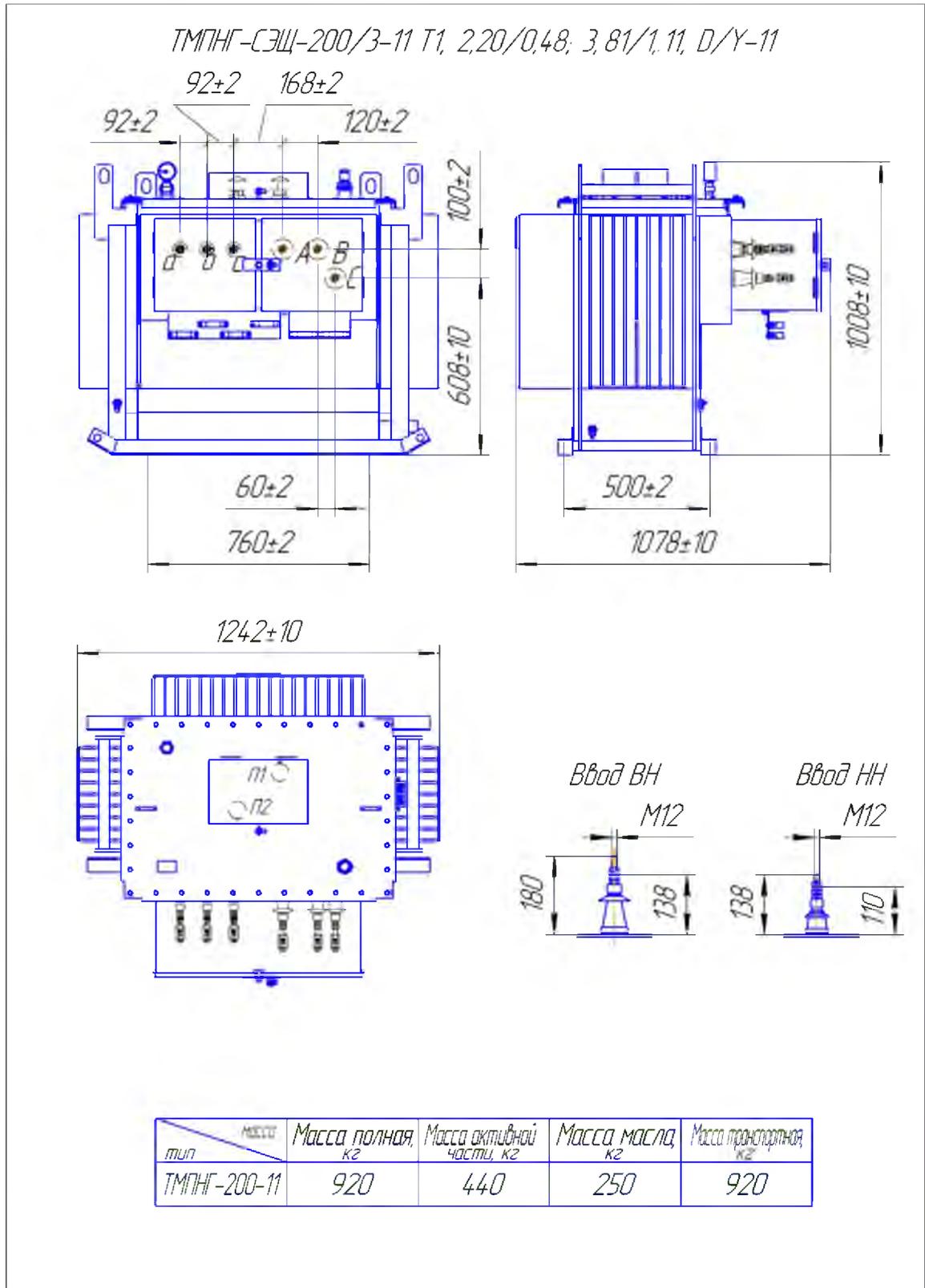


Рис. П2.1.7 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-200/3-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

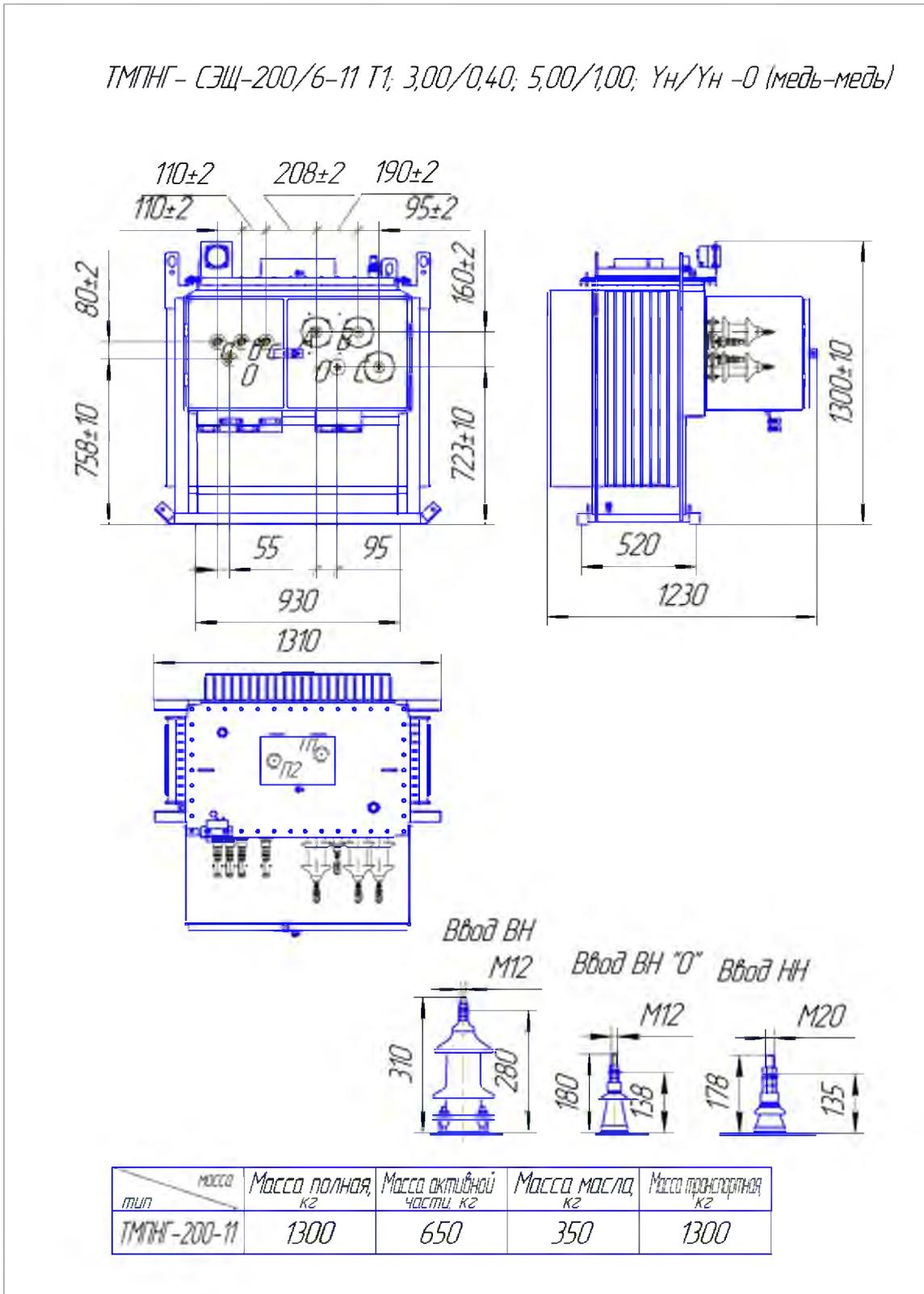


Рис. П2.1.8 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-200/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

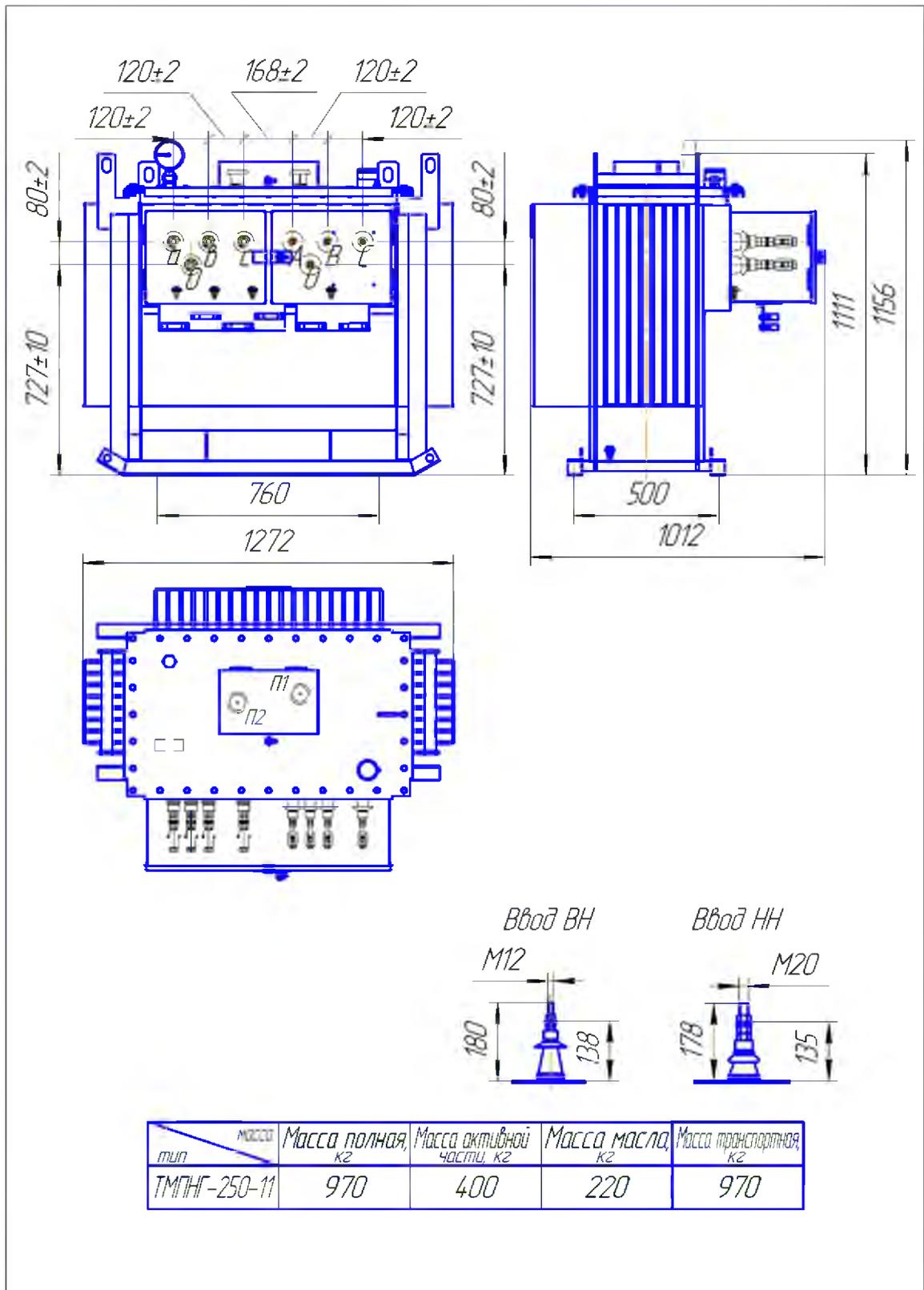


Рис. П2.1.9 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМГНГ-СЭЩ-250/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

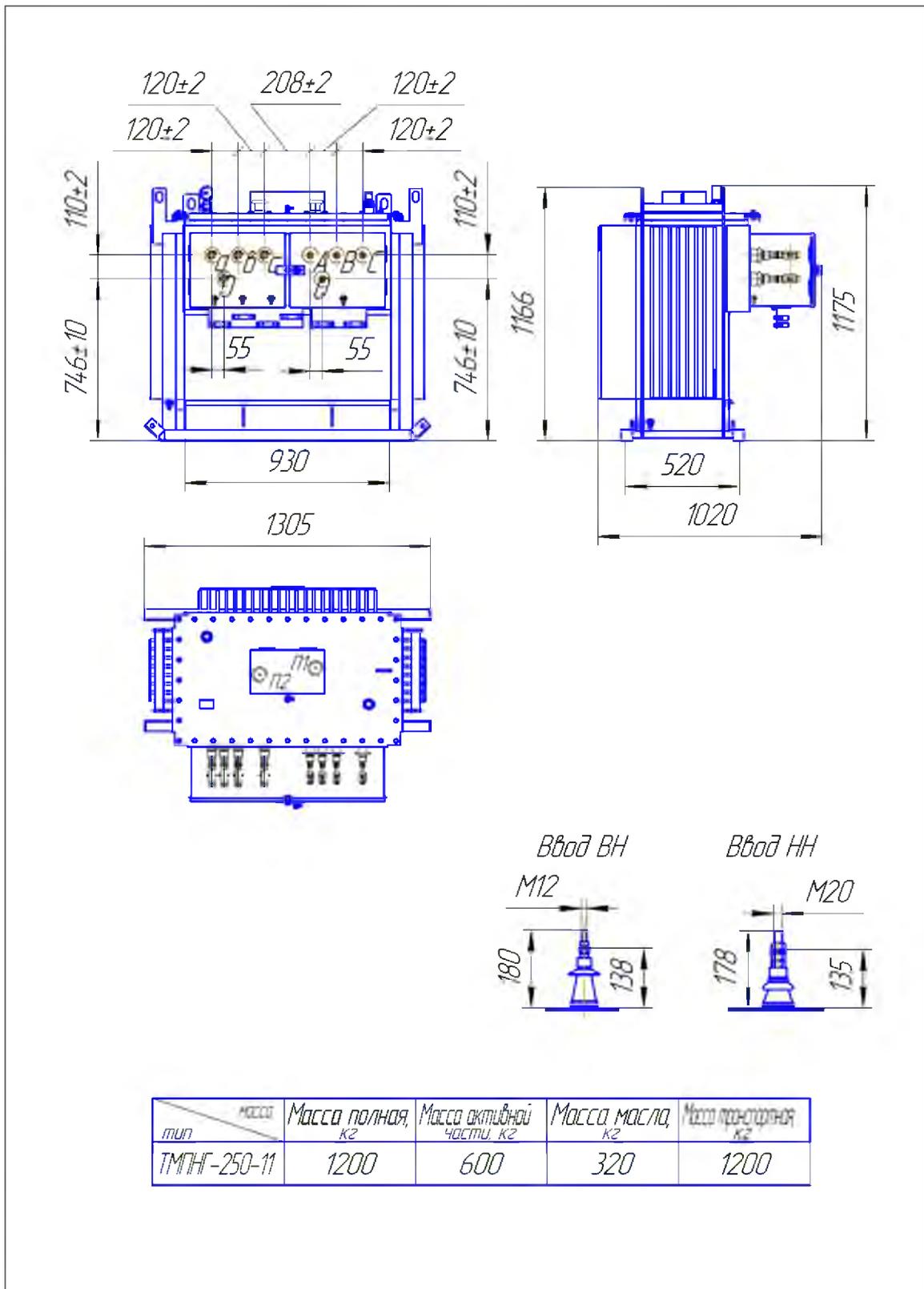


Рис. П2.1.10 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМГНГ-СЭЦ-250/3(6)-11 по требованиям ОАО «НК «Роснефть»

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

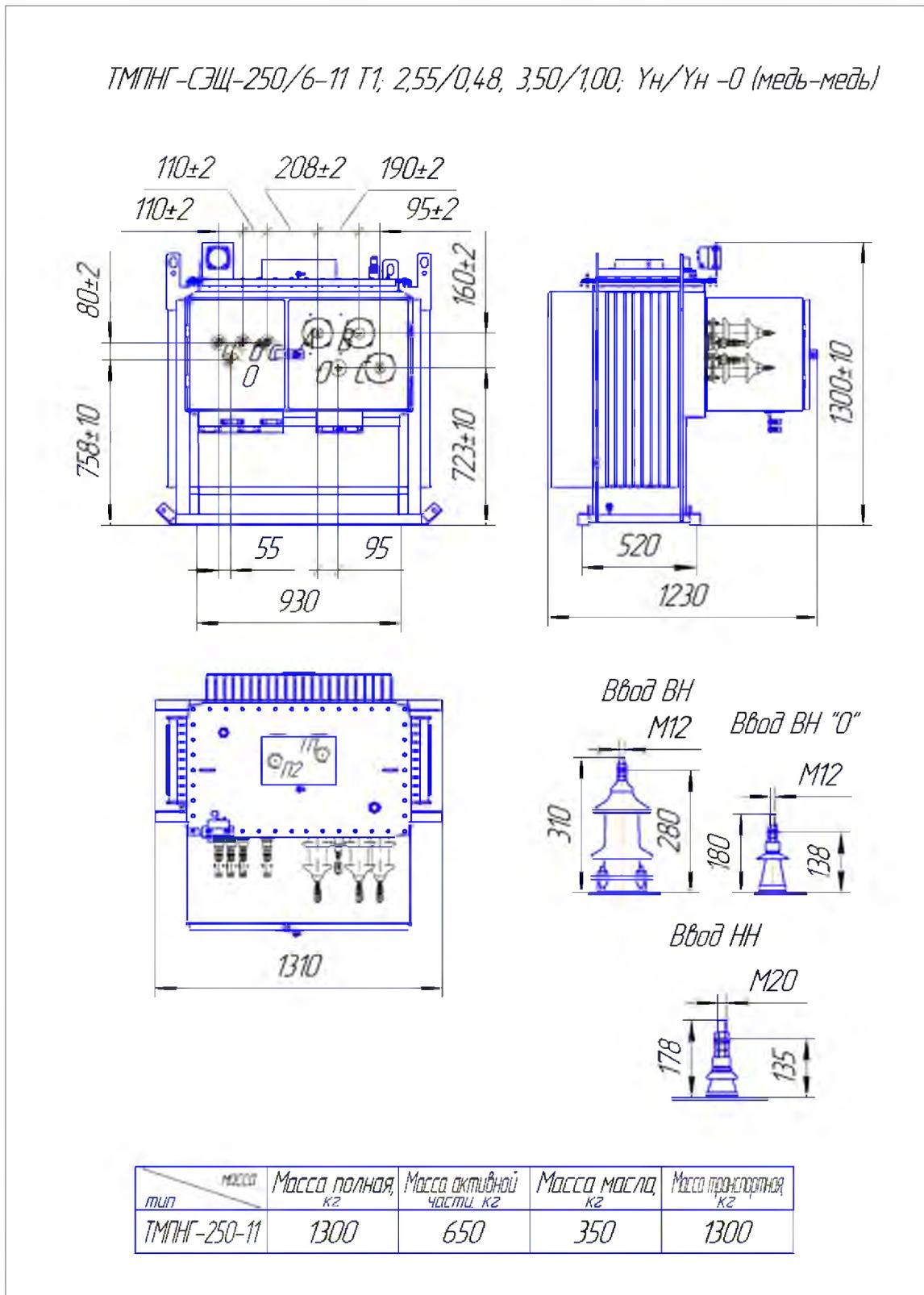


Рис. П2.1.11 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЩ-250/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

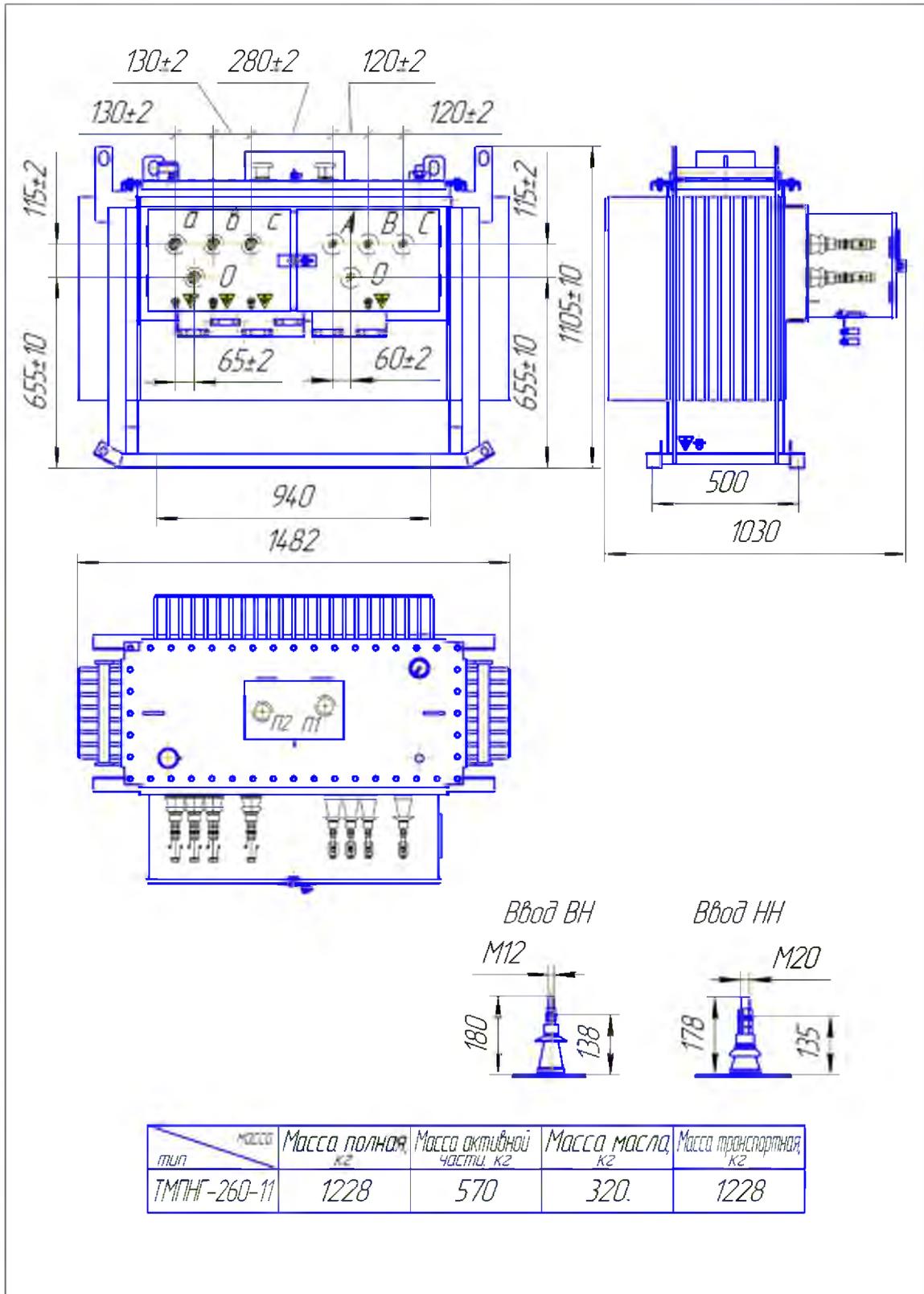


Рис. П2.1.12 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-260/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

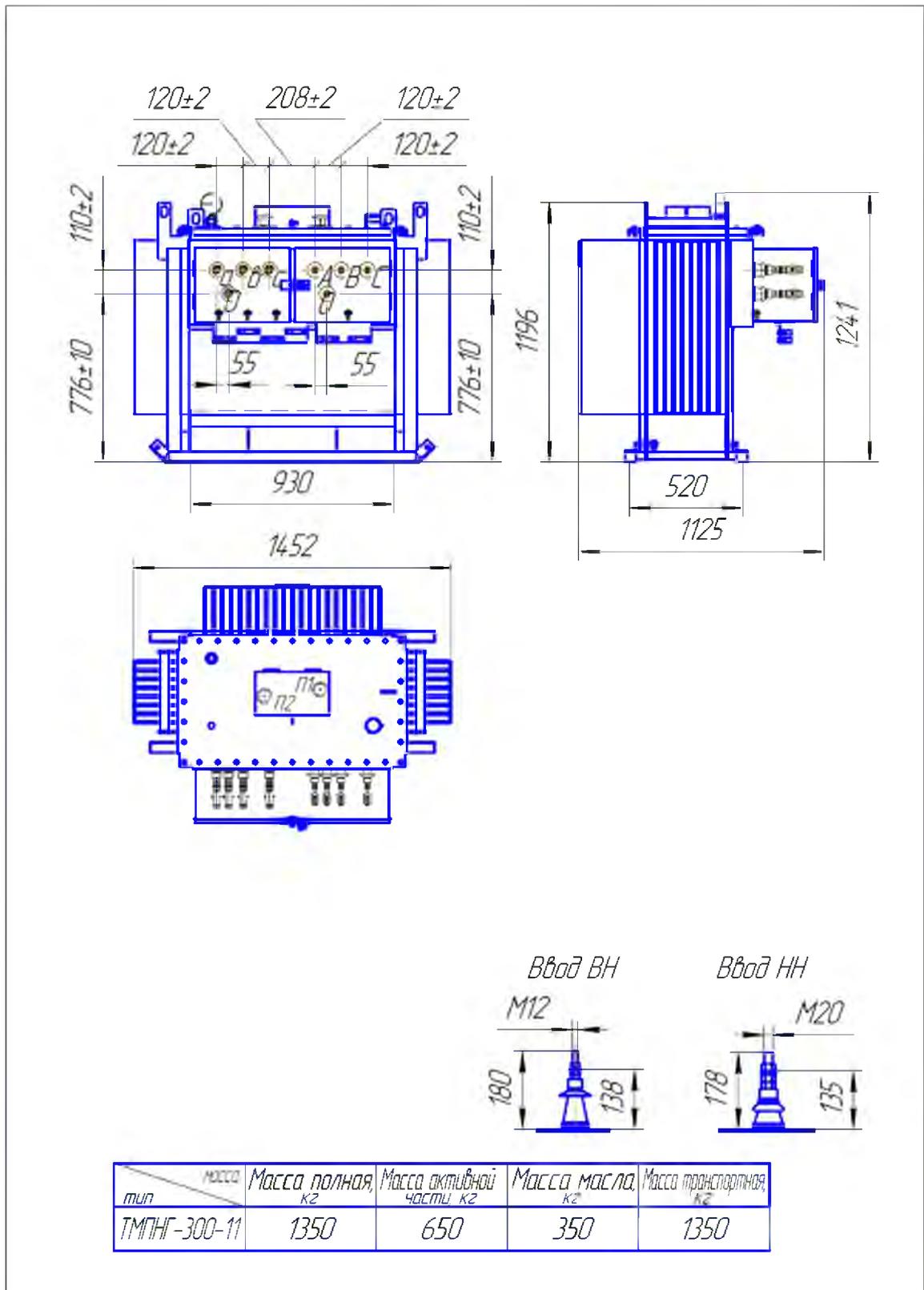


Рис. П2.1.13 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМГНГ-СЭЩ-300/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

