

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2023 г. № 437

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИД	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверждения акта испытаний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1.	Комплексы автоматизированные измерительные управляющие «КИ-Ноябрьская ПГЭ»	-	1, 2, 3	50711-12	-	НПГЭ.421417.001. МП	-	МП 208-036-2022	-	11.12.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр автоматизации и метрологии» (ООО «ИЦАМ»), г. Пермь	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
2.	Счетчики тепловой энергии и воды	ULTRANEAT T	ULTRANEAT T T450/UH40 зав. №№ 71217383, 71217382; ULTRANEAT T T330/UH30 зав. №№ 71221584, 71221585; ULTRANEAT T T150/2WR7 зав. № 71502519	51439-12	-	-	МП 51439-12	МП 208-035-2022	-	27.10.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Ультратех» (ООО «Ультратех»), г. Москва	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

3.	Измерители динамического модуля упругости грунтов	Zorn ZFG	Zorn ZFG 3.0 GPS зав. № 12727, Zorn ZFG 3.1 GPS зав. №№ 12196, 12766	52068-12	-	Руководство по эксплуатации «Измерители динамического модуля упругости грунтов Zorn ZFG 3.00 GPS» (раздел 12), руководство по эксплуатации «Измерители динамического модуля упругости грунтов Zorn ZFG 3000 GPS» (раздел 16)	-	МП-03-2022-20	-	21.10.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Лабораторные Диагностические Системы» (ООО «ЛДС»), г. Москва	ФБУ «Челябинский ЦСМ», г. Челябинск
4.	Преобразователи измерительные многофункциональные	ЭНИП-2	88762, №106098	56174-14	-	ЭНИП.411187.01/1	-	ЭНИП.411187.001/2	-	07.12.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «Энергосервис» г. Москва (ООО «Инженерный центр «Энергосервис»)), г. Москва	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» г. Санкт-Петербург
5.	Газоанализаторы	ИДК-10	20937, 20938	66741-17	-	МП 242-2061-2016, МП 242-2061-2019, МП 242-2061-2021	-	МП 242-2061-2022	-	20.12.2022	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «Томская электронная компания» (ООО НПП «ТЭК»), г. Томск	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Санкт-Петербург

6.	Комплексы измерительно- вычислительные	ТН-01	21-040.004.1	67527-17	-	МП 0971-14- 2019	-	МП 1470-14- 2022	-	31.10. 2022	Акционерное общество «Транснефть - Верхняя Волга» (АО «Транснефть - Верхняя Волга»), г. Нижний Новгород	ВНИИР - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» , Республика Татарстан, г. Казань
7.	Счетчики электрической энергии трехфазные статические	СТЭМ-300	22 000346, 22 001124, 22 001217, 22 000712, 22 000125, 22 000233	71771-18	-	НШТВ.411152. 001РЭ1 с изменением № 2	-	НШТВ.411152. 001МП	-	11.11. 2022	Общество с ограниченной ответственностью «СИ-АРТ» (ООО «СИ-АРТ»), г. Нижний Новгород	ФБУ «Нижегородск ий ЦСМ», г. Нижний Новгород
8.	Анализаторы качества электрической энергии	МІ 2892, МІ 2893	мод. МІ 2892; зав. №22201388; мод. МІ 2893; зав. №21371156	75686-19	-	РТ-МП-5933- 551-2019	-	РТ-МП-5933- 551-2019 (с Изменением №1)	-	30.08. 2022	Общество с ограниченной ответственностью «Еврогест» (ООО «Еврогест»), г. Санкт-Петербург	ФБУ «Ростест- Москва», г. Москва

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2023 г. № 437

Регистрационный № 75686-19

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы качества электрической энергии МІ 2892, МІ 2893

Назначение средства измерений

Анализаторы качества электрической энергии МІ 2892, МІ 2893 (далее – анализаторы) предназначены для измерений силы постоянного и переменного тока, напряжения, частоты переменного тока и анализа показателей качества электрической энергии.

Описание средства измерений

Конструктивно анализаторы выполнены в пластмассовых корпусах из черного пластика. В качестве датчиков тока используются клещи, работающие по принципу пояса Роговского или по принципу трансформатора тока с магнитным сердечником.

На верхней торцевой панели расположены разъемы для подключения к объекту измерений и разъем для внешнего питания. На лицевой панели расположен цветной ЖК-дисплей, клавиатура, разъем для подключения съемной карты памяти microSD, разъемы RS-232, Ethernet и USB. На нижней поверхности прибора находится батарейный отсек, закрытый крышкой, и подставка.