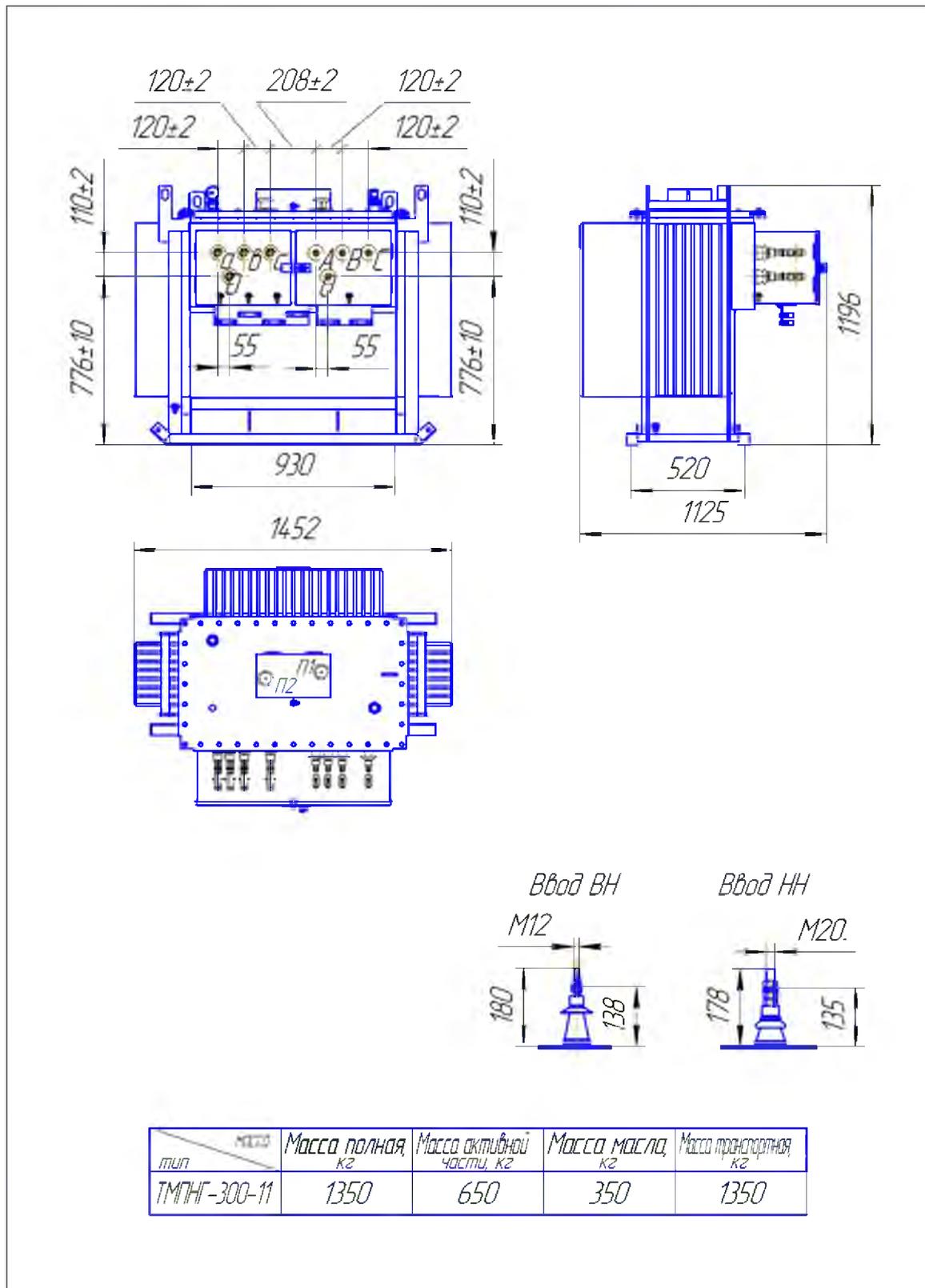


Рис. П2.1.14 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМГНГ-СЭЦ-300/3(6)-11 по требованиям ОАО «НК «Роснефть»

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

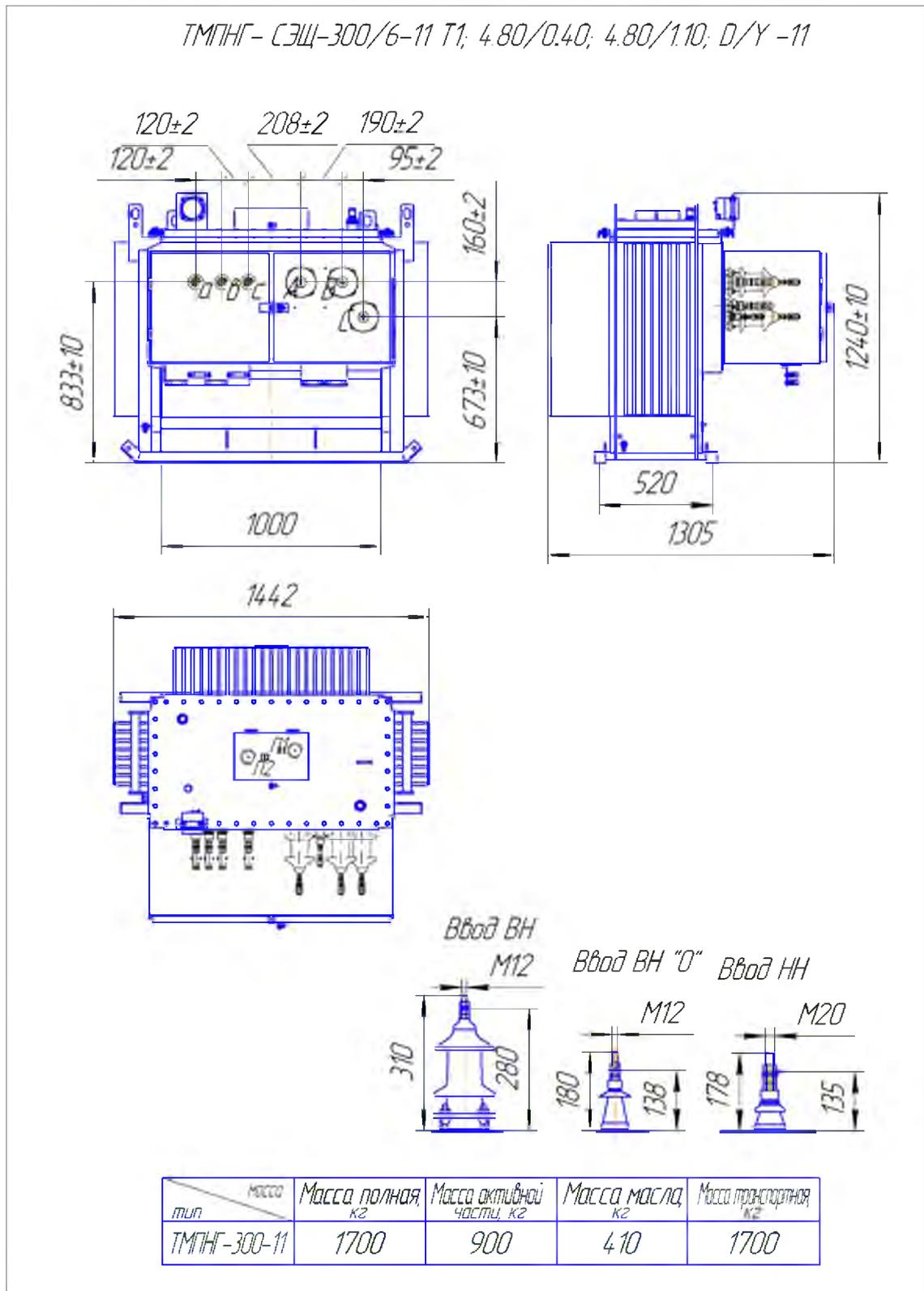


Рис. П2.1.15 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-300/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

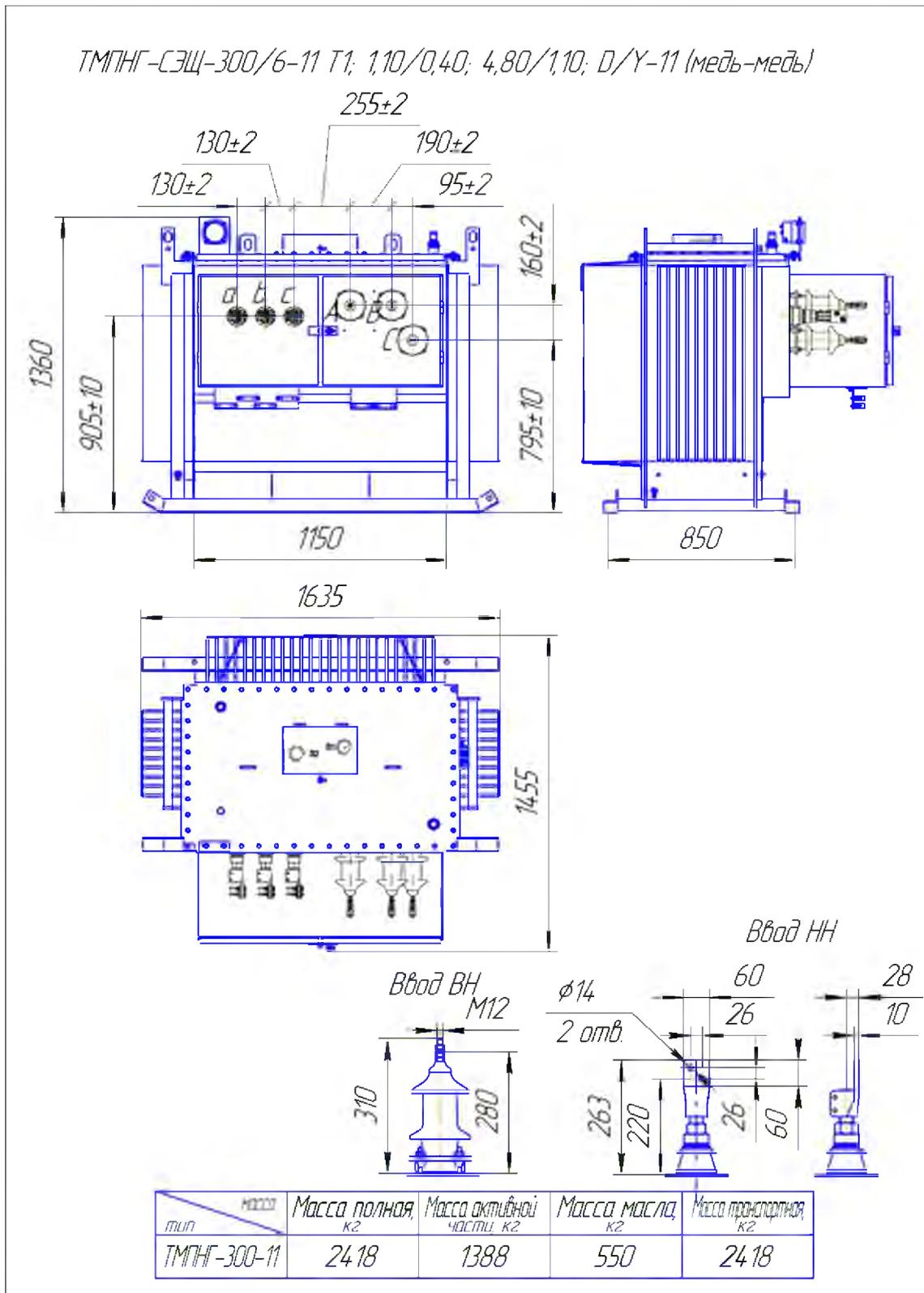


Рис. П2.1.16 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЩ-300/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

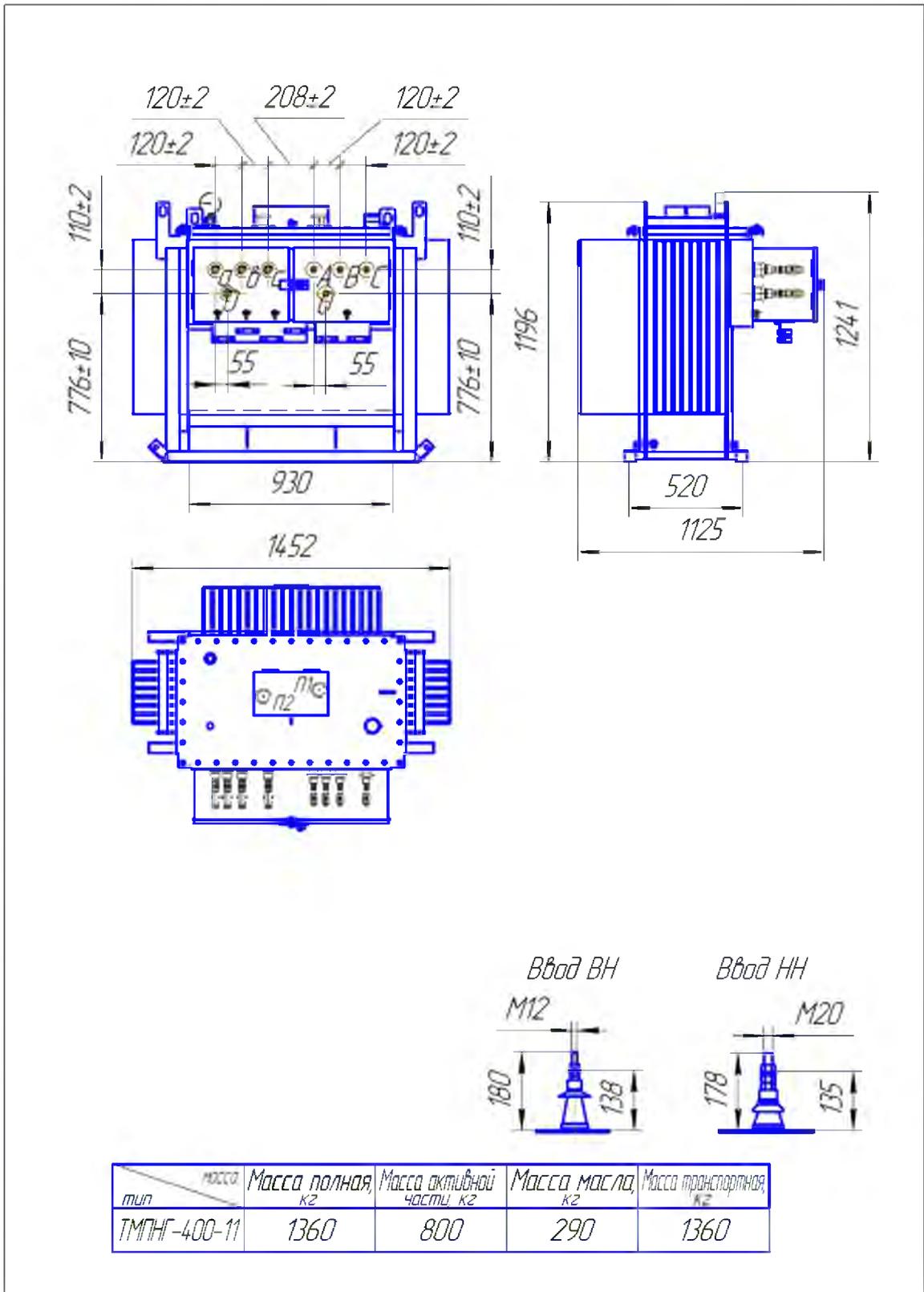


Рис. П2.1.17 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМГНГ-СЭЩ-400/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

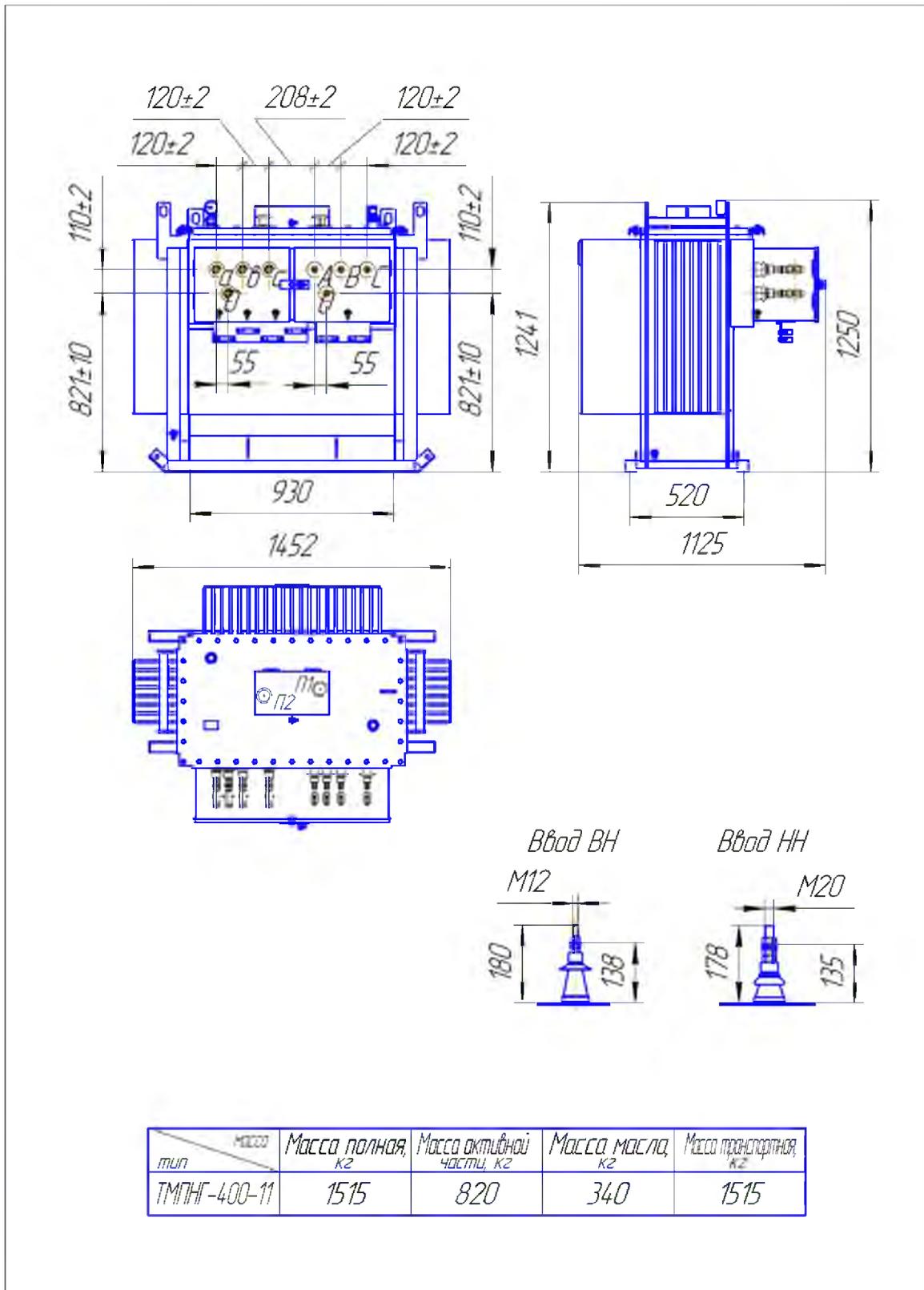


Рис. П2.1.18 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМГНГ-СЭЦ-400/3(6)-11 по требованиям ОАО «НК «Роснефть»

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

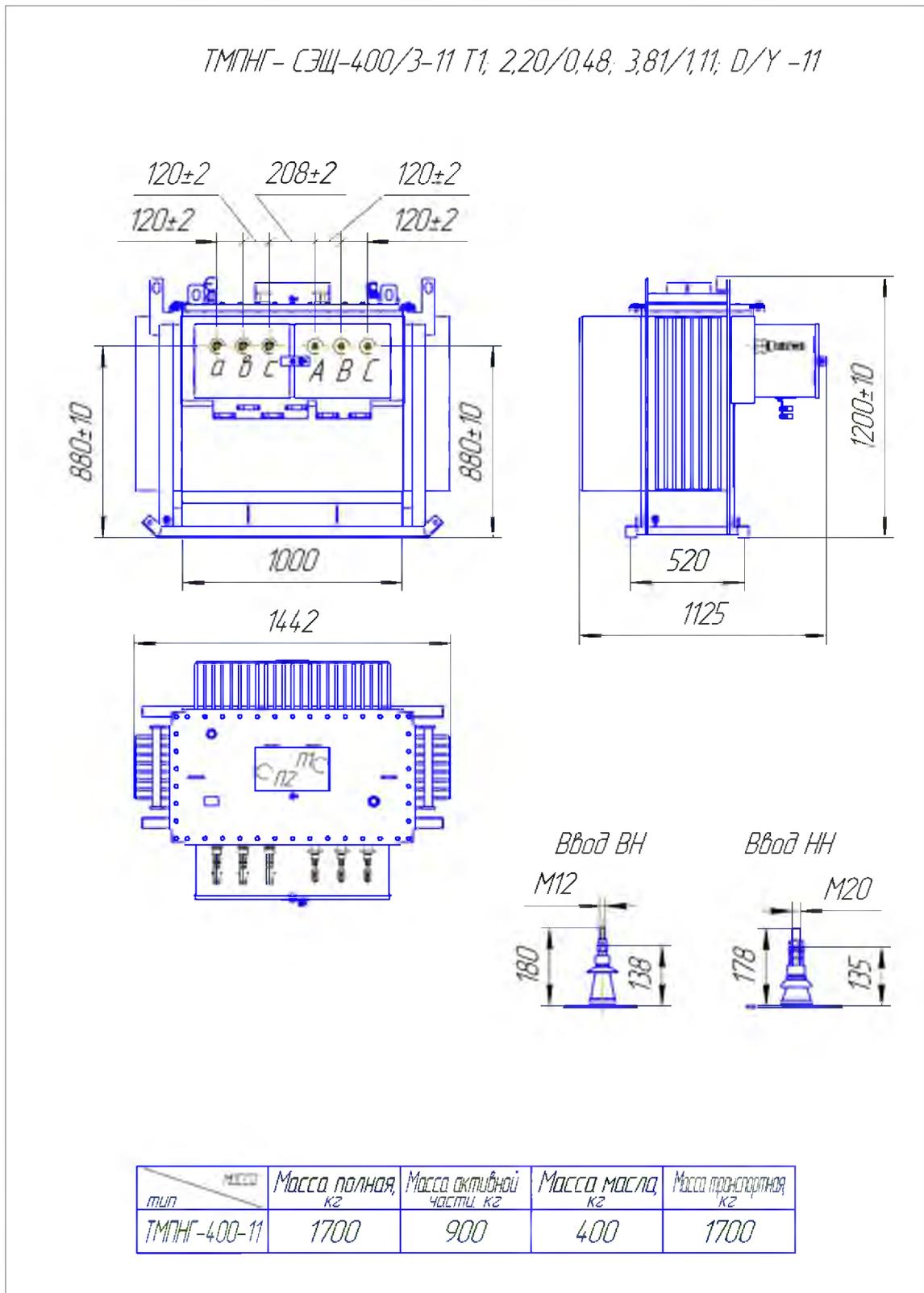


Рис. П2.1.19 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЩ-400/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

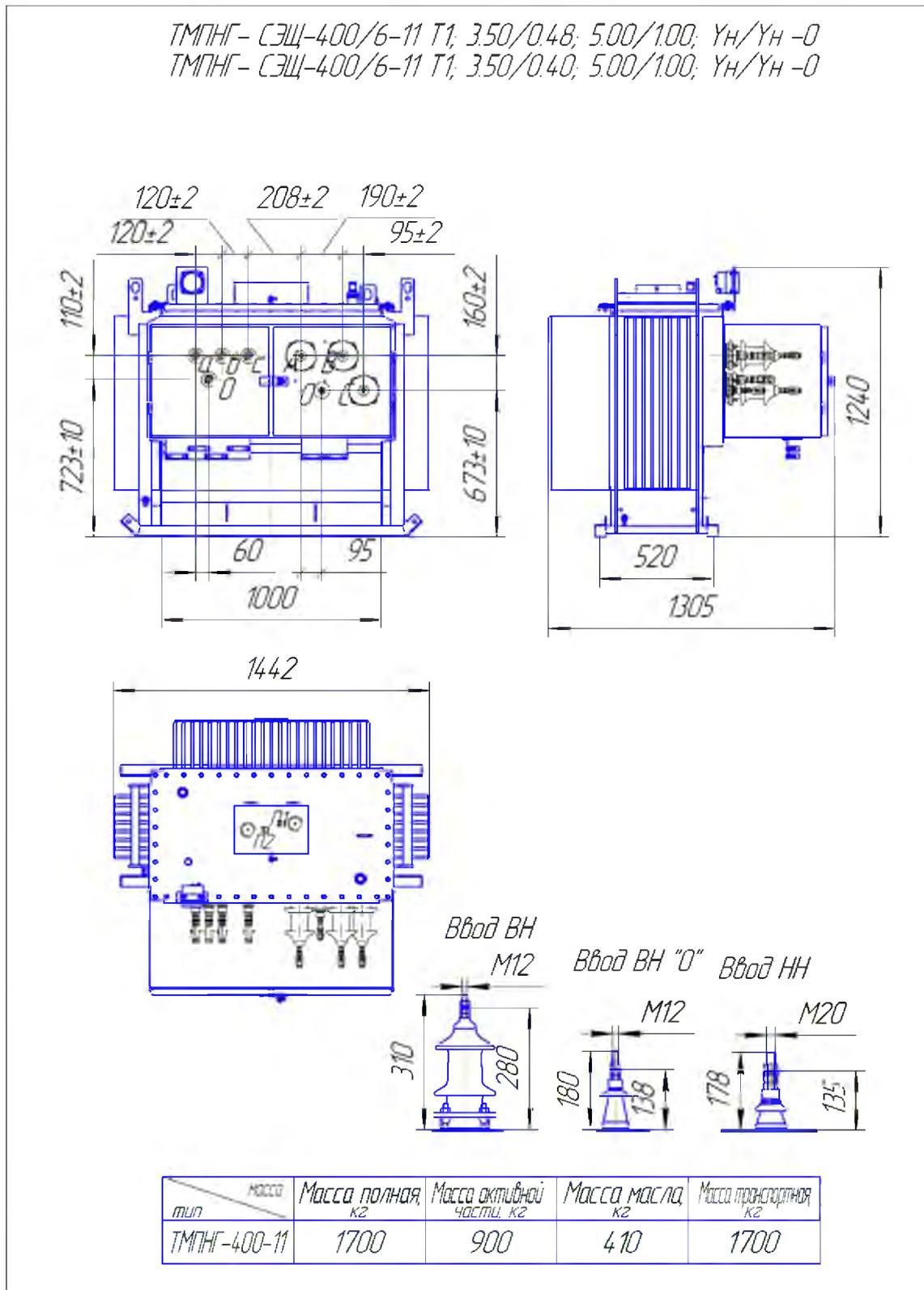


Рис. П2.1.20 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-400/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

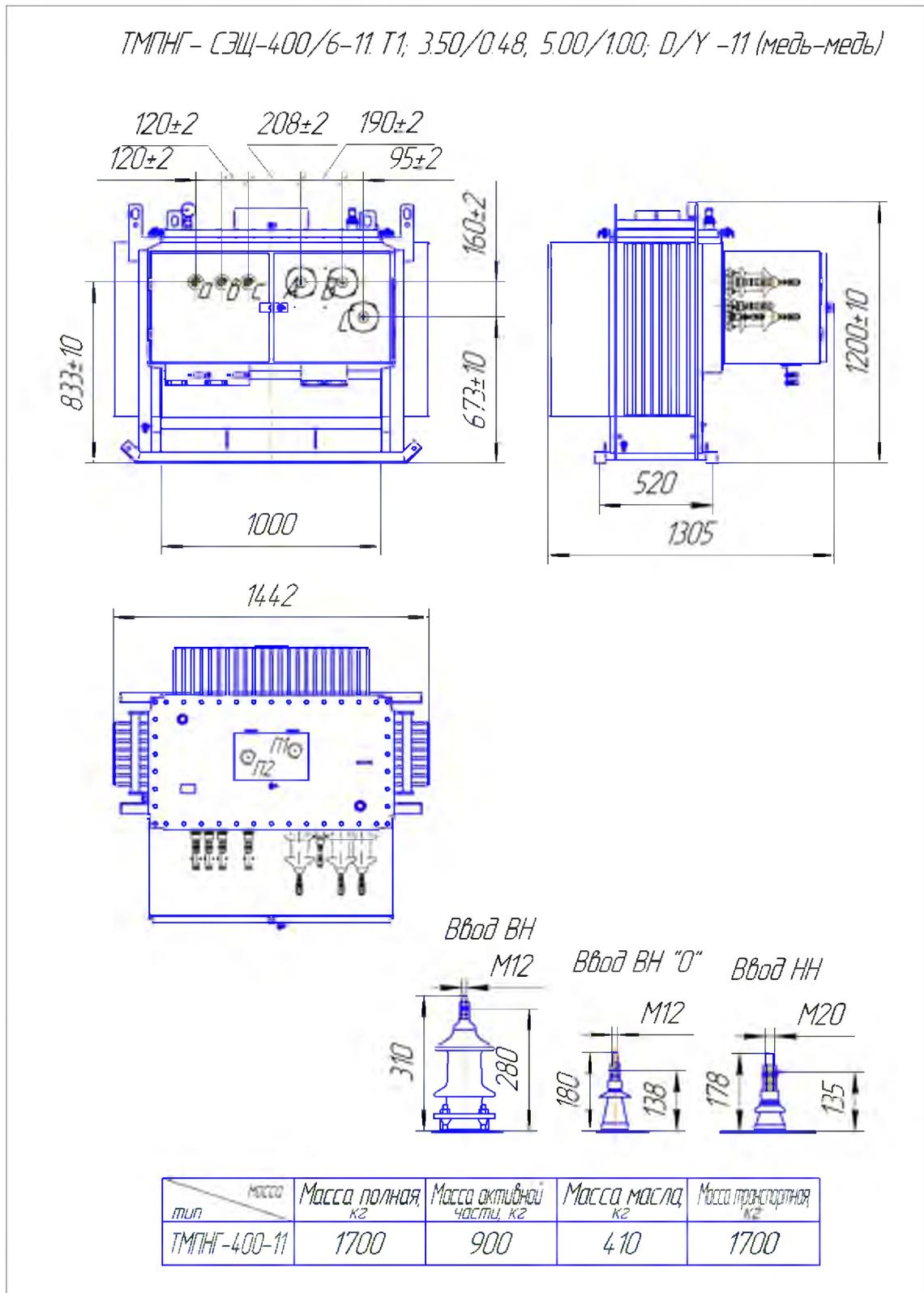


Рис. П2.1.21 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-400/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

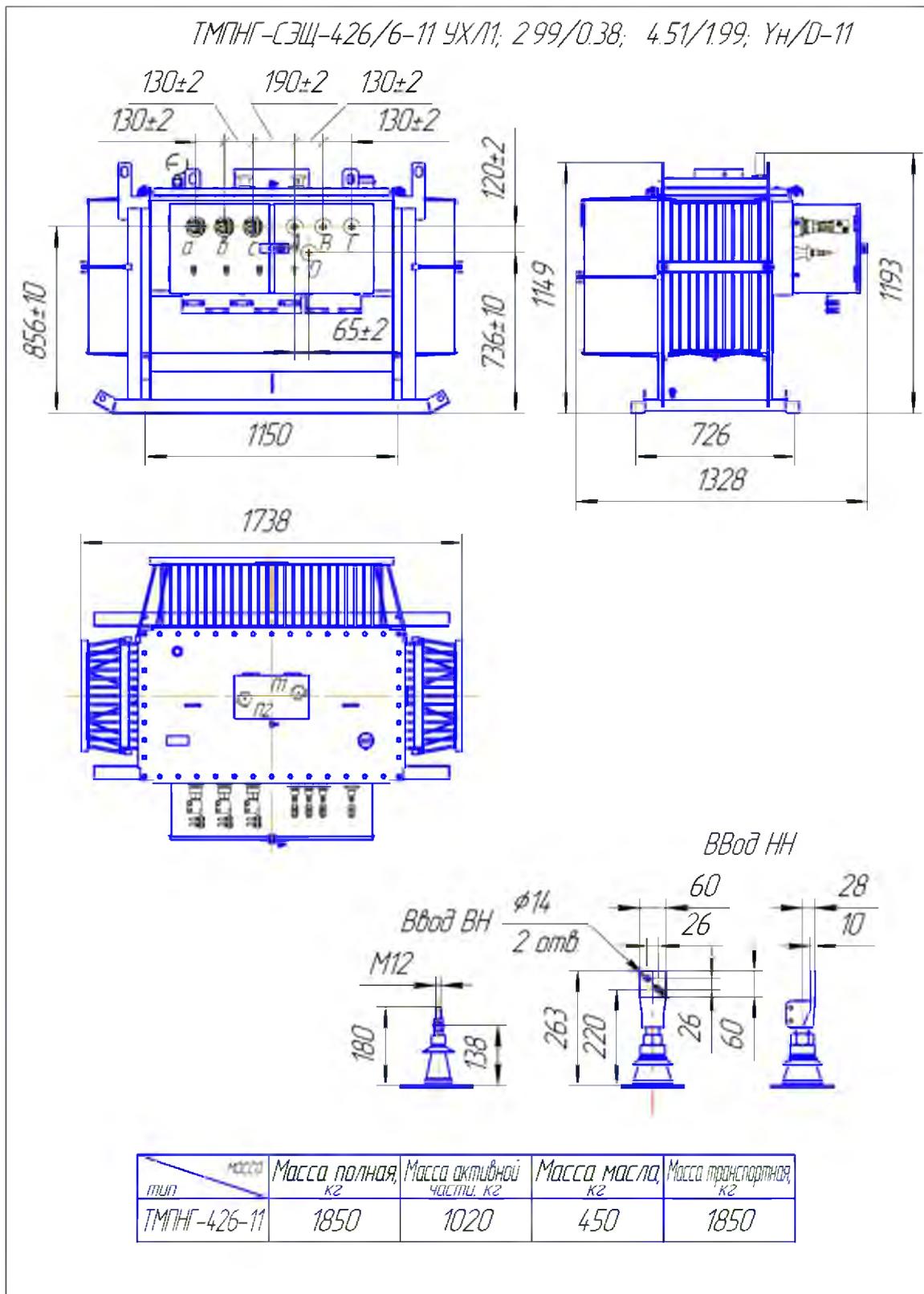


Рис. П2.1.22 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-426/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

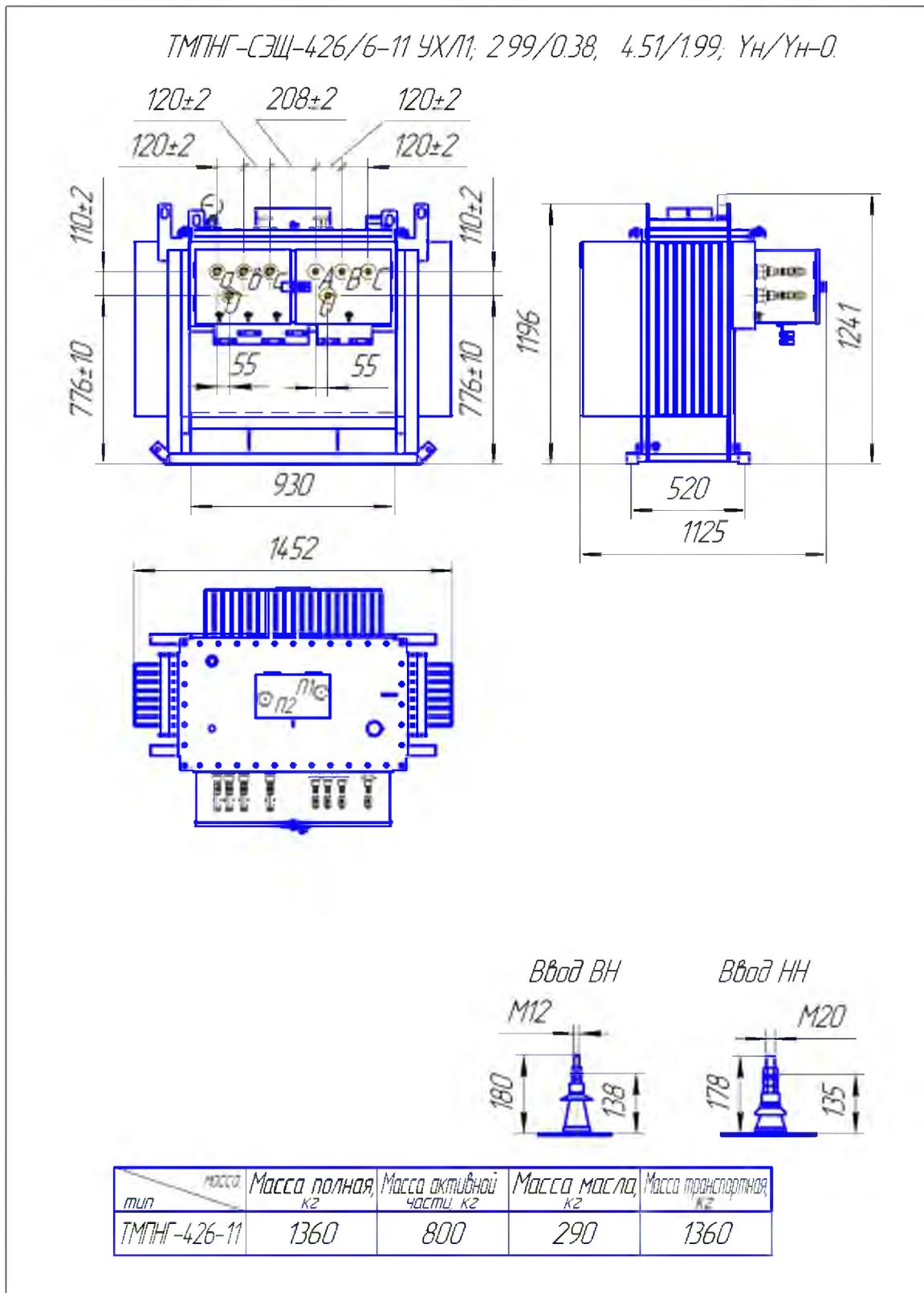


Рис. П2.1.23 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-426/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

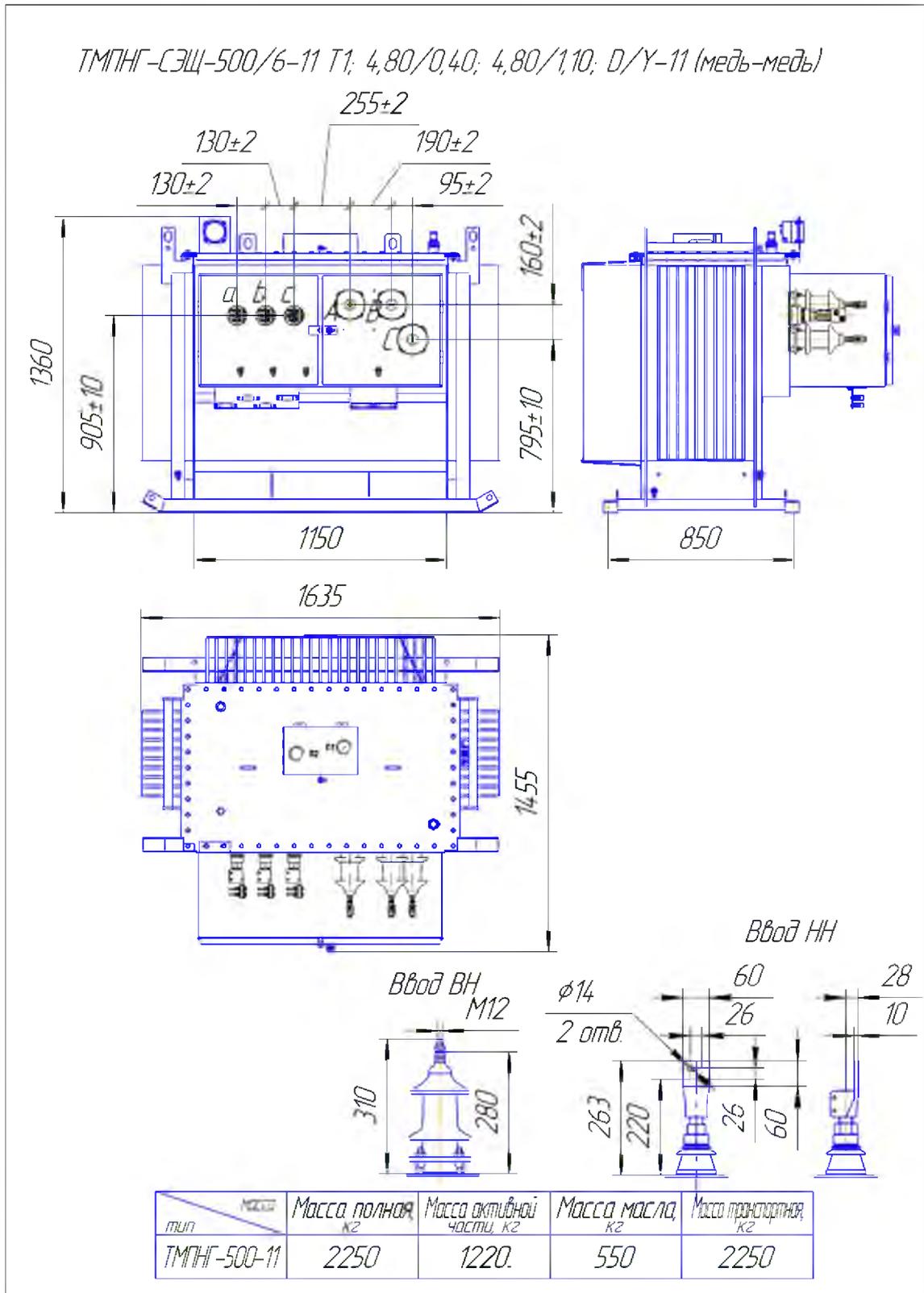


Рис. П2.1.24 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-500/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

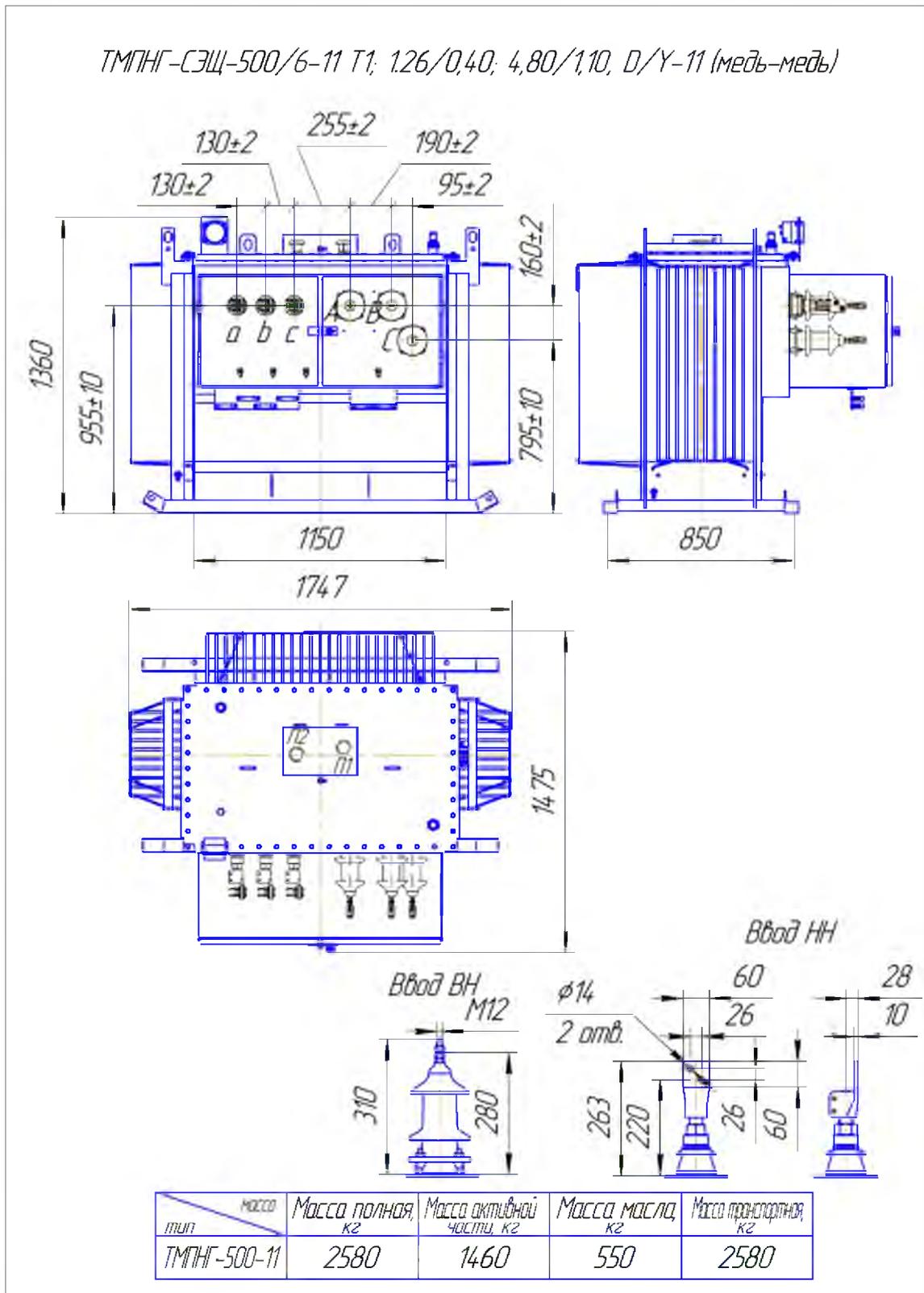


Рис. П2.1.25 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-500/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

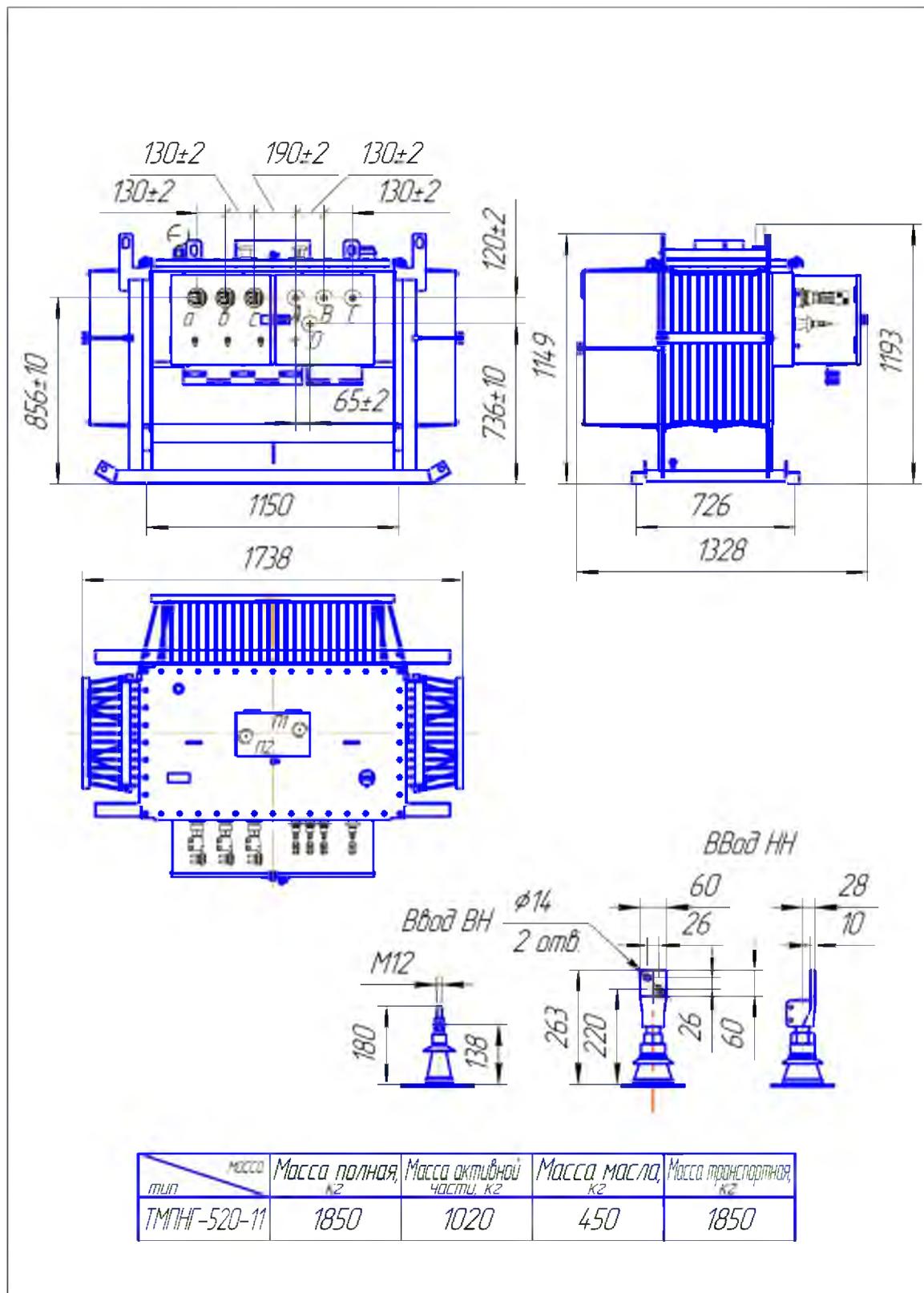


Рис. П2.1.26 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПИГ-СЭЦ-520/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

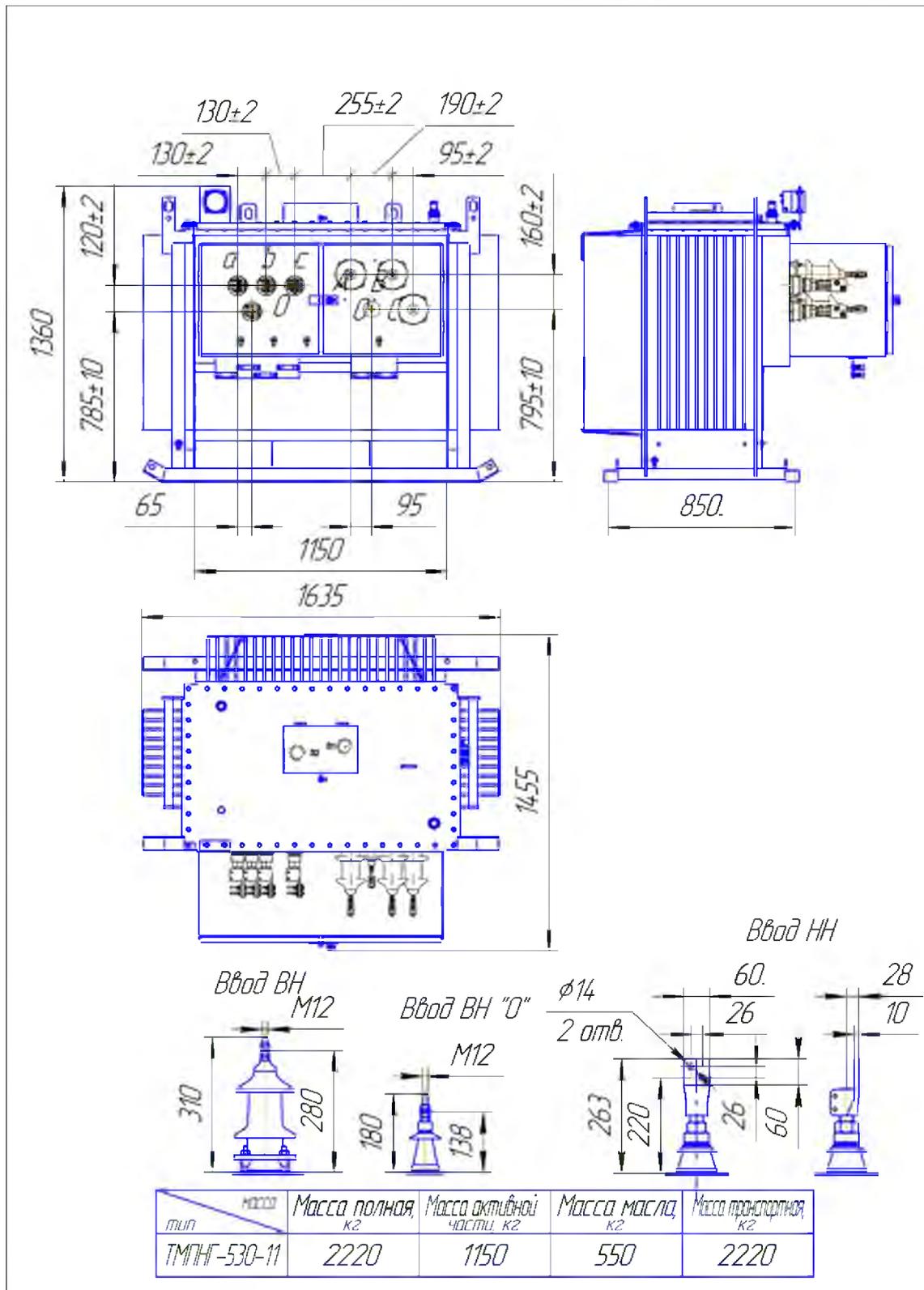


Рис. П2.1.27 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЩ-530/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