Принцип действия анализаторов основан на измерении силы тока, напряжения и частоты переменного тока с последующим аналогово–цифровым преобразованием измеренных значений и выводом результатов измерений на ЖК–дисплей или их записью в энергонезависимую память.

К данному типу анализаторов качества электрической энергии относятся две модификации МІ 2892 и МІ 2893. Модификации отличаются друг от друга диапазонами измерений частоты и гармонических составляющих, частотой дискретизации при измерении переходных процессов.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, наносится на корпус анализатора в виде наклейки и имеет цифровое обозначение

Общий вид анализаторов качества электрической энергии МІ 2892, МІ 2893 и схема пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунках 1 и 2.



Рисунок 1 – Общий вид анализаторов качества электрической энергии MI 2892, MI 2893



Рисунок 2 –Место нанесения пломбы завода-изготовителя, знака утверждения типа и заводского номера

Программное обеспечение

Управление настройками и параметрами режима работы анализаторов, вывод информации на экран осуществляются посредством программного обеспечения.

Программное обеспечение анализаторов встроено в защищённую от записи память микроконтроллера, что исключает возможность его несанкционированной настройки и вмешательства, приводящих к искажению результатов измерений.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077–2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование ПО	MI 2892	MI 2893	MI 2892, MI 2893	
Наименование ПО	Микро-программа	Микро-программа	PowerView3, 32 bit	PowerView3, 64 bit
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже 2.0.3349	Не ниже 1.0.3388	Не ниже 3.0.0.3855	Не ниже 3.0.0.3855
Цифровой идентификатор ПО	-		-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений силы переменного тока, А токовыми клещами: – A1281 – A1588 – A1033 – A1122 – A1069 – A1391 PQA – A1636 – A1227 – A1227 5M – A1445 – A1582 – A1501 – A1502 – A1503 – A1446 трансформатором тока: – A1037 Диапазон измерений силы постоянного тока, А токовыми клещами: – A1636	от 0,05 до 1200,00 от 0,05 до 100,00 от 2 до 1000 от 0,025 до 10 от 0,5 до 200 от 0,5 до 200 от 20 до 1000 от 3 до 6000 от 3 до 6000 от 3 до 6000 от 3 до 6000 от 3 до 6000 от 3 до 6000 от 6 до 12000 от 6 до 12000 от 0,01 до 10,00 от 40 до 2000

Продолжение таблицы 2

1	2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений силы переменного и постоянного тока, А токовыми клещами – А1281 – А1588 – А1033 – А1122 – А1069 – А1391 PQA – А1636 – А1227 – А1227 5М – А1445 – А1582 – А1501 – А1502 – А1503 – А1446 трансформатором тока: – А1037	$\pm(0,005 \cdot I_{\text{изм}})$ $\pm(0,005 \cdot I_{\text{изм}})$ $\pm(0,013 \cdot I_{\text{изм}})$ $\pm(0,013 \cdot I_{\text{изм}})$ $\pm(0,013 \cdot I_{\text{изм}})$ $\pm(0,013 \cdot I_{\text{изм}})$ $\pm(0,013 \cdot I_{\text{изм}})$ $\pm(0,015 \cdot I_{\text{изм}})$ $\pm(0,015 \cdot I_{\text{изм}})$ $\pm(0,015 \cdot I_{\text{изм}})$ $\pm(0,015 \cdot I_{\text{изм}})$ $\pm(0,015 \cdot I_{\text{изм}})$ $\pm(0,015 \cdot I_{\text{изм}})$ $\pm(0,015 \cdot I_{\text{изм}})$ $\pm(0,015 \cdot I_{\text{изм}})$ $\pm(0,015 \cdot I_{\text{изм}})$ $\pm(0,003 \cdot I_{\text{изм}})$
Диапазон установки номинального значения напряжения, $U_{\text{ном}}$, В – фазное напряжение – линейное напряжение	от 50 до 1000 от 50 до 1730
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений напряжения переменного тока, В – фазное напряжение, в диапазоне от $0,1 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$ – фазное напряжение, среднеквадратическое значение, обновляемое для каждого полупериода, в диапазоне от $0,03 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$ – линейное напряжение, в диапазоне от $0,1 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$ – линейное напряжение, среднеквадратическое значение, обновляемое для каждого полупериода, в диапазоне от $0,1 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm(0,001 \cdot U_{\text{ном}})$ $\pm(0,002 \cdot U_{\text{ном}})$ $\pm(0,001 \cdot U_{\text{ном}})$ $\pm(0,002 \cdot U_{\text{ном}})$
Диапазон измерений частоты переменного тока, Гц – для МІ 2892 – для МІ 2893	от 42,5 до 69 от 42,5 до 69 от 5 до 110 от 335 до 465
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты переменного тока, Гц – в диапазоне от 42,5 до 69 Гц – в диапазоне от 5,0 до 110,0 Гц – в диапазоне от 335 до 465 Гц	$\pm 0,01$ $\pm(0,008 \cdot F_{\text{изм}})$ $\pm 0,1$