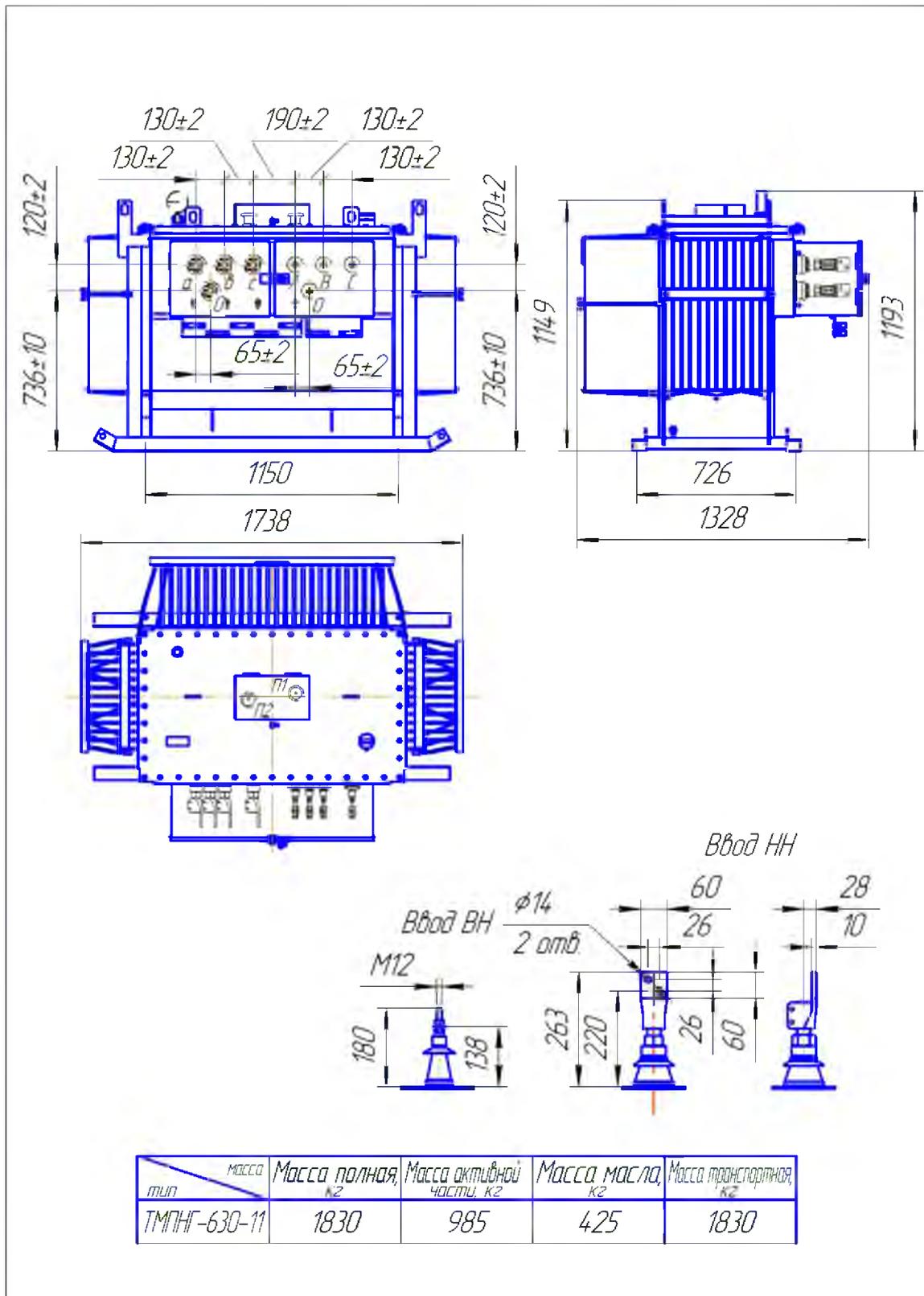


Рис. П2.1.28 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПИГ-СЭЩ-630/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

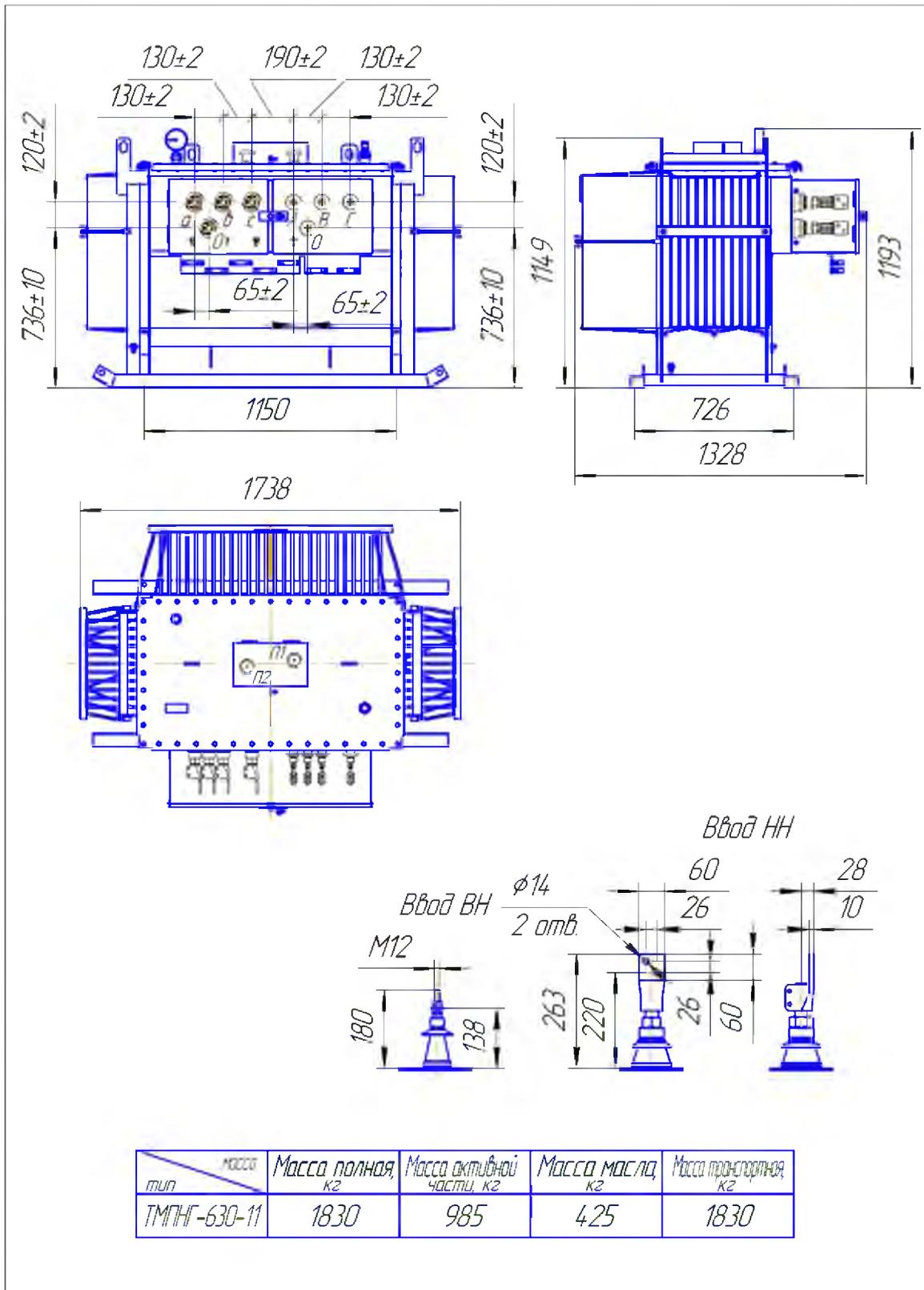


Рис. П2.1.29 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМГНГ-СЭЦ-630/3(6)-11 по требованиям ОАО «НК «Роснефть»

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

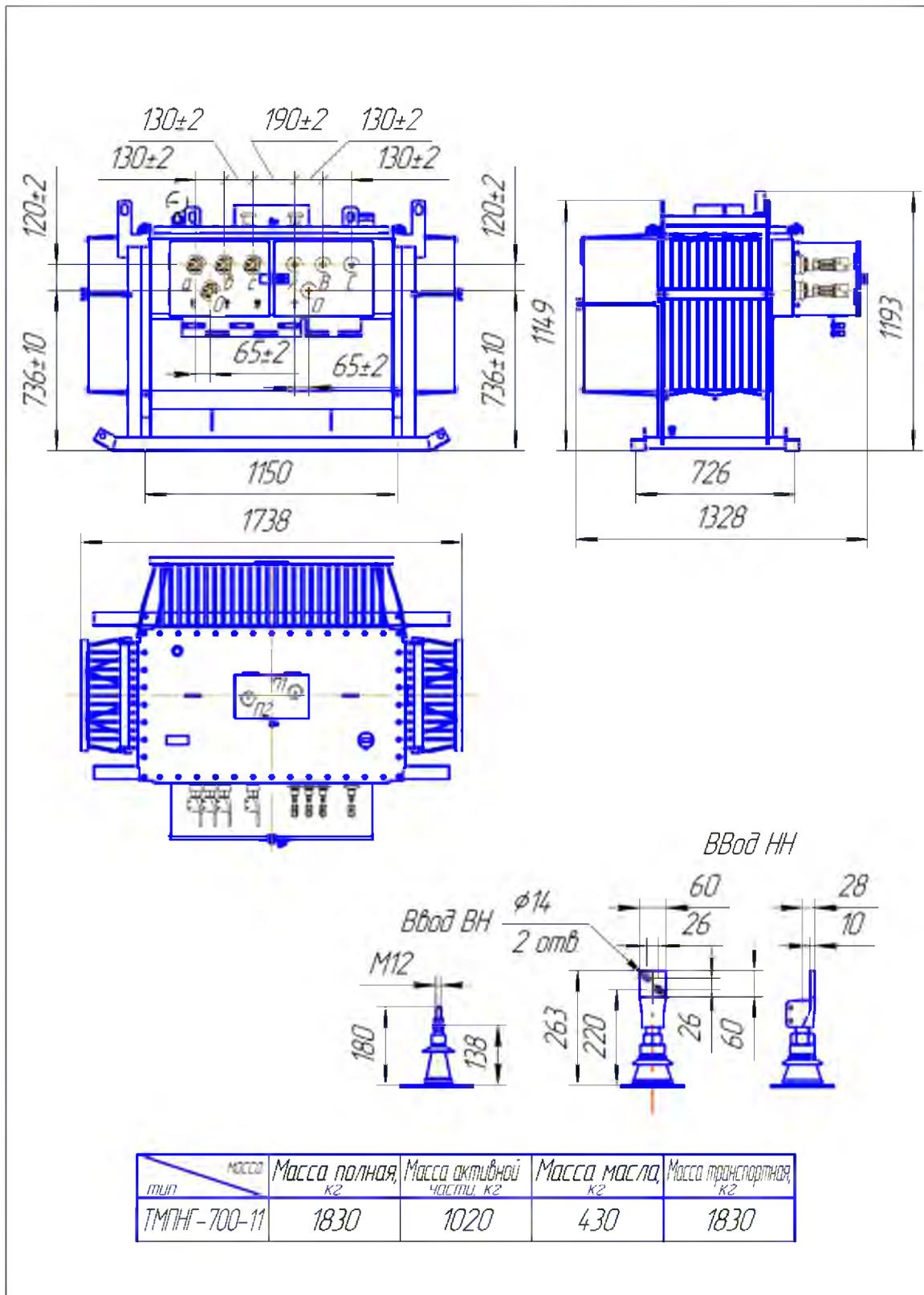


Рис. П2.1.30 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМГНГ-СЭЦ-700/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

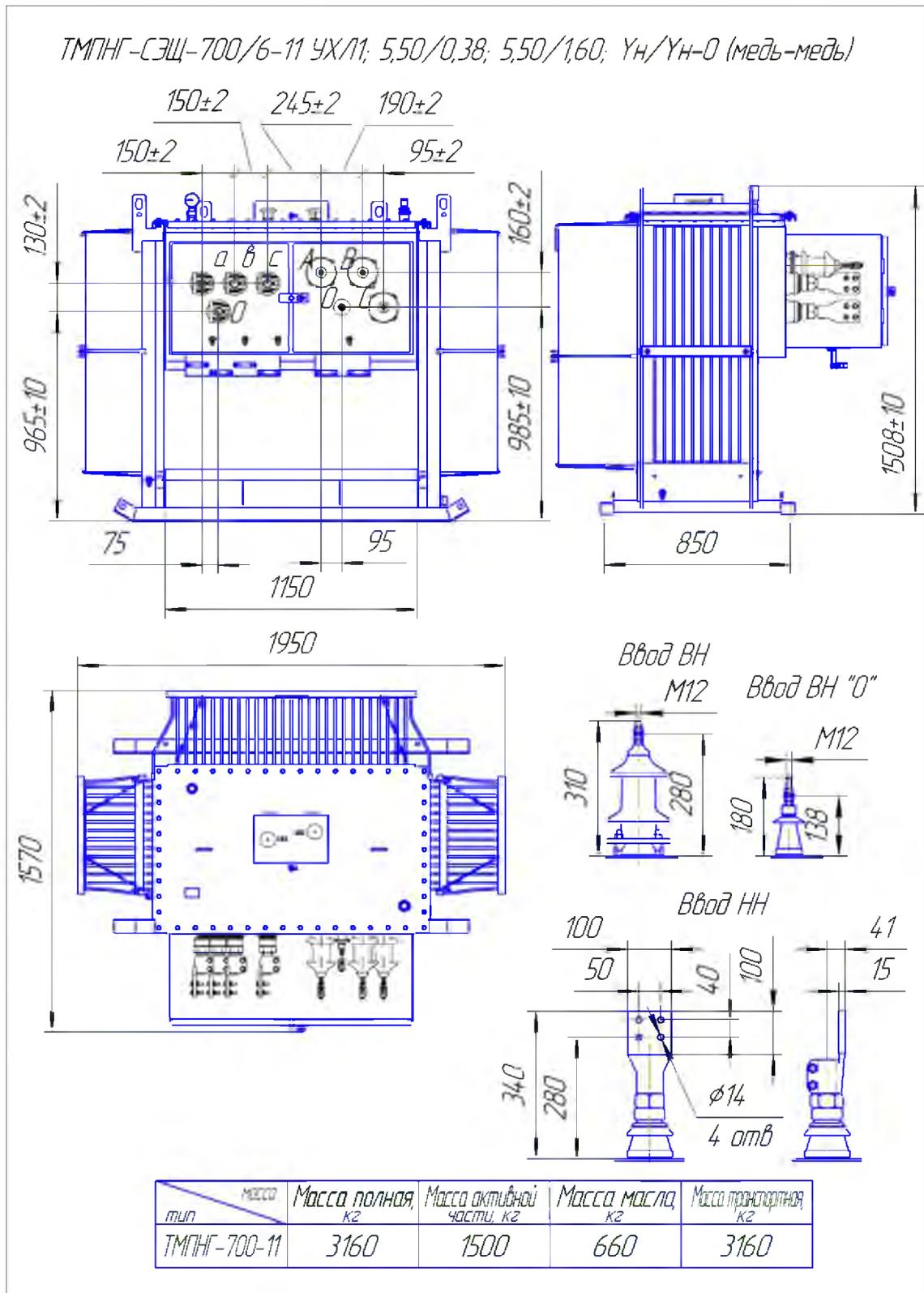


Рис. П2.1.31 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-700/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

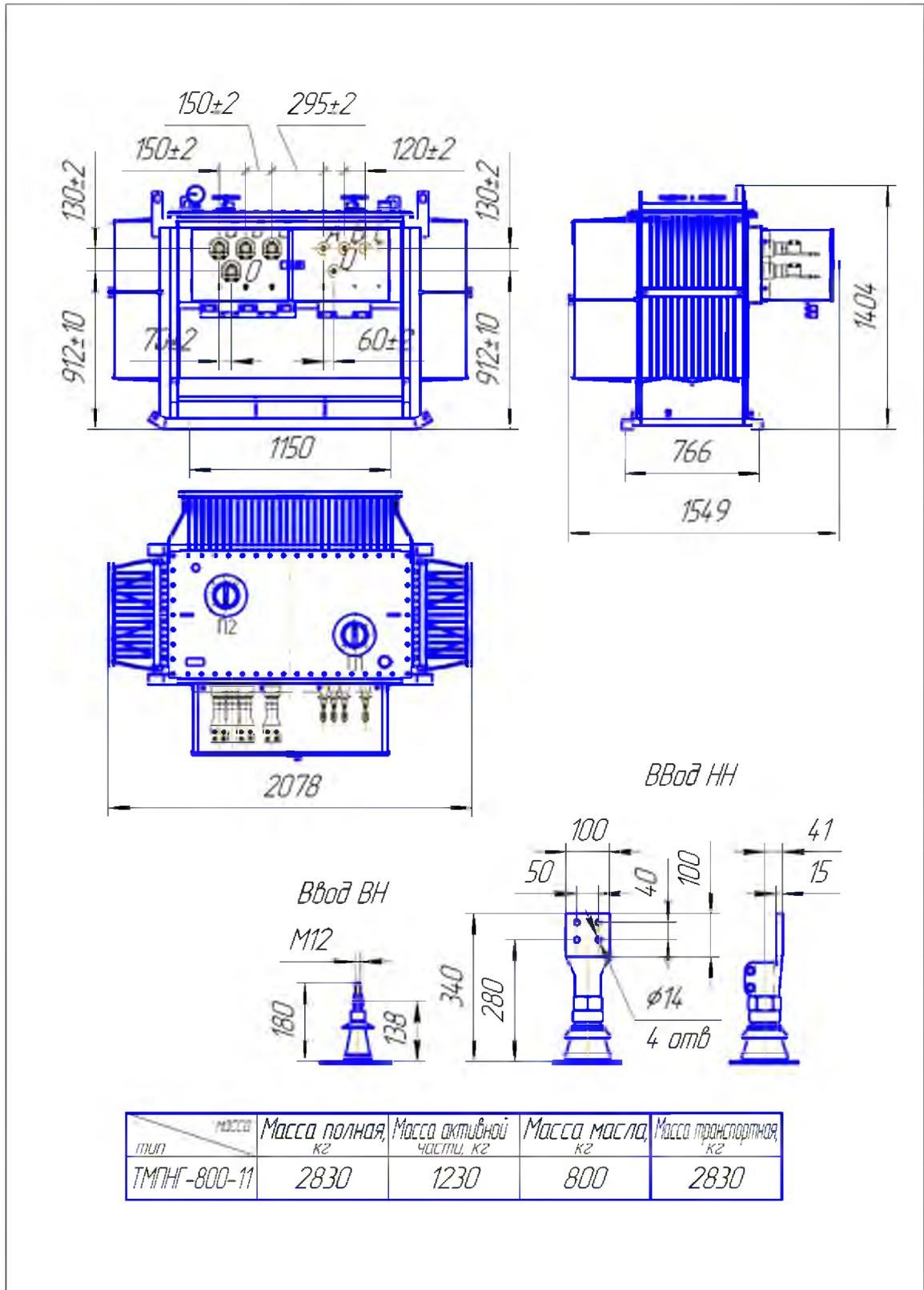


Рис. П2.1.32 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПИГ-СЭЩ-800/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

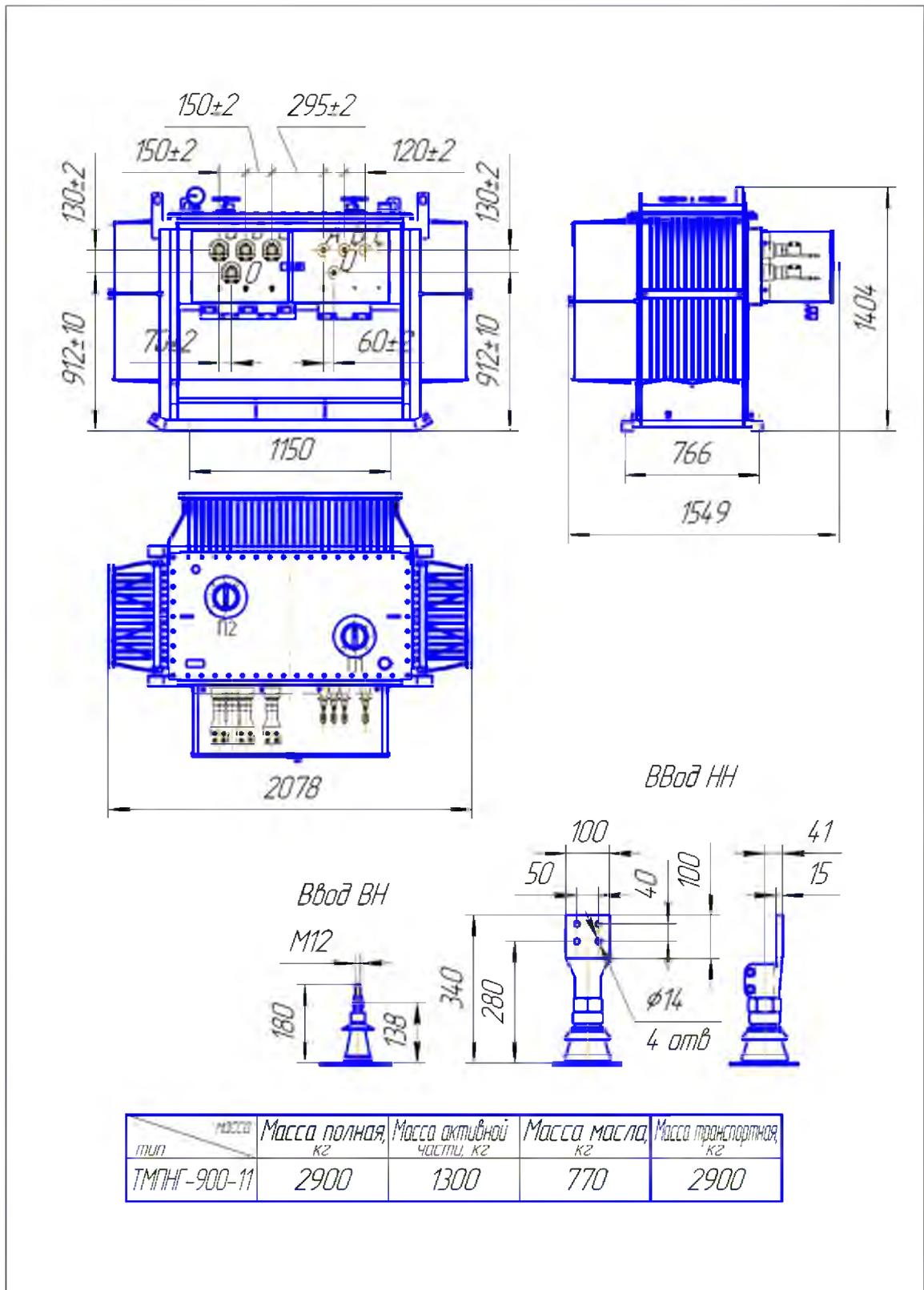


Рис. П2.1.33 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМГНГ-СЭЩ-900/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

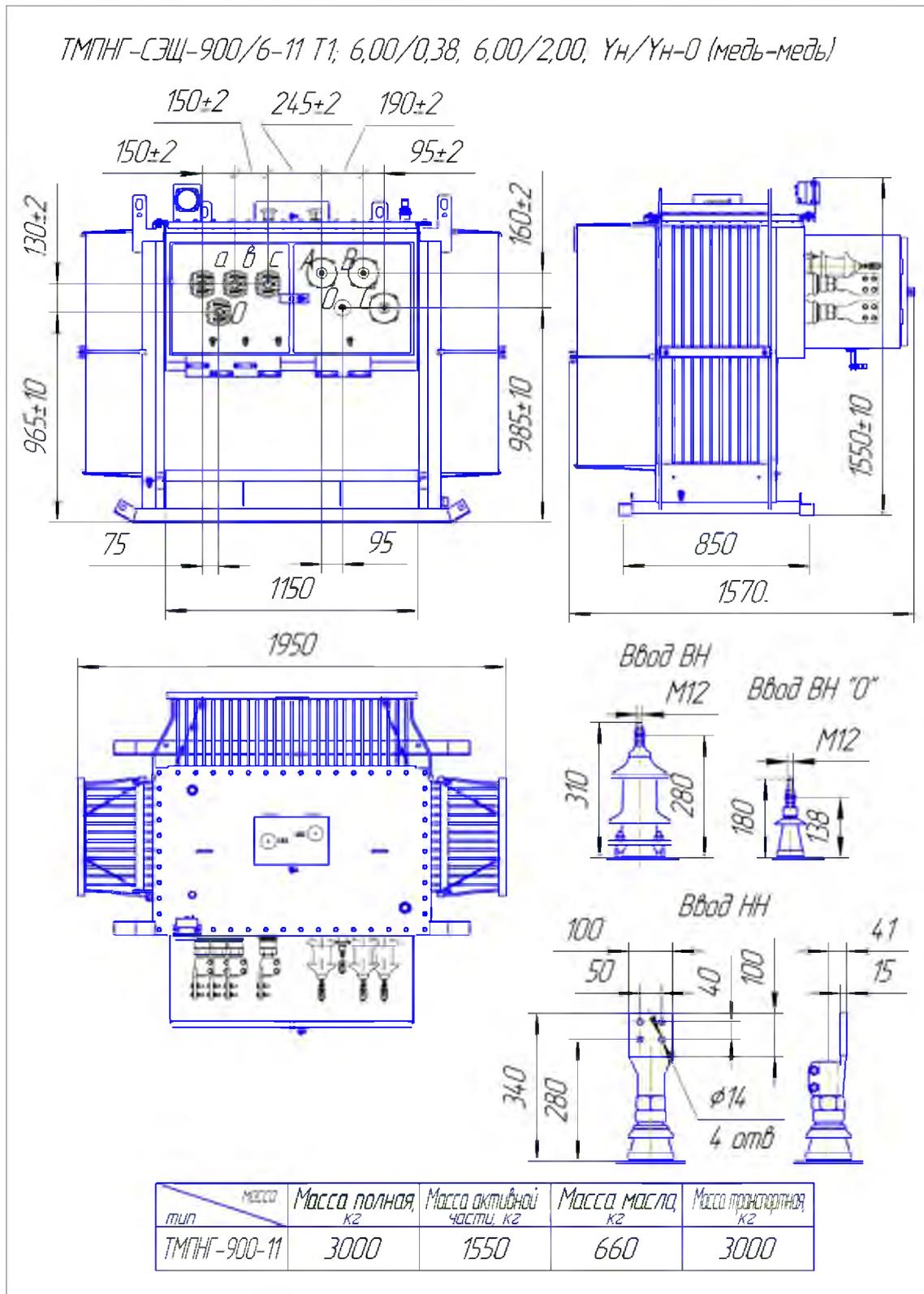


Рис. П2.1.34 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-900/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

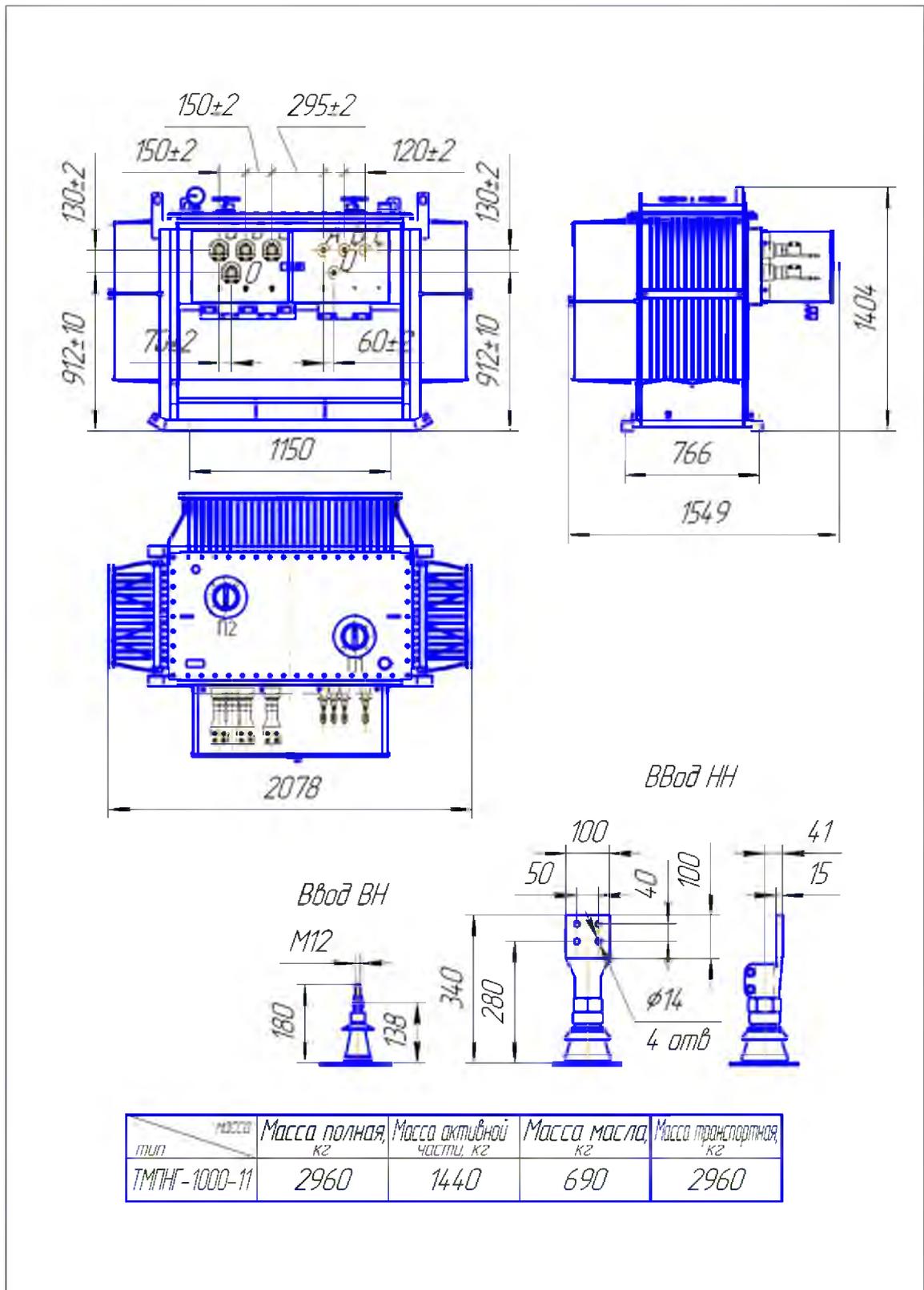


Рис. П2.1.35 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-1000/3(6)-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

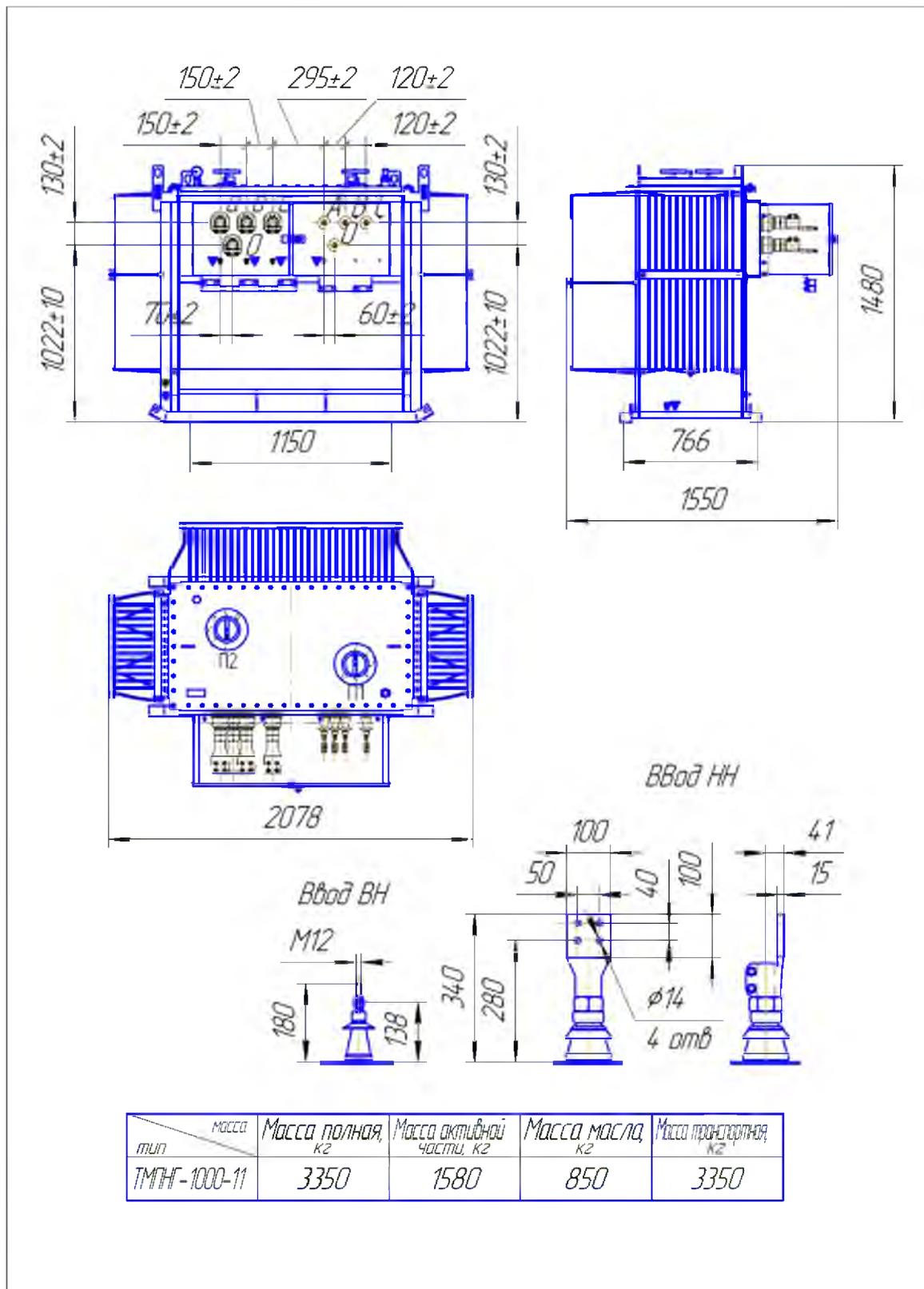


Рис. П2.1.36 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-1000/3(6)-11 по требованиям ОАО «НК «Роснефть»

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

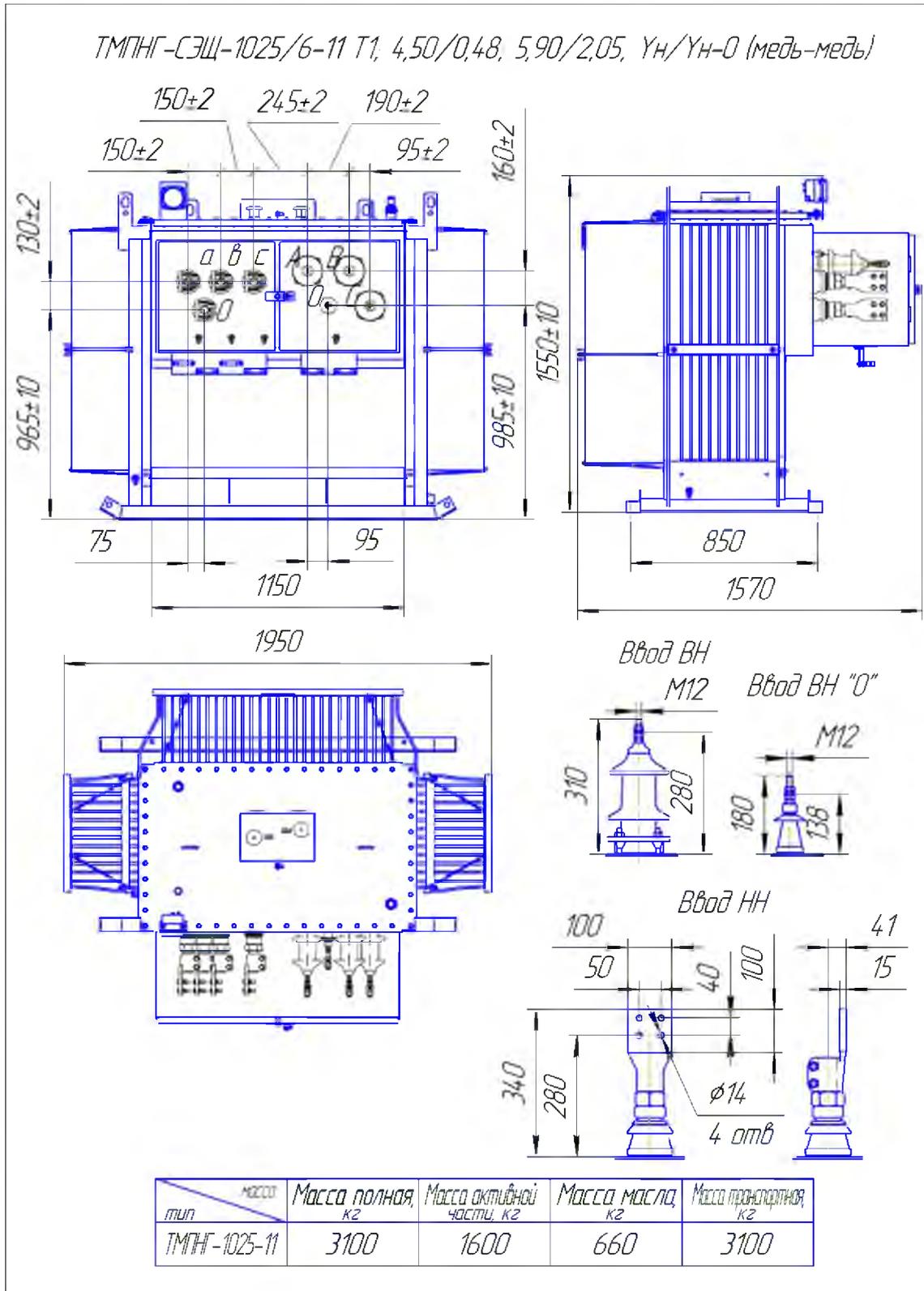


Рис. П2.1.38 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-1025/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 1

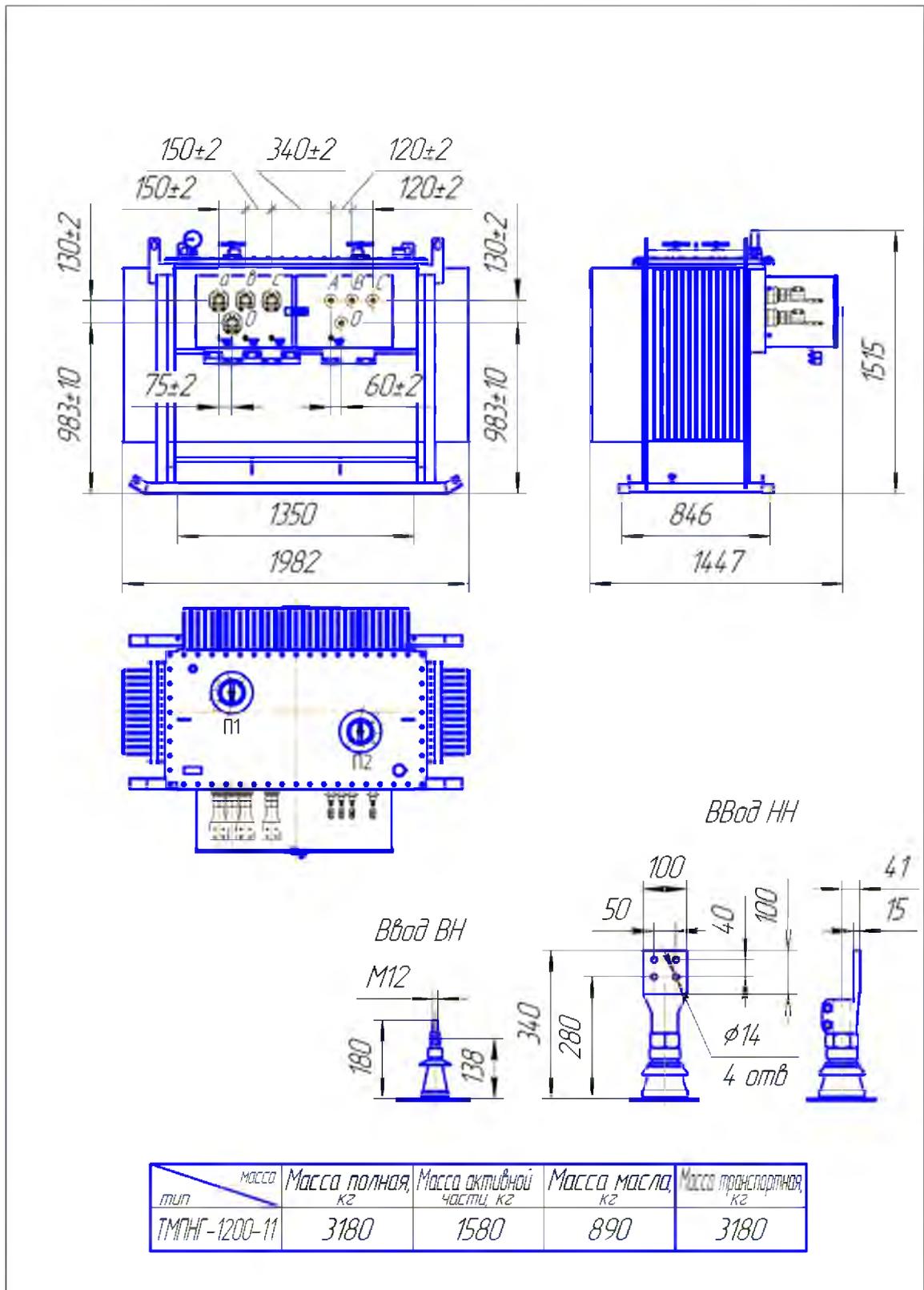


Рис. П2.1.39 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-1200/3(6)-11

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 ЧАСТЬ 2

**ГАБАРИТНЫЕ, УСТАНОВОЧНЫЕ И ПРИСОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ
ТРАНСФОРМАТОРОВ ТМПНГ 11 СЕРИИ НА 49 ПОЛОЖЕНИЙ**

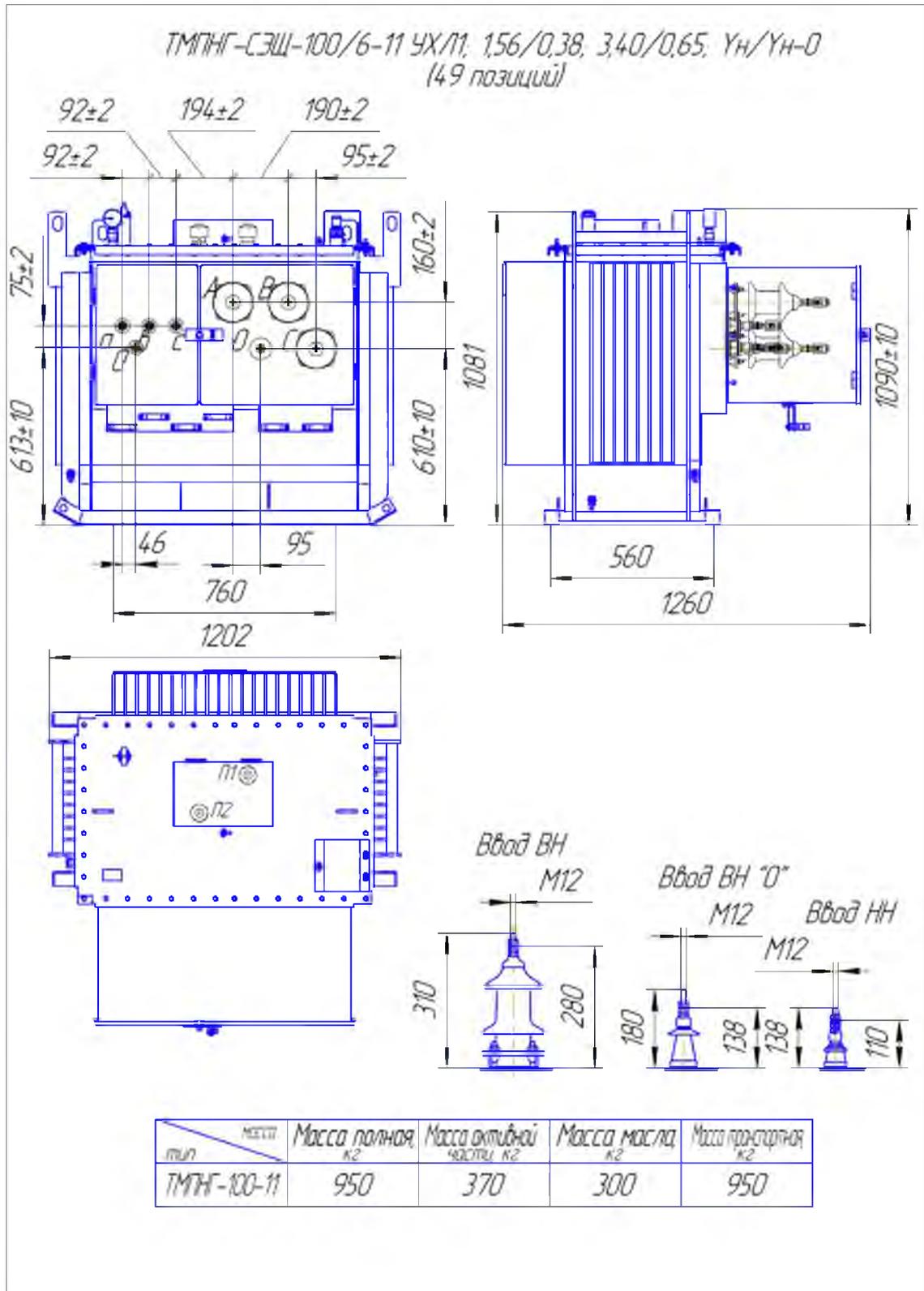


Рис. П2.2.1 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЩ-100/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 2

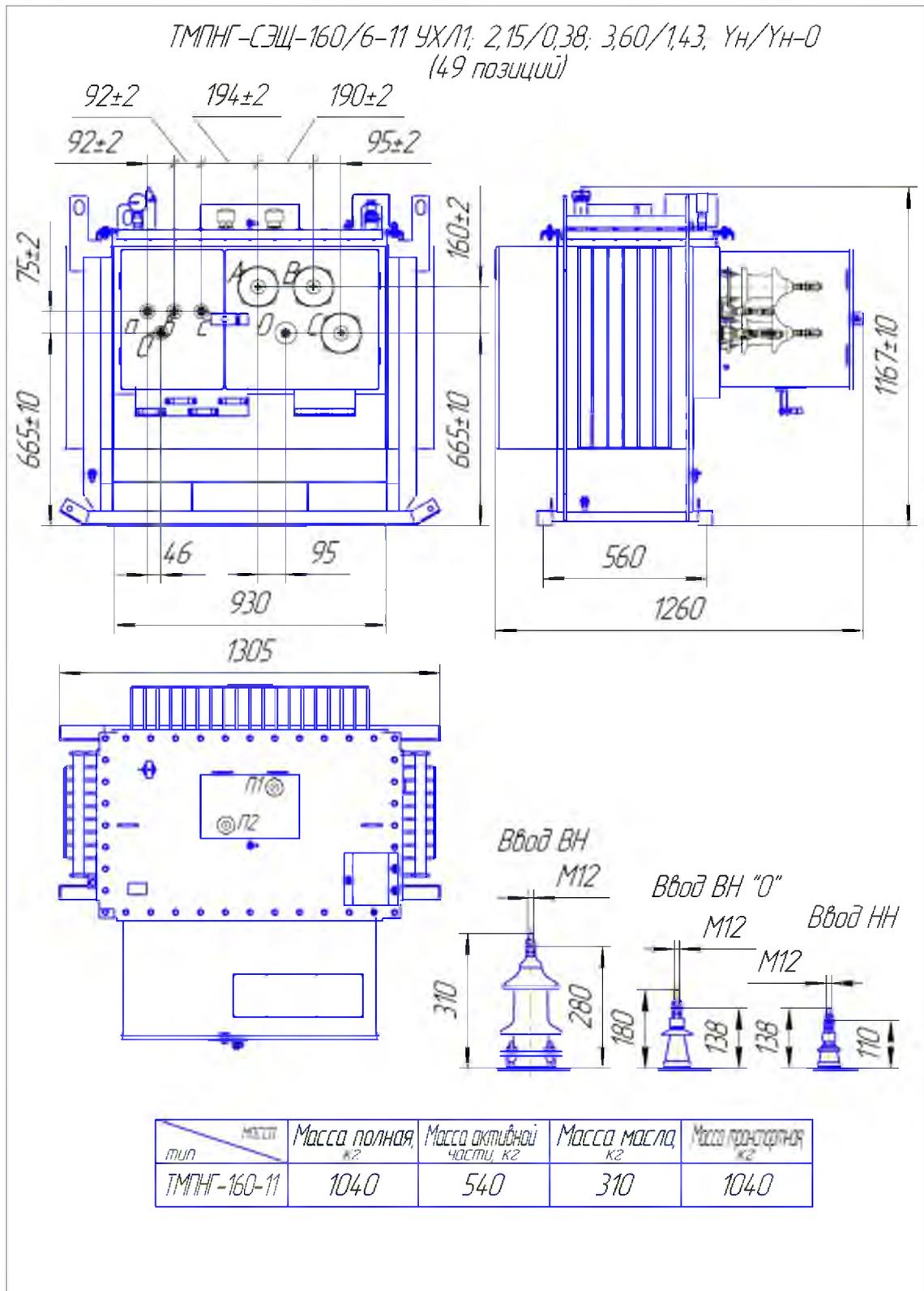


Рис. П2.2.2 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЩ-160/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 2