Продолжение таблицы 2

1	2
Диапазон измерений дозы фликера – кратковременная доза – длительная доза	от 0,2 до 10 от 0,2 до 10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фликера	$\pm(0,05 \cdot X_{\text{изм}})$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений активной мощности, Вт – с токовыми клещами – А1281 – А1588 – А1227 – А1445 – А1501 – А1502 – А1503 – А1446	$\pm(0,007 \cdot P_{\text{изм}})$ $\pm(0,007 \cdot P_{\text{изм}})$ $\pm(0,017 \cdot P_{\text{изм}})$ $\pm(0,017 \cdot P_{\text{изм}})$ $\pm(0,017 \cdot P_{\text{изм}})$ $\pm(0,017 \cdot P_{\text{изм}})$ $\pm(0,017 \cdot P_{\text{изм}})$ $\pm(0,017 \cdot P_{\text{изм}})$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений реактивной мощности, вар – с токовыми клещами – А1281 – А1588 – А1227 – А1445 – А1501 – А1502 – А1503 – А1446	$\pm(0,007 \cdot Q_{\text{изм}})$ $\pm(0,007 \cdot Q_{\text{изм}})$ $\pm(0,017 \cdot Q_{\text{изм}})$ $\pm(0,017 \cdot Q_{\text{изм}})$ $\pm(0,017 \cdot Q_{\text{изм}})$ $\pm(0,017 \cdot Q_{\text{изм}})$ $\pm(0,017 \cdot Q_{\text{изм}})$ $\pm(0,017 \cdot Q_{\text{изм}})$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений полной мощности, В·А – с токовыми клещами – А1281 – А1588 – А1227 – А1445 – А1501 – А1502 – А1503 – А1446	$\pm(0,007 \cdot S_{\text{изм}})$ $\pm(0,007 \cdot S_{\text{изм}})$ $\pm(0,017 \cdot S_{\text{изм}})$ $\pm(0,017 \cdot S_{\text{изм}})$ $\pm(0,017 \cdot S_{\text{изм}})$ $\pm(0,017 \cdot S_{\text{изм}})$ $\pm(0,017 \cdot S_{\text{изм}})$ $\pm(0,017 \cdot S_{\text{изм}})$
Диапазон измерений коэффициента мощности	от -1 до +1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента мощности	$\pm 0,02$
Диапазон измерений активной и реактивной энергии, Вт·ч, вар·ч	от 1 до $999 \cdot 10^9$

Продолжение таблицы 2

1	2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений активной и реактивной энергии, Вт·ч, вар·ч – с токовыми клещами – А1281 – А1588 – А1227 – А1445 – А1501 – А1502 – А1503 – А1446 – А1033	$\pm(0,008 \cdot W_{\text{изм}})$ $\pm(0,008 \cdot W_{\text{изм}})$ $\pm(0,018 \cdot W_{\text{изм}})$ $\pm(0,018 \cdot W_{\text{изм}})$ $\pm(0,018 \cdot W_{\text{изм}})$ $\pm(0,018 \cdot W_{\text{изм}})$ $\pm(0,018 \cdot W_{\text{изм}})$ $\pm(0,018 \cdot W_{\text{изм}})$ $\pm(0,018 \cdot W_{\text{изм}})$ $\pm(0,016 \cdot W_{\text{изм}})$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня гармонических составляющих напряжения, В – в диапазоне от 0 до $0,01 \cdot U_{\text{ном}}$ включ. – в диапазоне св. $0,01 \cdot U_{\text{ном}}$ до $0,2 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,0005 \cdot U_{\text{ном}}$ $\pm 0,05 \cdot U_{\text{hN}}$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня гармонических составляющих силы тока, А – в диапазоне от 0 до $0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ включ. – в диапазоне св. $0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{ном}}$	$\pm 0,0015 \cdot I_{\text{ном}}$ $\pm 0,05 \cdot I_{\text{hN}}$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня интегармонических составляющих напряжения, В – в диапазоне от 0 до $0,01 \cdot U_{\text{ном}}$ включ. – в диапазоне св. $0,01 \cdot U_{\text{ном}}$ до $0,2 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,0005 \cdot U_{\text{ном}}$ $\pm 0,05 \cdot U_{\text{hN}}$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня интергармонических составляющих силы тока, А – в диапазоне от 0 до $0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ включ. – в диапазоне св. $0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{ном}}$	$\pm 0,0015 \cdot I_{\text{ном}}$ $\pm 0,05 \cdot I_{\text{hN}}$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения, % – в диапазоне от 0 до $0,2 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,3$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений суммарного коэффициента гармонических составляющих силы тока, % – в диапазоне от 0 до $I_{\text{ном}}$ включ. – в диапазоне св. $I_{\text{ном}}$ до $2 \cdot I_{\text{ном}}^*$	$\pm 0,6$ $\pm 0,3$
Диапазон измерений коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности, %	от 0,5 до 5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности, %	$\pm 0,15$
Диапазон измерений коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности, %	от 0,5 до 5

Окончание таблицы 2

1	2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности, %	$\pm 0,15$
Диапазон измерений временных перенапряжений и провалов, В	от $0,1 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений временных перенапряжений и провалов, В	$\pm 0,002 \cdot U_{\text{ном}}$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений интервалов времени, с	$\pm 0,3$
Примечания $I_{\text{изм}}$ – значение измеренной силы тока, А $I_{\text{ном}}$ – номинальное значение силы тока, А $U_{\text{изм}}$ – значение измеренного напряжения, В $U_{\text{ном}}$ – номинальное значение напряжения, В $F_{\text{изм}}$ – значение измеренной частоты, Гц $X_{\text{изм}}$ – измеренное значение дозы фликера $P_{\text{изм}}$ – измеренное значение активной мощности, Вт $Q_{\text{изм}}$ – измеренное значение реактивной мощности, вар $S_{\text{изм}}$ – измеренное значение полной мощности, В·А $W_{\text{изм}}$ – измеренное значение активной или реактивной электрической энергии, Вт·ч или вар·ч U_{hN} – измеренное значение гармоник или интергармоник напряжения I_{hN} – измеренное значение гармоник или интергармоник тока	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока, В	220
– частота переменного тока, Гц	50
– напряжение постоянного тока, В	12
Габаритные размеры, мм (длина × ширина × высота)	230×140×80
Масса, кг, не более	1,1
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды, °С	от -20 до +55
– относительная влажность, %	от 5 до 98

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации или паспорт анализатора типографским способом и на заднюю часть корпус анализатора в виде голографической наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор качества электрической энергии	MI 2892 или MI 2893	1 шт.
Токовые клещи	В зависимости от заказа	4 шт.
Температурный щуп	A 1354	1 шт.
Измерительные наконечники с цветовой кодировкой	—	5 шт.
Зажим «крокодил» с цветовой кодировкой	—	5 шт.
Провод для измерения напряжения с цветовой кодировкой	—	5 шт.
Кабель USB	—	1 шт.
Кабель Ethernet	—	1 шт.
Адаптер блока питания 12 В/1,2 А	—	1 шт.
Аккумуляторы никель-металлогидридные, тип HR 6 (AA)	—	6 шт.
Мягкая сумка для переноски	—	1 шт.
Компакт-диск с программным обеспечением	PowerView v3.0	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Эксплуатация прибора» руководства по эксплуатации

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 3 сентября 2021 г. №1942 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. №3457 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Росстандарта от 27 декабря 2018 г. №2768 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»;

Приказ Росстандарта от 13 октября 2022 г. №2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Приказ Росстандарта от 23 июня 2021 г. №1436 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»;

Стандарт предприятия изготовителя «METREL d.d.», Словения.