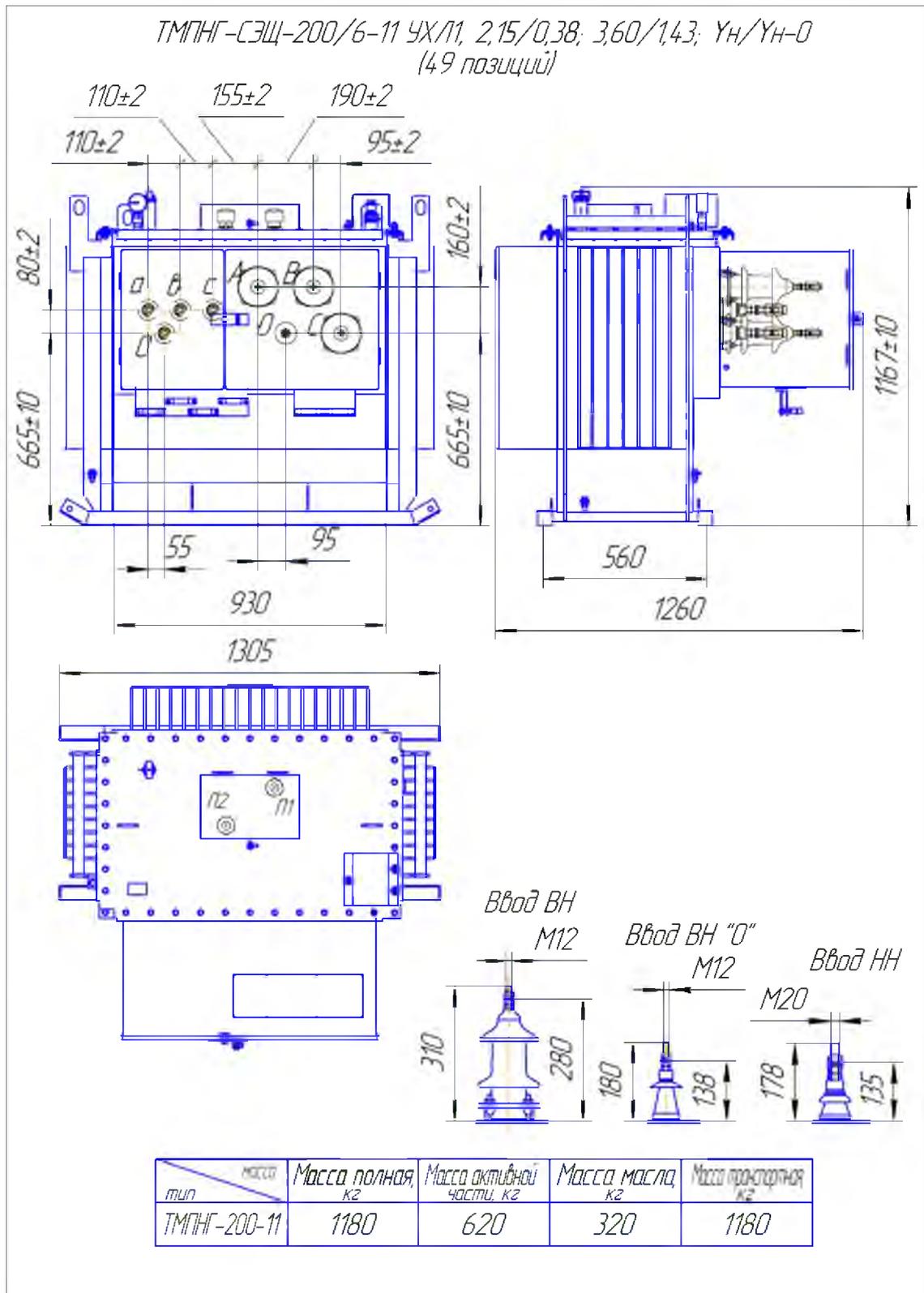


Рис. П2.2.3 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-200/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 2

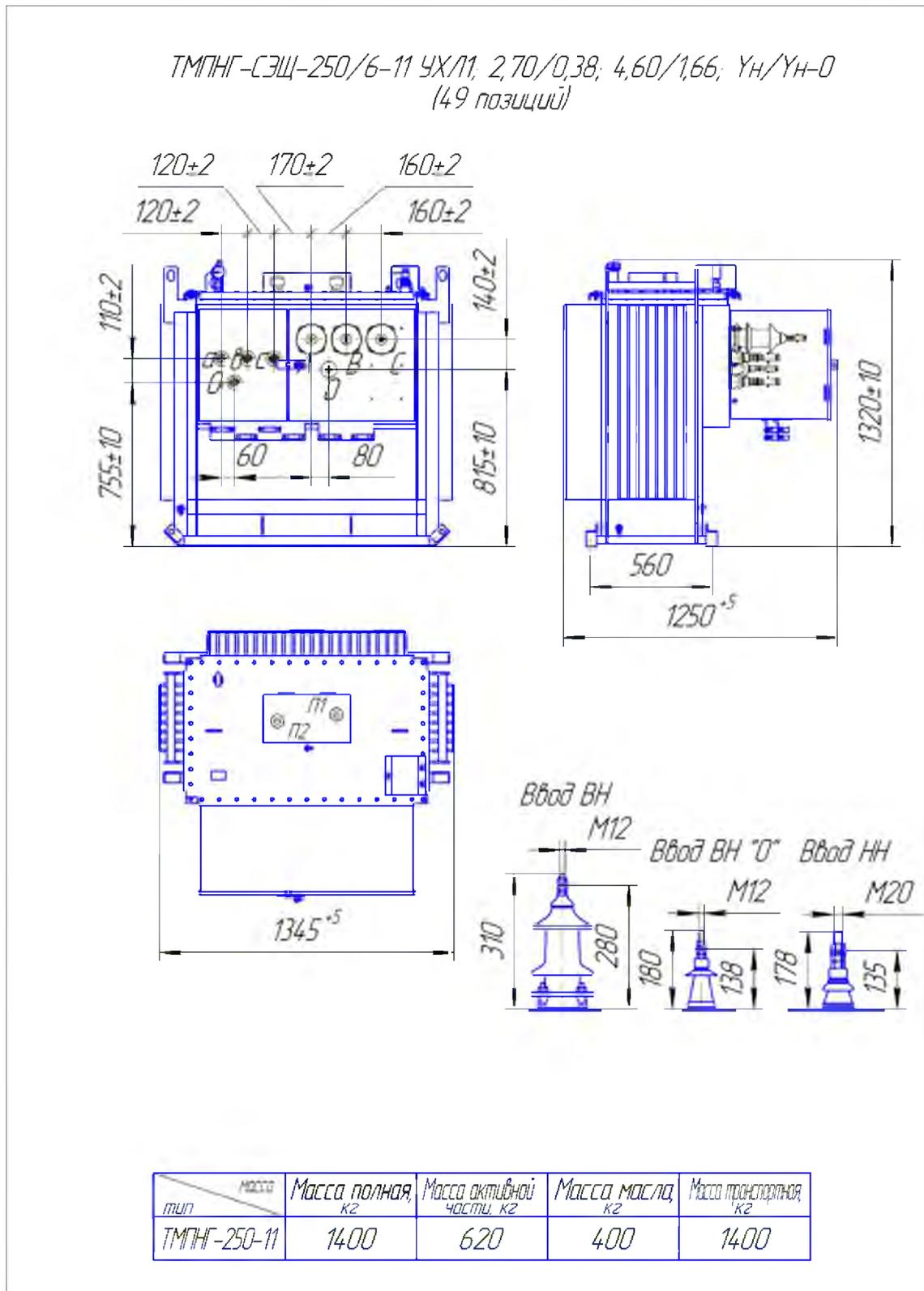


Рис. П2.2.4 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЩ-250/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 2

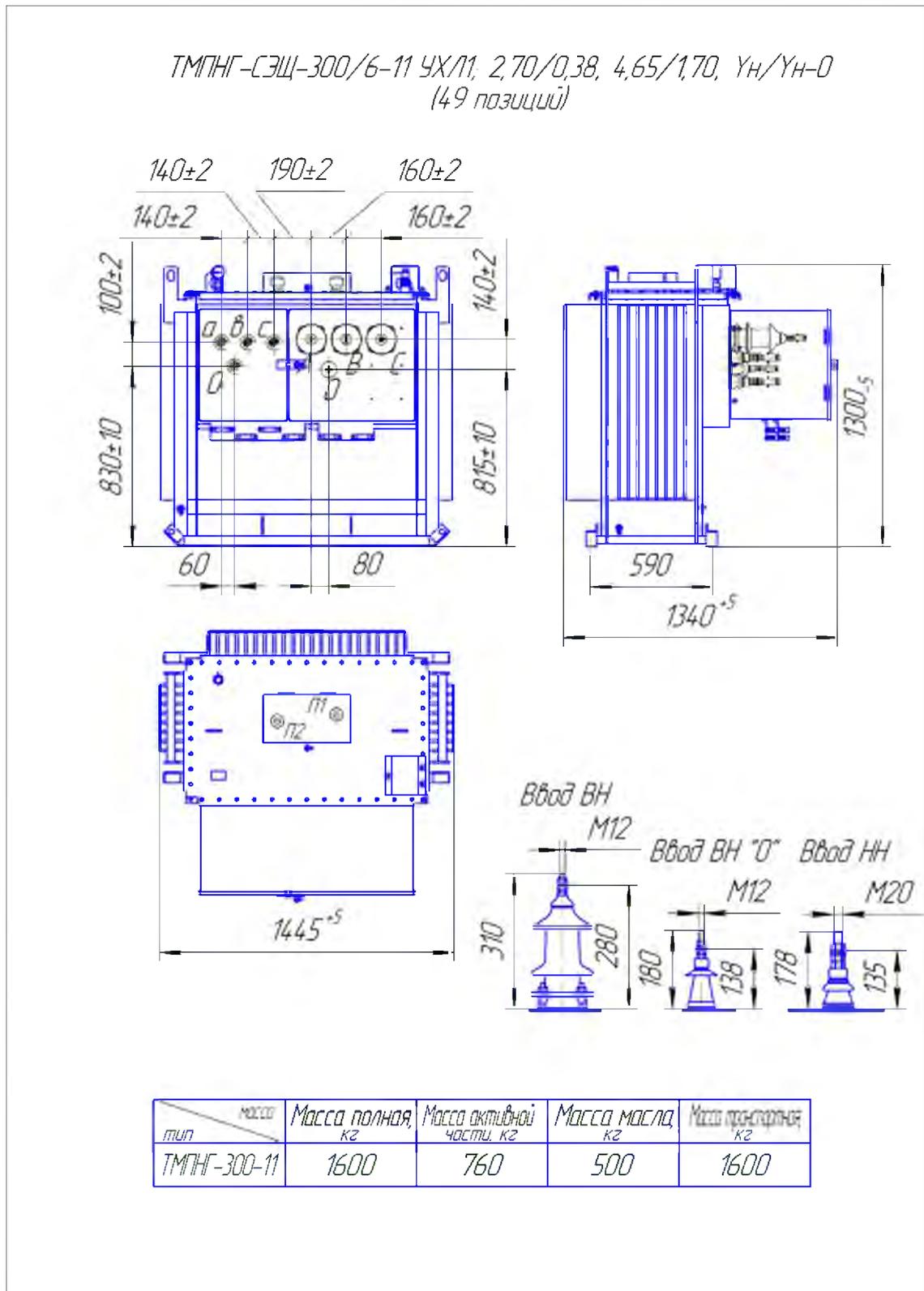


Рис. П2.2.5 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЩ-300/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 2

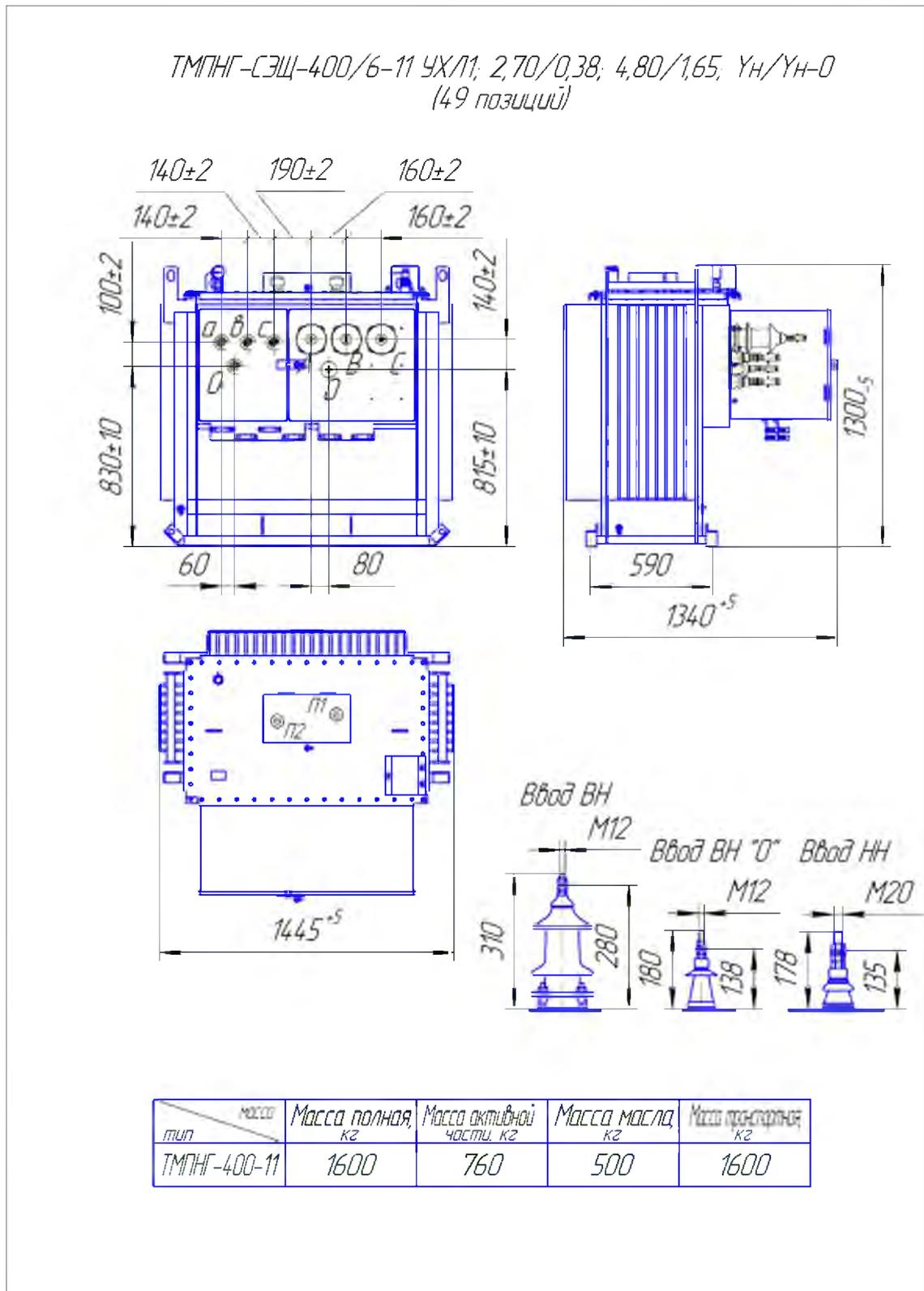


Рис. П2.2.6 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЩ-400/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 2

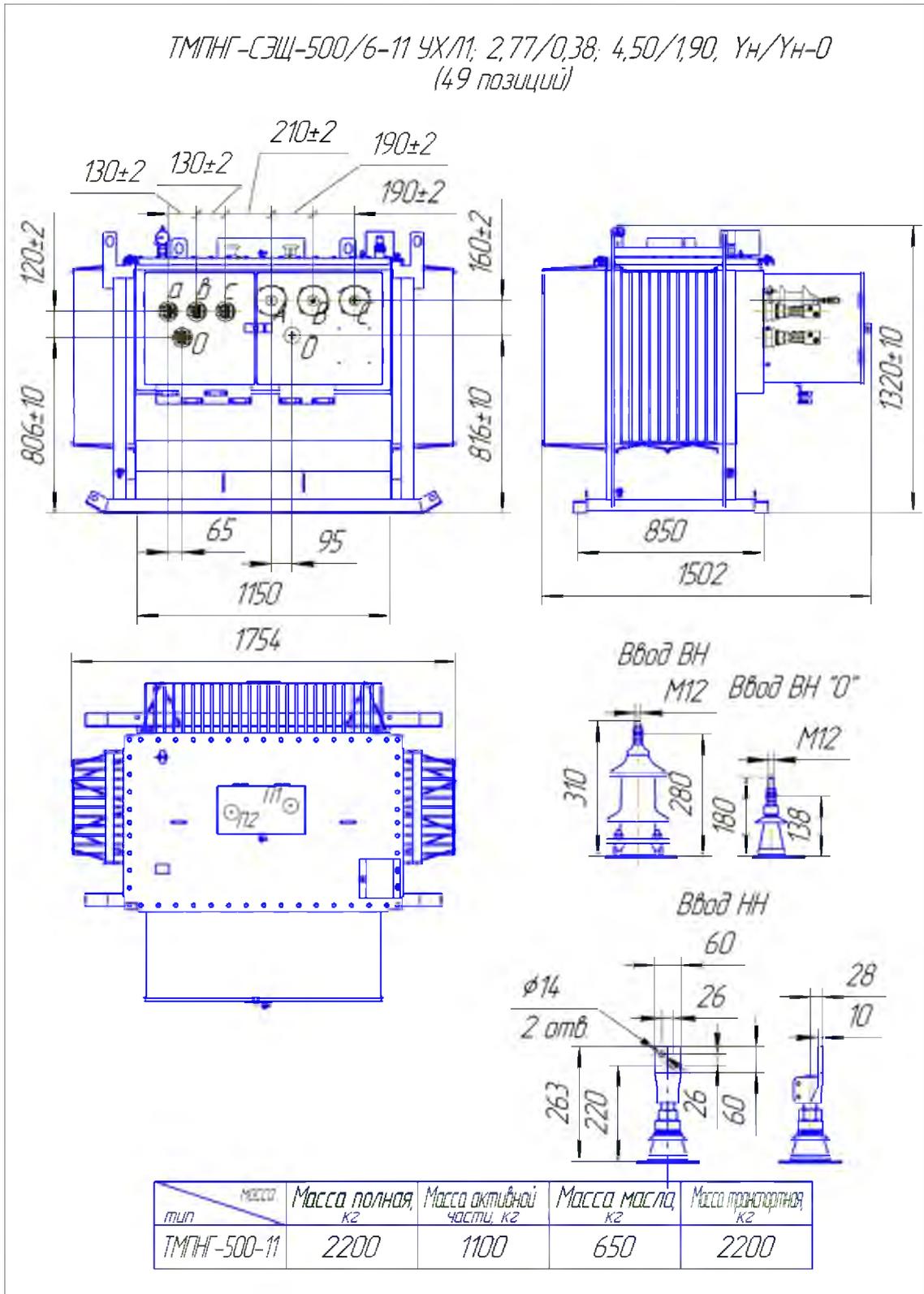


Рис. П2.2.7 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-500/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 2

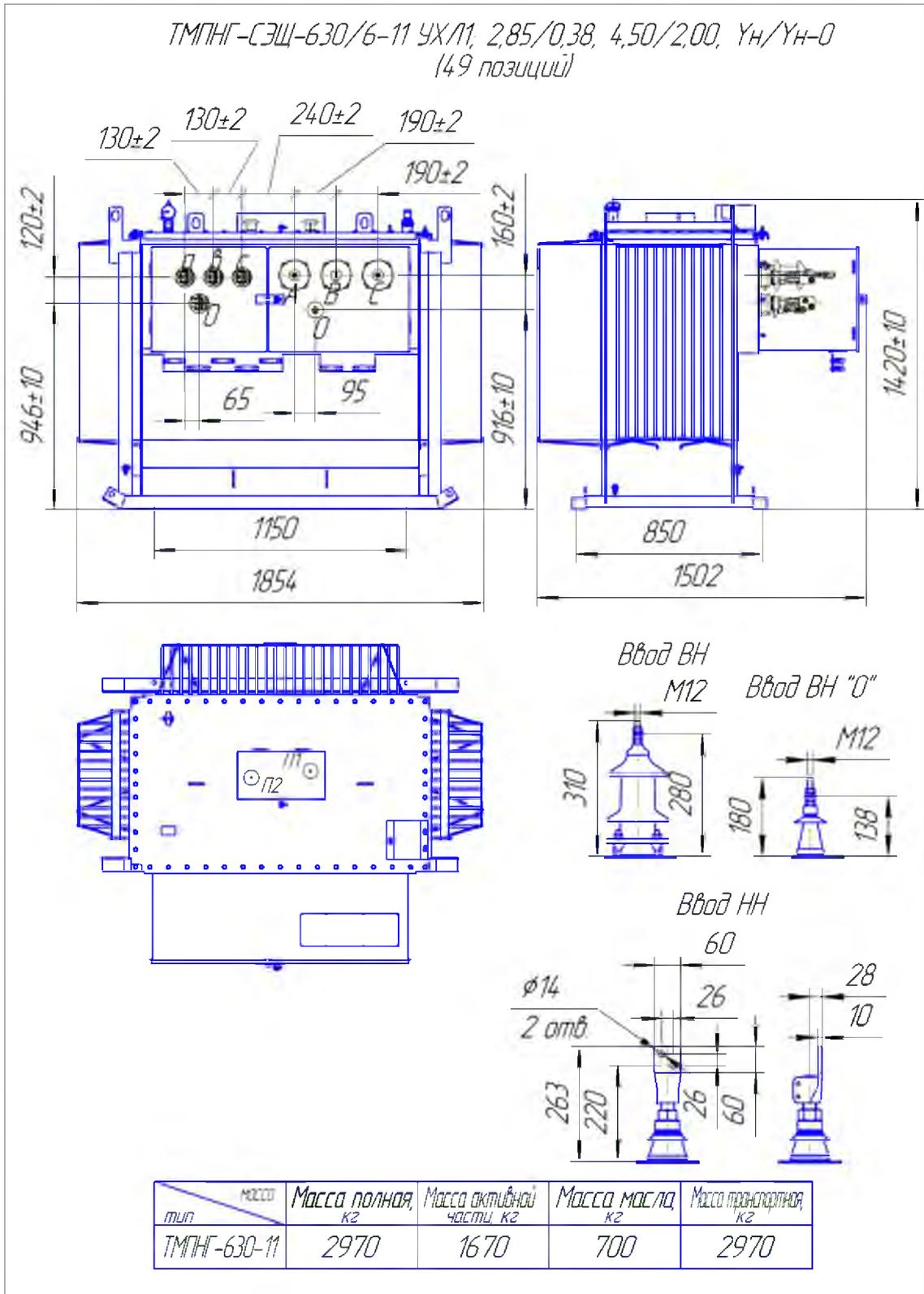


Рис. П2.2.8 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЩ-630/6-11

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 2

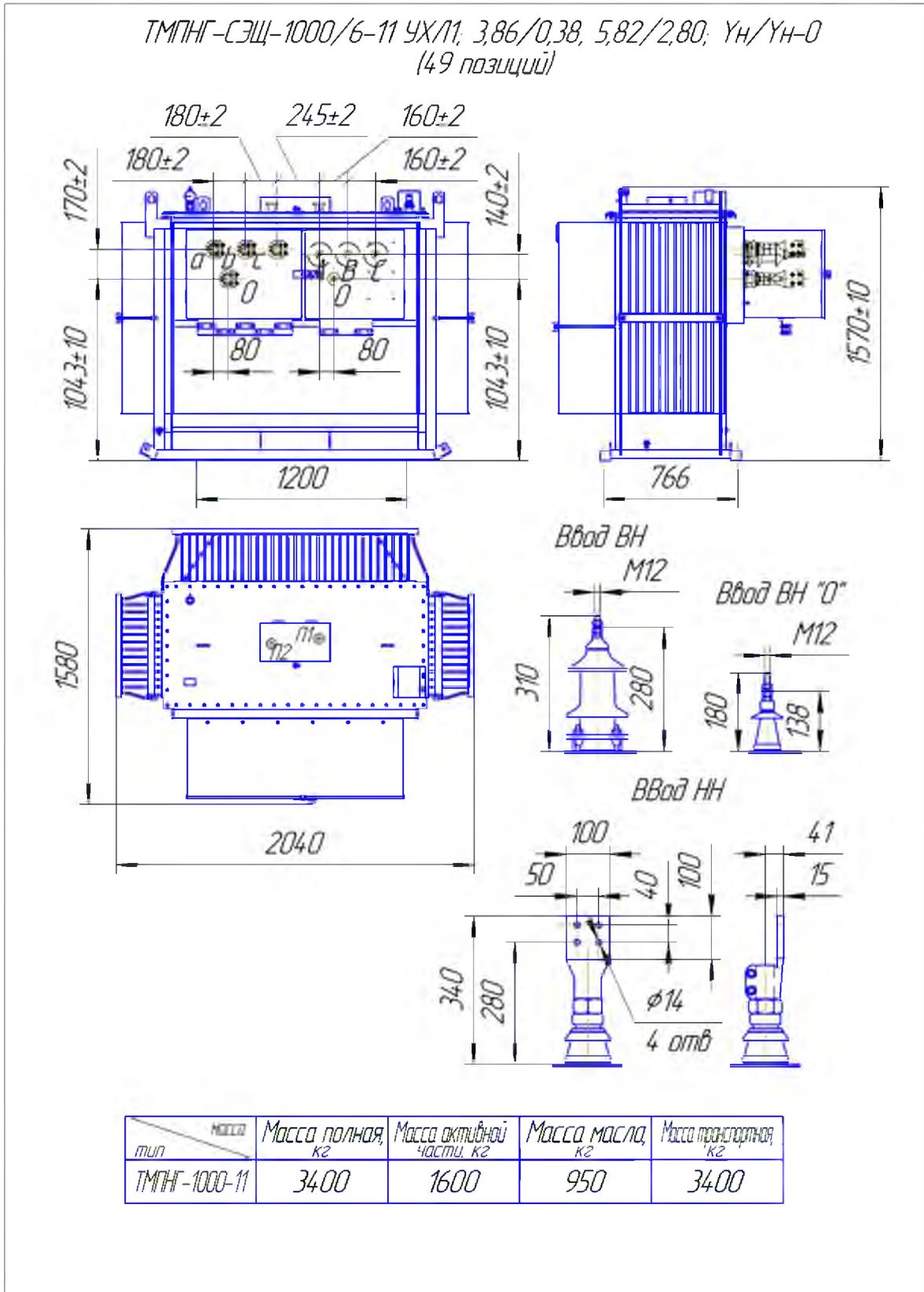


Рис. П2.2.9 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-СЭЦ-1000/6-11

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 ЧАСТЬ 3

**ГАБАРИТНЫЕ, УСТАНОВОЧНЫЕ И ПРИСОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ
ТРАНСФОРМАТОРОВ ТМПНГ-(Ч) 12 СЕРИИ**