Изготовитель

«METREL d.d.», Словения

Адрес: Ljubljanska cesta 77, SI-1354, Horjul, Slovenija

Телефон: + (386)1 755 82 00

Web-сайт: <http://www.metrel.si>

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-т, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00 Факс: +7 (495) 546-45-01

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2023 г. № 437

Регистрационный № 52068-12

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители динамического модуля упругости грунтов Zorn ZFG

Назначение средства измерений

Измерители динамического модуля упругости грунтов Zorn ZFG (далее - измерители) предназначены для определения динамического модуля упругости (несущей способности) грунта и оснований дорог методом штампа, имитирующим проезд автомобиля по дорожному покрытию, согласно основным положениям стандарта ГОСТ Р 59866-2022.

Описание средства измерений

Измерители состоят из механического ударного устройства и электронного блока. Принцип работы измерителей заключается в измерении амплитуды полной осадки (перемещения) S грунта под круглым штампом (платформой, плитой), при воздействии на него ударной силы (нагрузки) F . Во время удара электронный блок измерителя автоматически записывает сигнал с датчика перемещения. Одновременно с этим, микропроцессор производит двойное интегрирование сигнала ускорения, и вычисляет амплитуду осадки грунта. По формуле, связывающей измеренную величину амплитуды полной осадки (перемещения) S грунта и ударную силу (нагрузку) F , в электронном блоке вычисляется динамический модуль упругости E_{vd} , характеризующий деформативность грунта.

Измерители выпускаются в трех модификациях: Zorn ZFG 3.0 в исполнениях с GPS и без него, Zorn ZFG 3.1 в исполнениях с GPS и без него и Zorn ZFG 3000 в исполнениях с GPS и без него. Модификации измерителей отличаются конструкцией электронных блоков и их функциональностью. Все модификации имеют возможность работы с нагрузочными механизмами 10 кг и 15 кг.

Модификация Zorn ZFG 3.1 оснащена беспроводным модулем Wi-Fi для передачи измеренных данных.

Внешний вид измерителей представлен на рисунке 1, 2 и 3.

Пломбирование измерителей не предусмотрено. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Место защиты измерителей динамического модуля упругости грунтов Zorn ZFG от несанкционированного доступа представлено на рисунке 4.

Заводской номер наносится на табличку измерителя методом гравировки и/или специальной наклейки, в виде цифрового или буквенно-цифрового кода. Место нанесения заводского номера представлен на рисунках 5-7.

Место нанесения знака утверждения типа на нагрузочном приспособлении на рисунке 8



Рисунок 1 – Zorn ZFG 3.0



Рисунок 2 – Zorn ZFG 3000



Рисунок 3 – Zorn ZFG 3.1



Рисунок 4 - Место защиты измерителей динамического модуля упругости грунтов Zorn ZFG от несанкционированного доступа



Место нанесения заводского номера

Рисунок 5 - Место нанесения заводского номера на электронном блоке



Место нанесения заводского номера

Рисунок 6 - Место нанесения заводского номера на нагрузочной плите



Место нанесения заводского номера

Рисунок 7 - Место нанесения заводского номера на нагрузочном приспособлении



Место нанесения знака утверждения типа

Рисунок 8 - Место нанесения знака утверждения типа

Программное обеспечение

Исполнительный код программного обеспечения измерителя храниться в постоянном запоминающем устройстве и в энергонезависимой памяти данных, которые находятся на одном кристалле микроконтроллера. Защита этих областей осуществляется на стадии программирования кристалла установкой ячеек защиты. После программирования этих ячеек, доступ к метрологически значимой части программного обеспечения прекращается.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» по Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения для модификаций:		
	Zorn ZFG 3.1	Zorn ZFG 3.0	Zorn ZFG 3000
Идентификационное наименование ПО	Z31_V10.txt	Z30_V10.txt	Z3000_V10.txt
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V1.0	не ниже V1.0	не ниже V1.0
Цифровой идентификатор ПО	—	—	—
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	—	—	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристик	Значение характеристики при массе падающего груза	
	10 кг	15 кг
Диапазон измерения динамического модуля упругости, МН/м²	от 4,5 до 112,5	от 6,7 до 168,7
Диапазон измерения перемещения штампа, мм	от 0,1 до 5,0	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения динамического модуля упругости, %	± (2/S)	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности перемещения штампа, мм	± 0,02	
Примечание: S – измеренное значение перемещения штампа, мм		