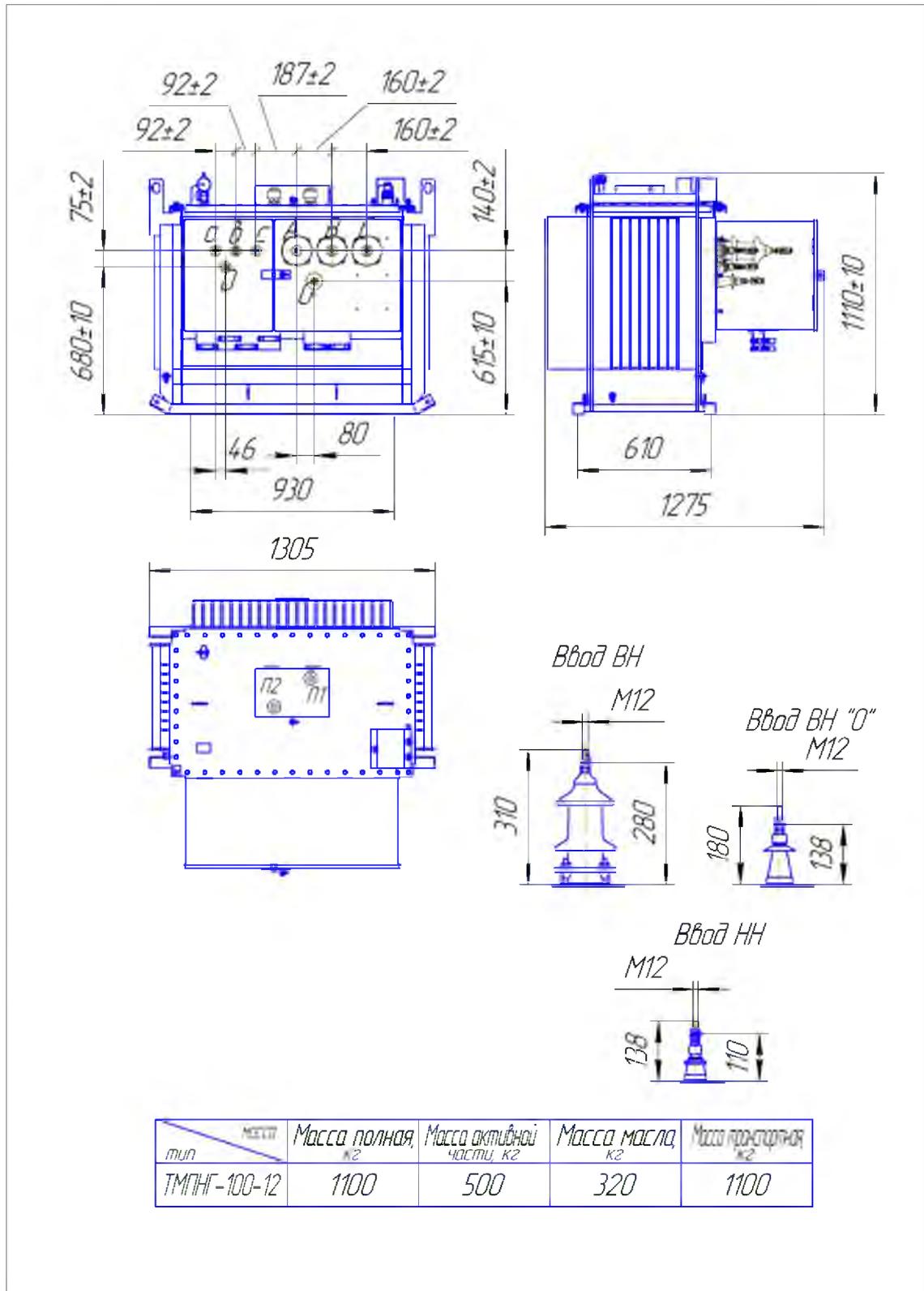


Рис. П2.3.1 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-(Ч)-СЭЦ-100/6-12

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 3

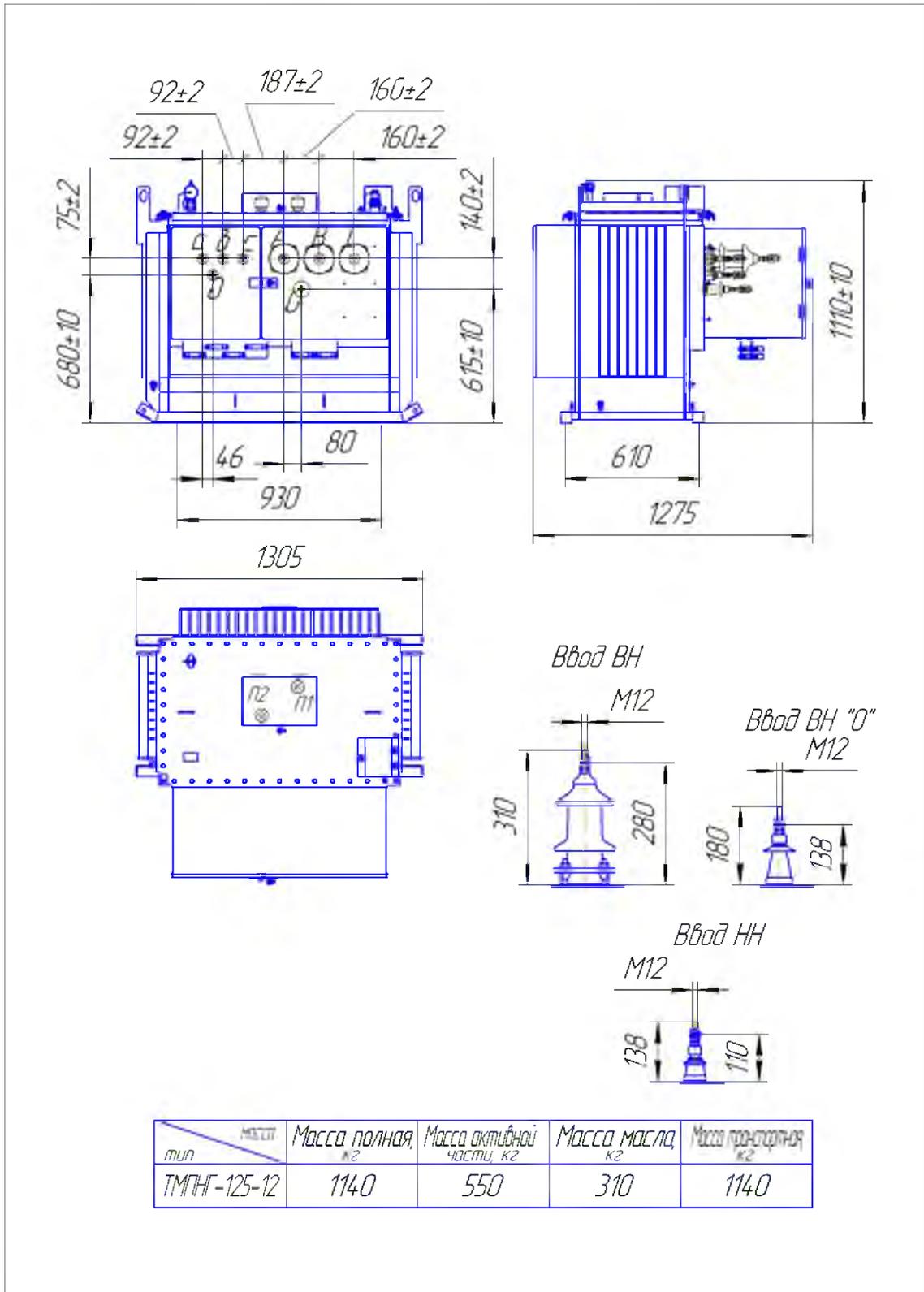


Рис. П2.3.2 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-(Ч)-СЭЦ-125/6-12

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 3

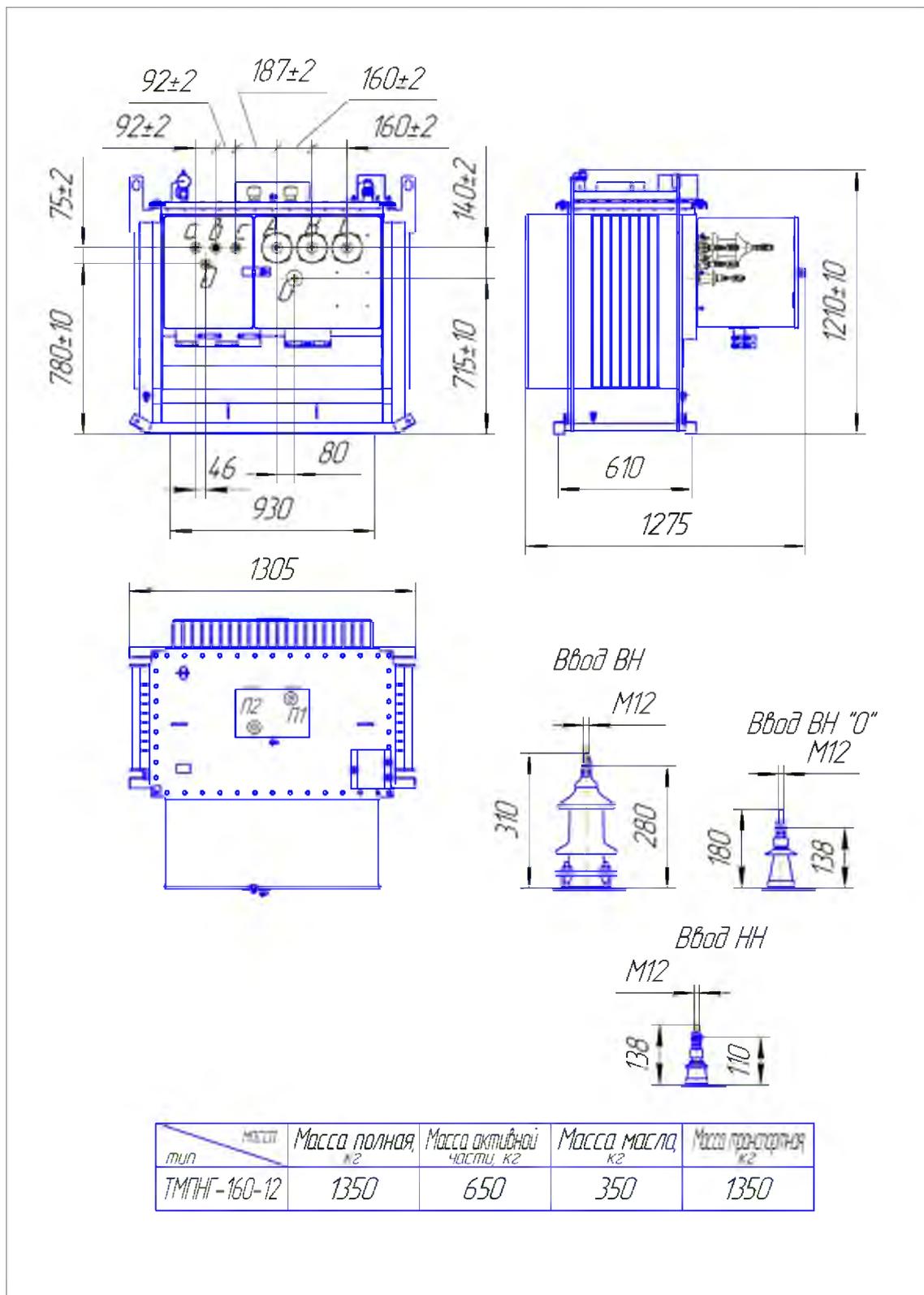


Рис. П2.3.3 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПИГ-(С)-СЭЦ-160/6-12

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 3

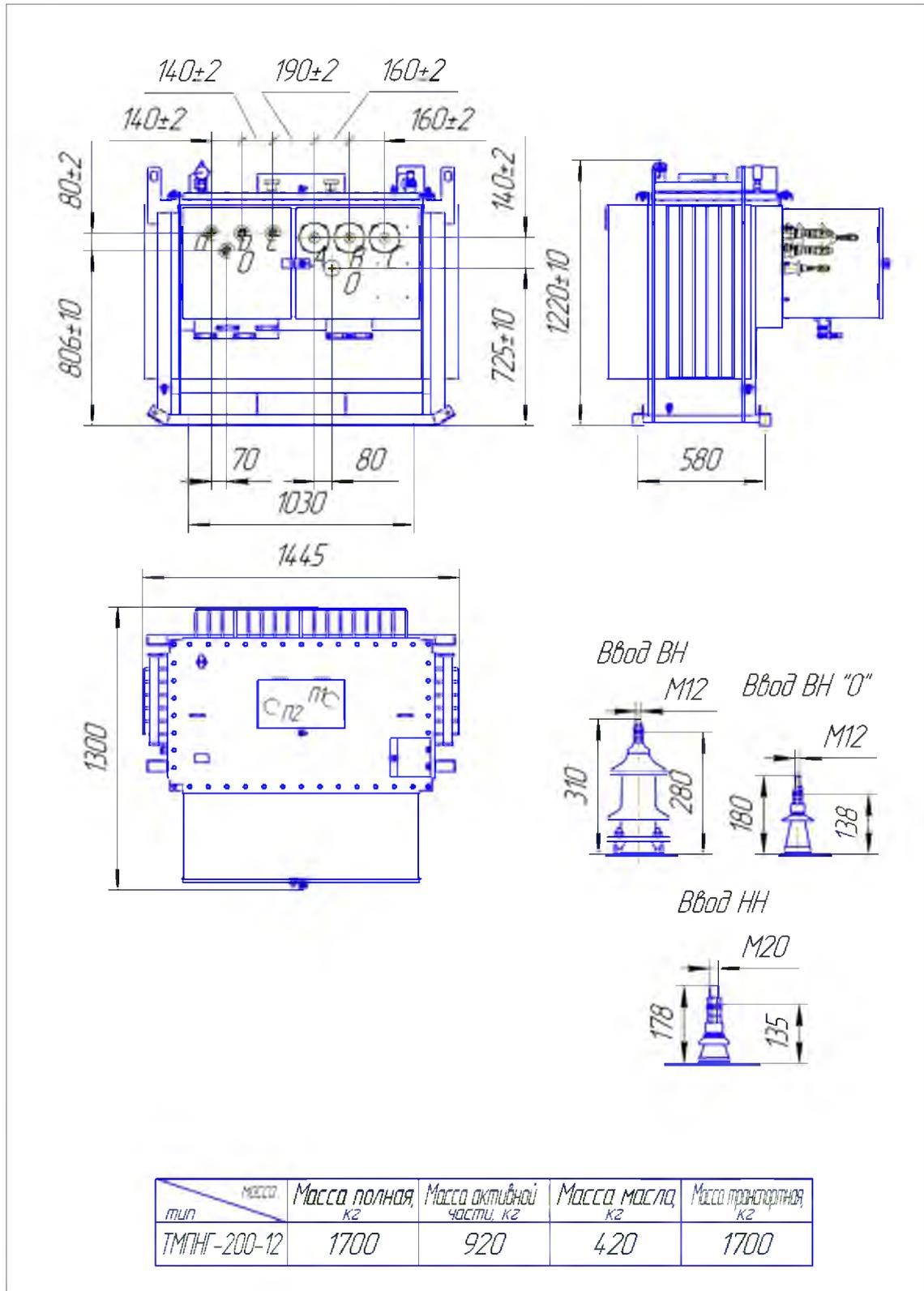


Рис. П2.3.4 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПИГ-(Ч)-СЭЦ-200/6-12

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 3

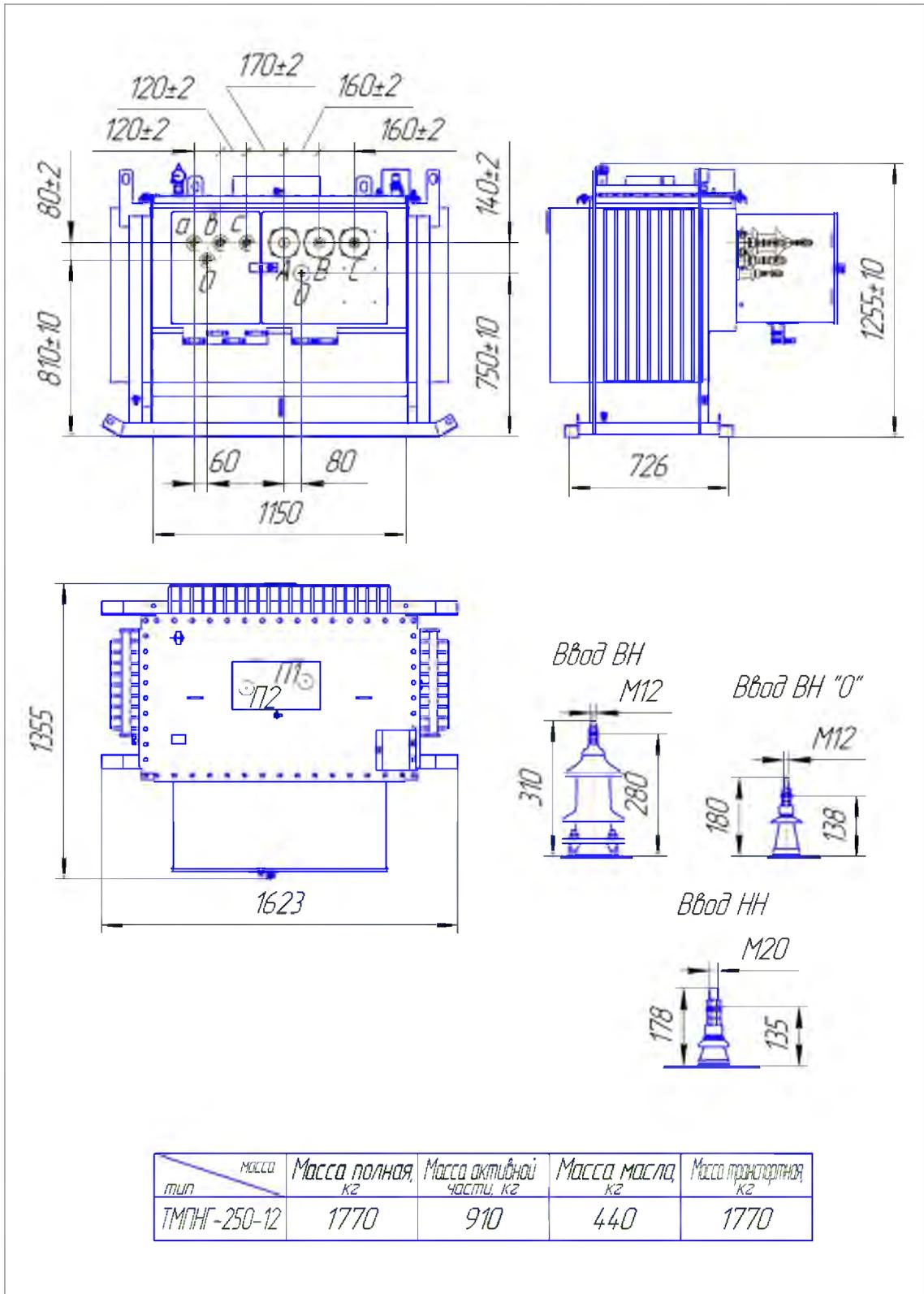


Рис. П2.3.5 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПИГ-(Ч)-СЭЦ-250/6-12

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 3

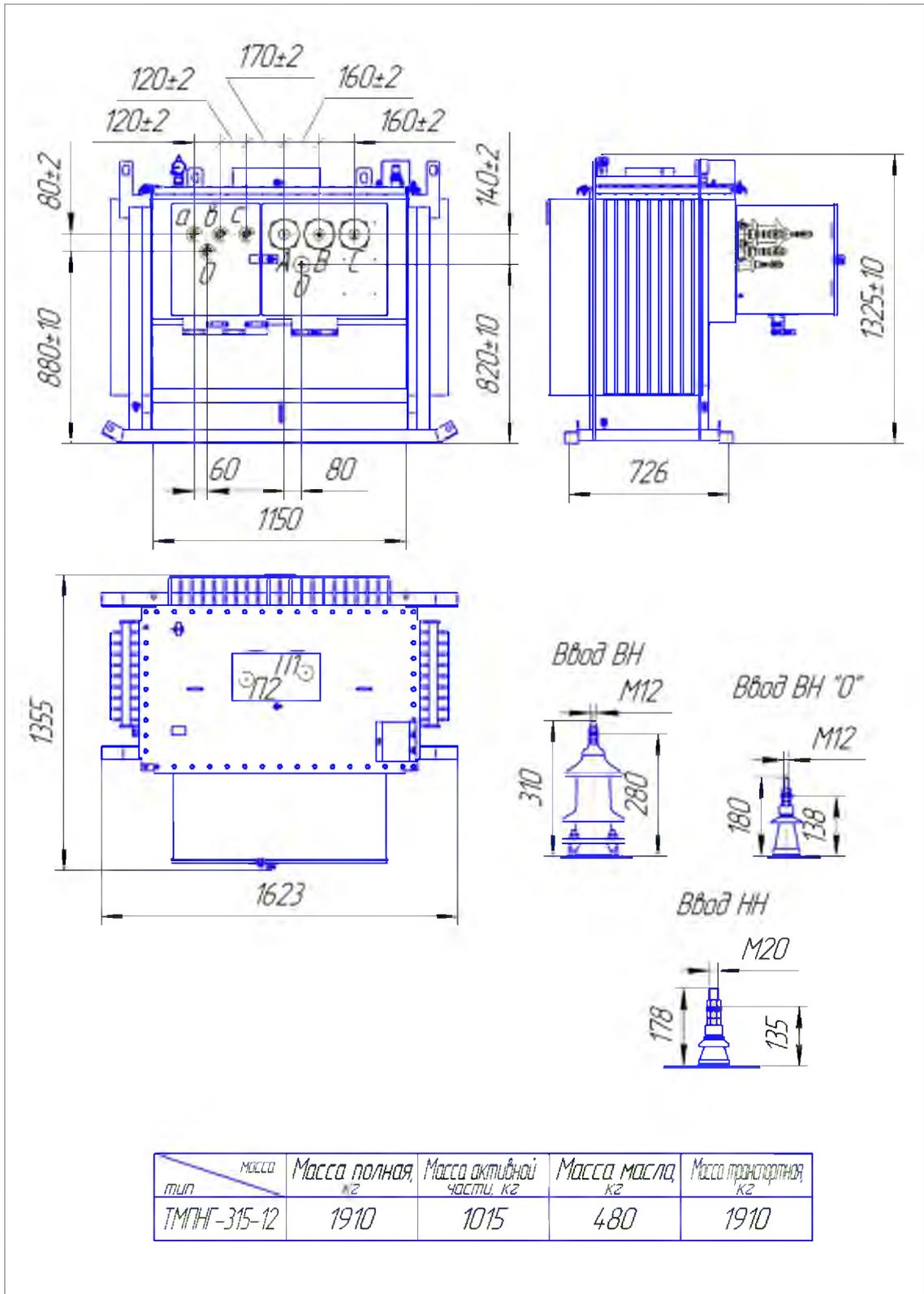


Рис. П2.3.6 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-(Ч)-СЭЦ-315/6-12

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 3

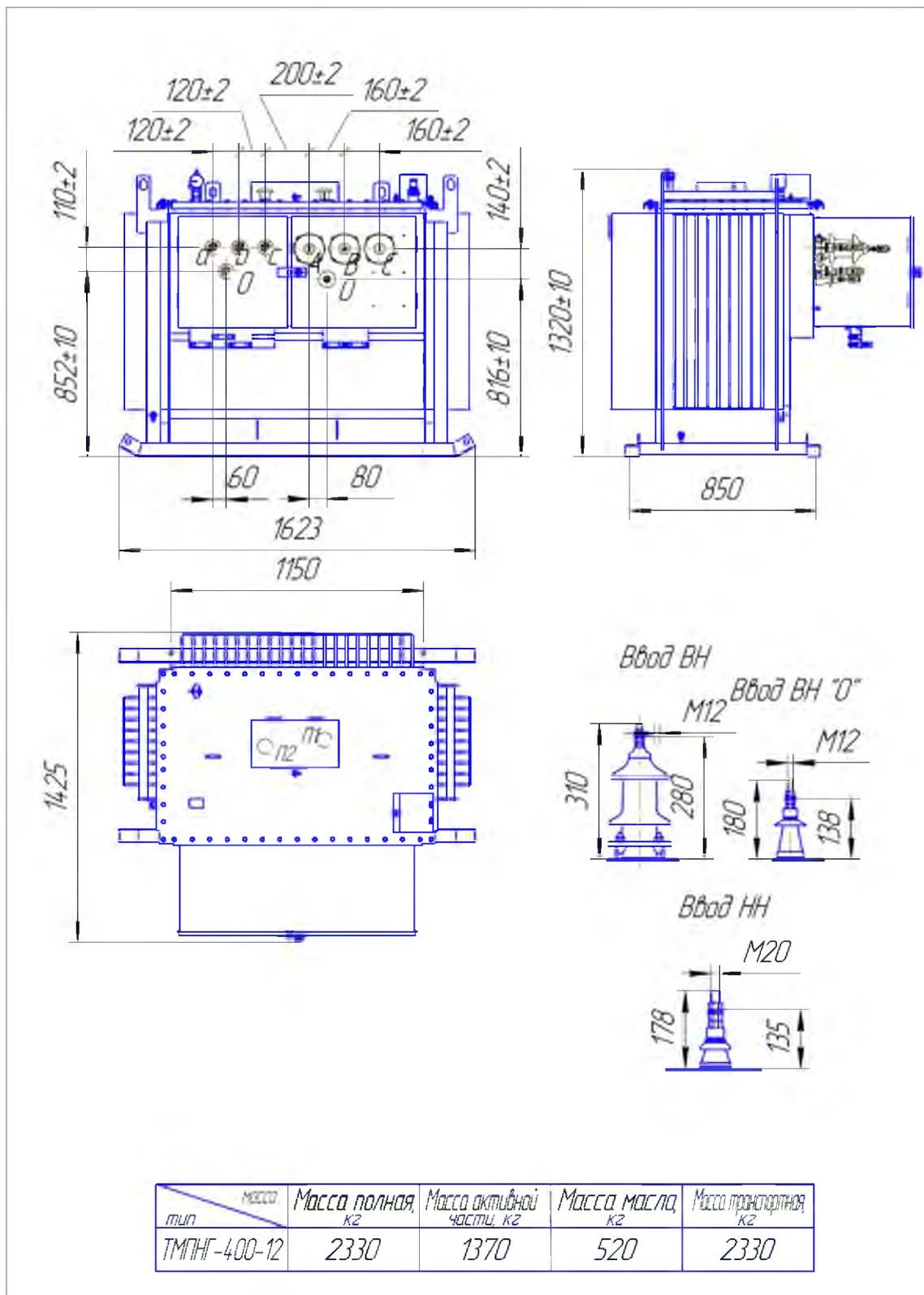


Рис. П2.3.7 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-(Ч)-СЭЦ-400/6-12

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 3

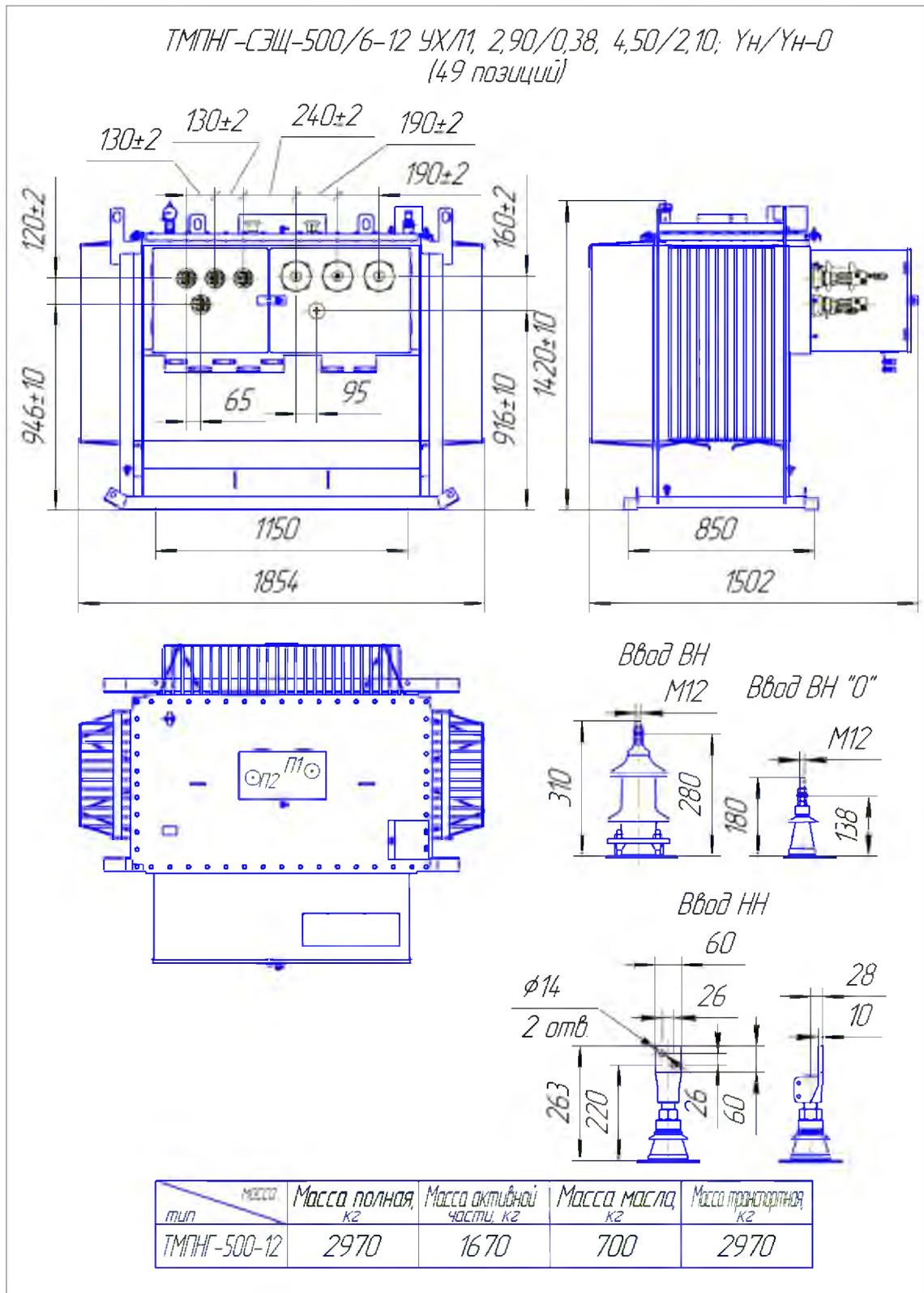


Рис. П2.3.8 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-(Ч)-СЭЦ-500/6-12

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 3

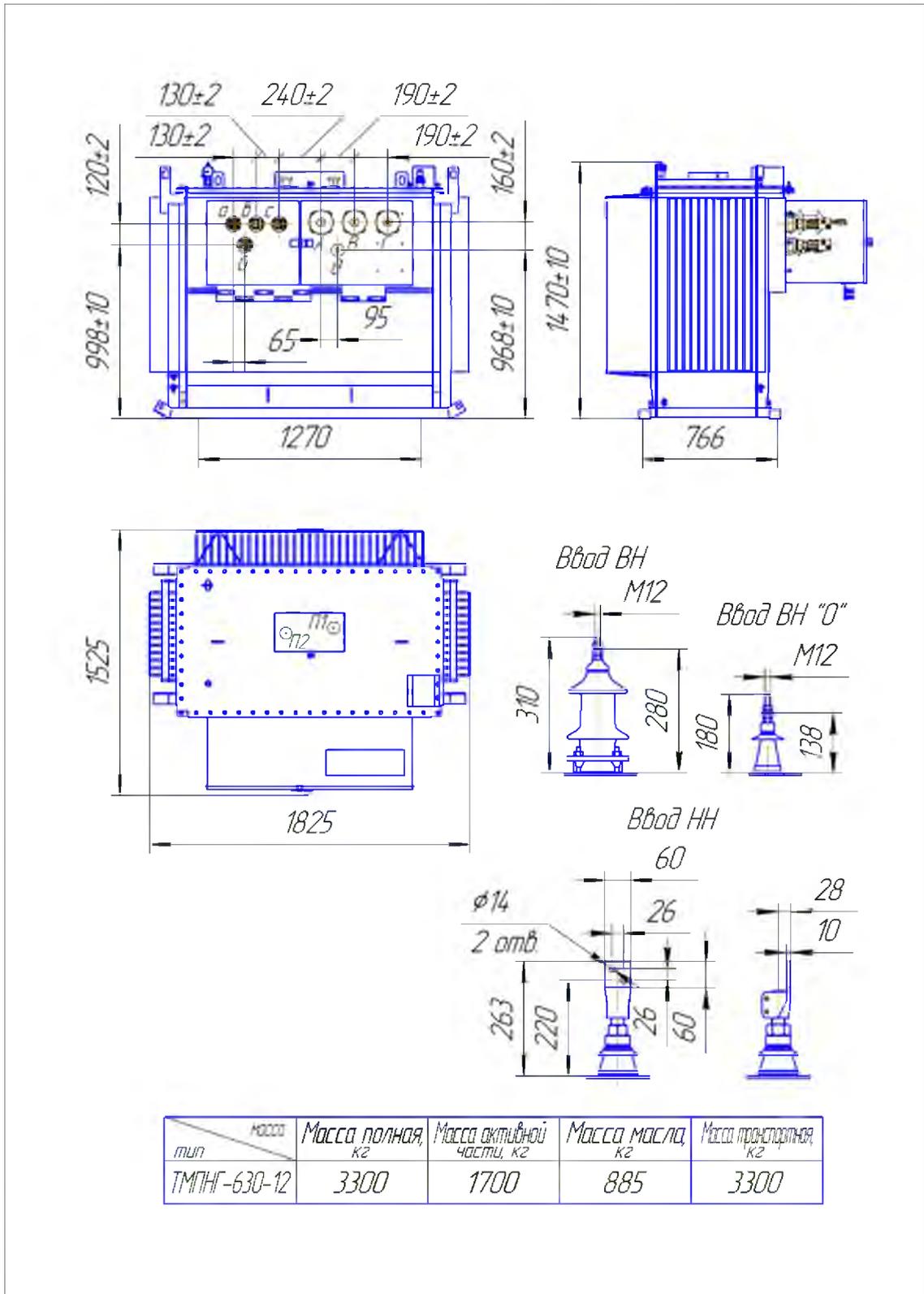


Рис. П2.3.9 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПНГ-(Ч)-СЭЩ-630/6-12

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 3

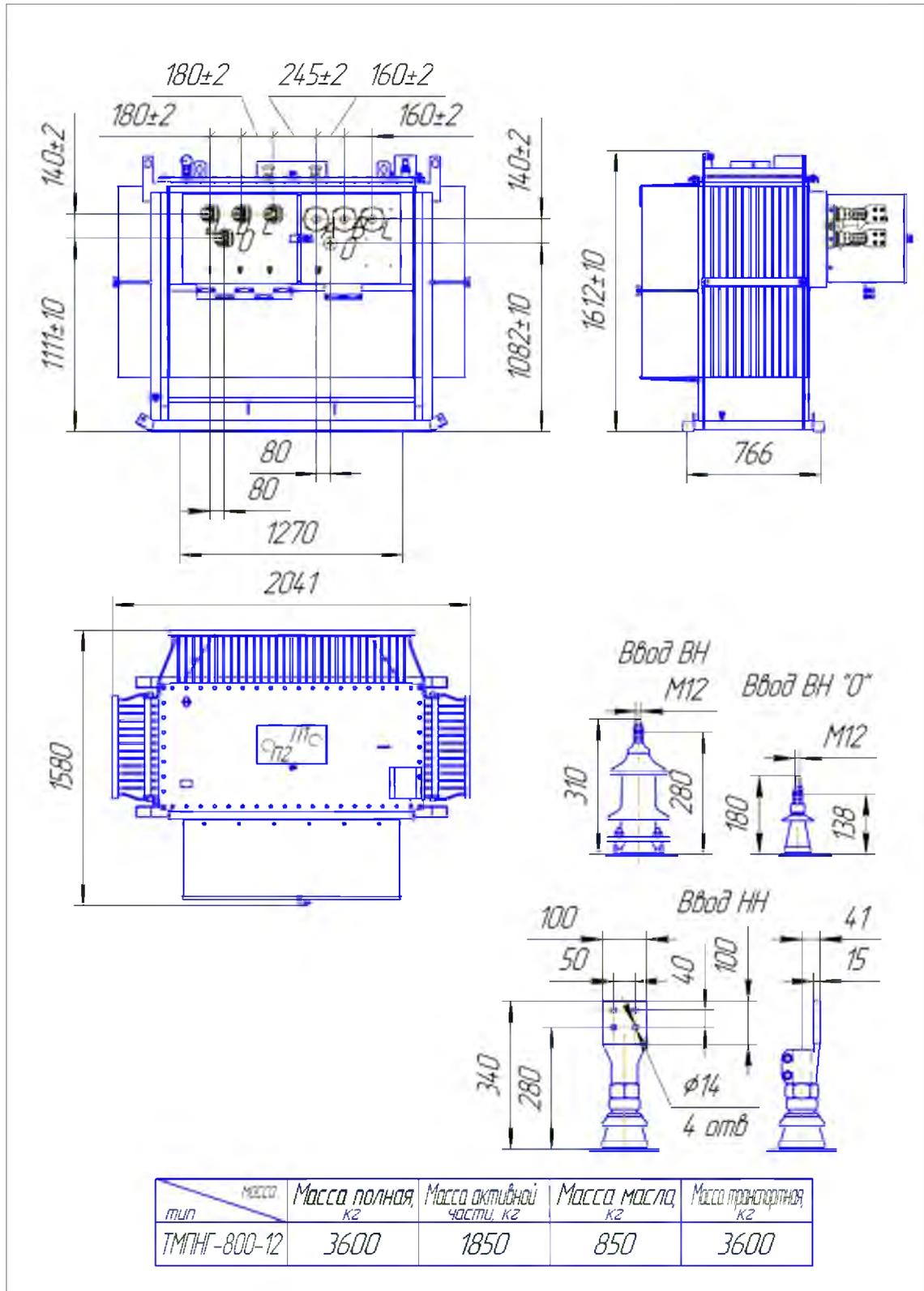


Рис. П2.3.10 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПИГ-(Ч)-СЭЦ-800/6-12

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ 2 ЧАСТЬ 3

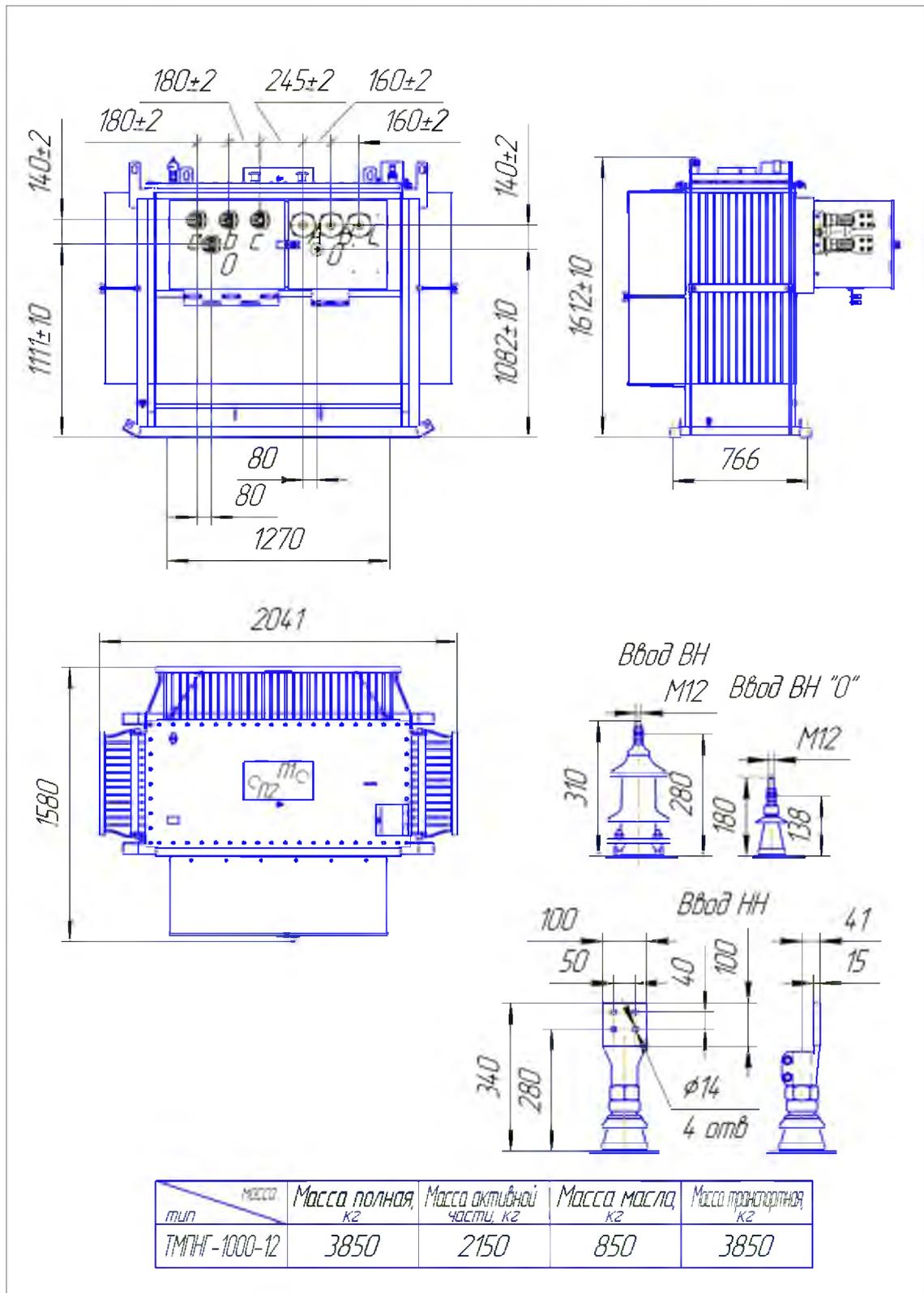


Рис. П2.3.11 Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформаторов ТМПИГ-(Ч)-СЭЦ-1000/6-12

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

НАКОНЕЧНИКИ С ПРИЖИМАМИ ПРОВОДОВ

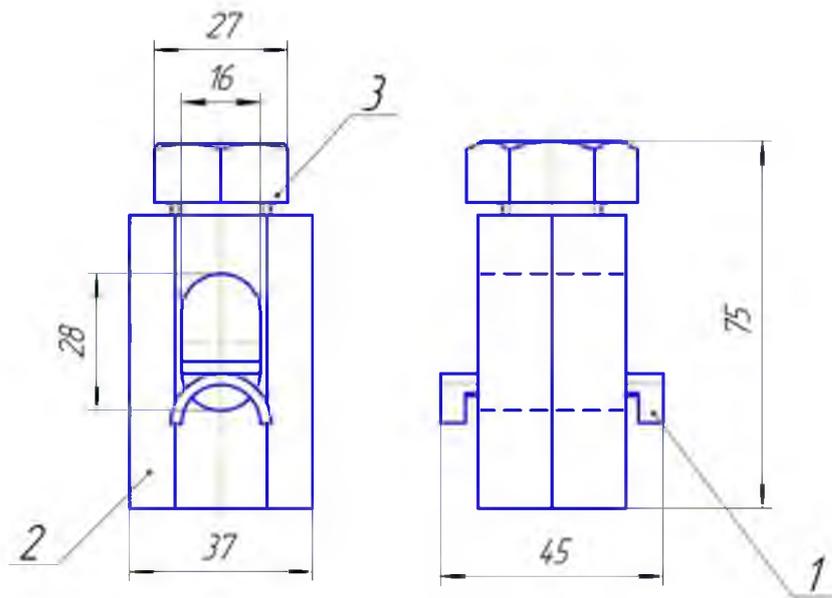


Рис. ПЗ.1 Наконечник на вводы НН трансформаторов мощностью до 400 кВА включительно.

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

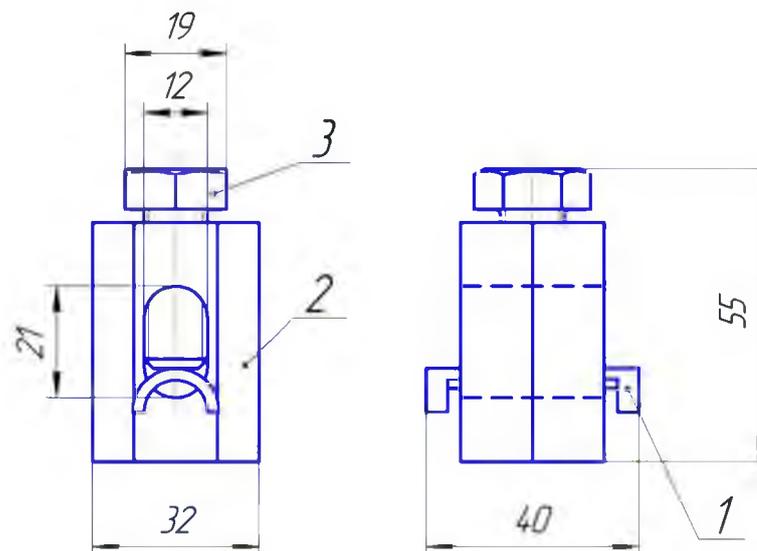
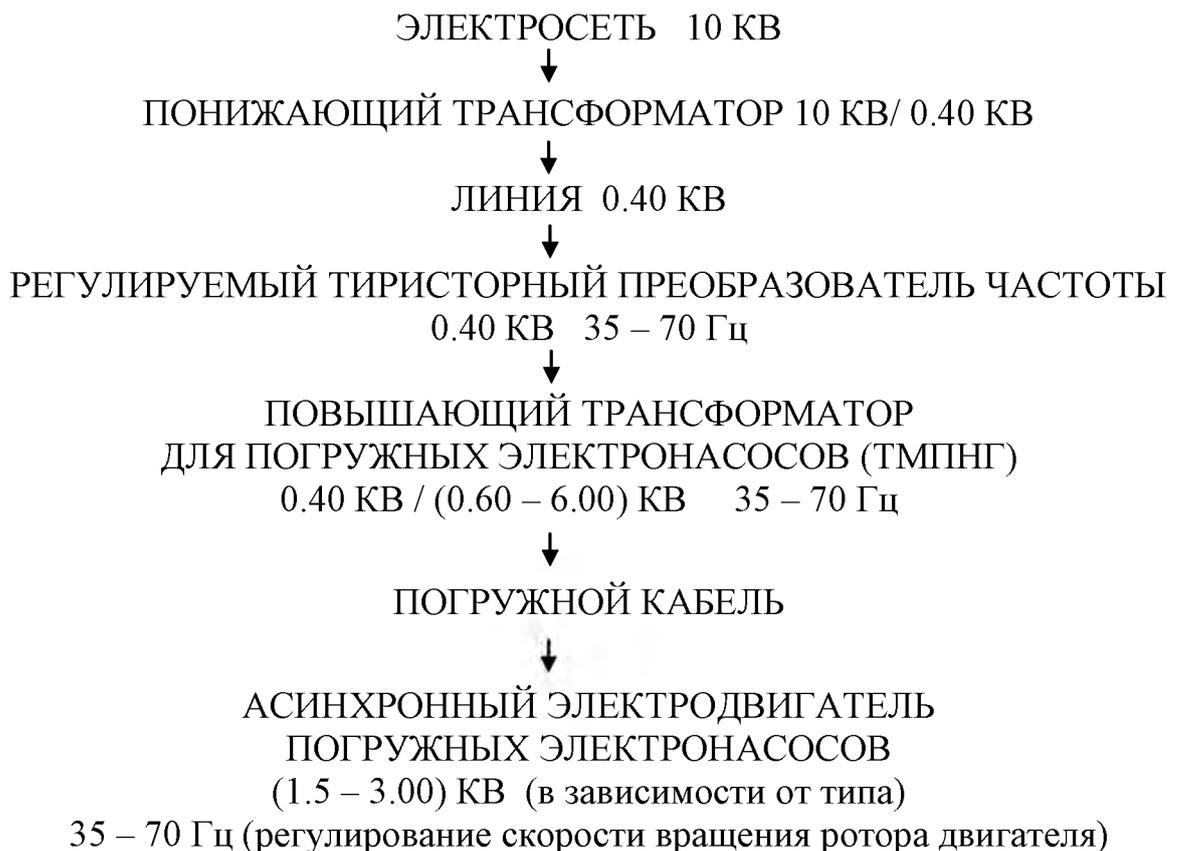


Рис. ПЗ.2 Наконечник с прижимом провода на вводы ВН.

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

ПРИЛОЖЕНИЕ 4**ПАРАМЕТРЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ ДЛЯ ПОГРУЖНЫХ
ЭЛЕКТРОНАСОСОВ ПРИ РЕГУЛИРУЕМОЙ ЧАСТОТЕ**

Питание электродвигателей погружных насосов, установленных в нефтяных скважинах, осуществляется от электрических сетей по следующей схеме.



Работа трансформатора с регулируемой частотой при фиксированной амплитуде магнитной индукции в магнитопроводе:

Номинальная частота сети, как известно, равна $f_n = 50$ Гц.

Частота переменного напряжения от тиристорного преобразователя задаётся обычно в пределах $f = 35 - 70$ Гц.

При работе с номинальным током нагрузки наиболее тяжёлый режим, естественно, при максимальной частоте, так как потери холостого хода в электротехнической стали и добавочные потери от вихревых токов в прово-

дах обмоток и в металлоконструкциях определяются квадратом частоты.

Потери холостого хода в электротехнической стали подразделяются на потери на гистерезис и потери на вихревые токи:

$$P_{xx} = P_{\Gamma} + P_{\text{в}}$$

При номинальной частоте 50 Гц эти потери находятся примерно в следующем соотношении: потери на гистерезис $P_{\Gamma} = 0.3P_{xx}$; потери на вихревые токи $P_{\text{в}} = 0.7P_{xx}$.

Потери на гистерезис пропорциональны частоте, потери на вихревые токи пропорциональны квадрату частоты. Следовательно, потери холостого хода при частоте f , отличной от номинальной:

$$P_{xxf} = 0.3(f/50) * P_{xx} + 0.7(f/50)^2 * P_{xx} = (0.3(f/50) + 0.7(f/50)^2) * P_{xx}.$$

К примеру, если частота равна 70 Гц, то потери при этой повышенной частоте

$$P_{xxf} = (0.3(f/50) + 0.7(f/50)^2) * P_{xx} = 1.8 * P_{xx}.$$

Потери от вихревых токов в проводах обмоток и в металлоконструкциях относятся к добавочным потерям короткого замыкания. Эти потери пропорциональны квадрату частоты.

Полные потери КЗ при частоте f :

$$P_{\text{КЗ}f} = P_{\text{осн}} * (1.0 + (f/50)^2 * (P_{\text{доб}}\%/100\%)),$$

где $P_{\text{осн}}$ - основные потери КЗ, определяемые омическими сопротивлениями постоянному току обмоток, не зависят от частоты., $P_{\text{доб}}\%$ - добавочные потери в обмотках и металлоконструкциях, в процентах по отношению к основным потерям.

Как правило добавочные потери по отношению к основным, омическим потерям $P_{\text{доб}}\%$, составляют не более 20 %.

Если условие $U / f = \text{const}$ не соблюдается, то возникают тяжёлые условия работы. При условии постоянства напряжений и токов и регулирования частоты наиболее тяжёлый режим получается при уменьшенной частоте.

В этом случае амплитуда магнитной индукции находится на кривой намагничивания в зоне насыщения, в результате чего резко, до недопустимого уровня, увеличиваются потери ХХ и токи намагничивания и генерируются

значительные по величине высшие гармоники тока. Для предотвращения этих явлений при пониженной частоте необходимо усиливать стержни и ярма магнитопровода, что приводит, естественно, к повышенному расходу активных материалов и увеличению стоимости при изготовлении трансформатора

НЕСОБЛЮДЕНИЕ УСЛОВИЯ $U / f = \text{const}$ ВЛЕЧЕТ РАБОТУ ТРАНСФОРМАТОРА В АВАРИЙНОМ РЕЖИМЕ.

:

(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