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристик	Значение характеристики при массе падающего груза	
	10 кг	15 кг
Максимальная сила воздействия штампа, кН	7,09	10,62
Питание прибора от источника постоянного тока напряжением, В	от 4,8 до 6,0	
Рабочий диапазон температур окружающего воздуха модификации, °C: - Zorn ZFG 3.0 и Zorn ZFG 3.1 - Zorn ZFG 3000	от 0 до 40 от 0 до 50	
Габаритные размеры, мм, не более: - устройства нагрузки и пластины - измерительный блок модификации Zorn ZFG 3.0 и Zorn ZFG 3.1 - измерительный блок модификации Zorn ZFG 3000 GPS	1300x400 100x210x40 300x270x170	
Масса устройства нагрузки и пластины, кг, не более	35	40
Масса измерительного блока модификации, кг, не более: - Zorn ZFG 3.0 и Zorn ZFG 3.1 - Zorn ZFG 3000 GPS	1 5	

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульном листе руководств по эксплуатации и методом фрезерования на механическом ударном устройстве

Комплектность средства измерений

Измерители динамического модуля упругости грунтов Zorn ZFG модификации Zorn ZFG 3.0 (в исполнениях с GPS и без него) и Zorn ZFG 3.1 (в исполнениях с GPS и без него) электронный блок поставляются в 3-х различных комплектациях:

1. в переносной сумке
2. в кейсе
3. с принтером (в комплекте с кейсом)

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	1	2	3
Измеритель динамического модуля упругости грунтов (в исполнениях с GPS и без него)	Zorn ZFG 3.0/ Zorn ZFG 3.1	X	X	X
Устройство нагрузки 10 и 15 кг (в зависимости от заказа)		X	X	X
Нагрузочная плита		X	X	X
Соединительный кабель		X	X	X
Карта SD (мин. 1 гигабайт)		X	X	X
Руководство по эксплуатации «Измеритель динамического модуля упругости грунтов Zorn ZFG 3.0, ZFG 3.1, ZFG 3000»		X	X	X
Протокол калибровок		X	X	X
Переносная сумка		X		
Кейс (в комплекте с отверткой)			X	X
Принтер, блок питания, кабель для принтера, запасной рулон термобумаги				X

Измерители динамического модуля упругости грунтов Zorn ZFG модификации Zorn ZFG 3000 поставляется в следующей комплектации:

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Примечание
Измеритель динамического модуля упругости грунтов (в исполнениях с GPS и без него)	Zorn ZFG 3000	(в зависимости от заказа)
Устройство нагрузки 10 и 15 кг		(в зависимости от заказа)
Нагрузочная плита (300 мм) с интегрированным датчиком подключения кабеля		
SD-Карта (мин. 1Гб)		
USB устройство для считывания SD-Карт		(в зависимости от заказа)
Программное обеспечение Zorn ZFG 3000 (Диск)		(в зависимости от заказа)
Зарядное устройство ES18E12-P1J		
12В зарядное автомобильное устройство		
Руководство по эксплуатации «Измеритель динамического модуля упругости грунтов Zorn ZFG 3.0, ZFG 3.1, ZFG 3000»		
Протокол калибровки		(в зависимости от заказа)

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 руководства по эксплуатации «Измеритель динамического модуля упругости грунтов ZFG 3.0, ZFG 3.1, ZFG 3000».

Нормативные документы устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2840;

Техническая документация фирмы-изготовителя ZORN INSTRUMENTS GmbH & Co. KG, Германия.

Изготовитель

ZORN INSTRUMENTS GmbH & Co. KG, Германия

Адрес: 35976, Германия, Штендаль, Бенцштрассе 1 (39576, Germany, Stendal, Benzstr. 1)

Телефон +49 (3931) 2522730, факс +49 (3931) 25227310

www.zorn-instruments.de, e-mail: info@zorn-instruments.de

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Челябинской области» (ФБУ «Челябинский ЦСМ»)

Адрес: 454020, г. Челябинск, ул. Энгельса, д. 101

Телефон/факс: (351) 232-04-01

E-mail: stand@chelcsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00234-2013.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии трехфазные статические СТЭМ-300

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии трёхфазные статические СТЭМ-300 предназначены для измерения активной и реактивной энергии прямого и обратного направлений и четырехквadrантной реактивной энергии, ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии в трехпроводных и четырехпроводных сетях переменного тока, ведения профиля параметров сети, автоматического анализа качества электроэнергии.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков СТЭМ-300 основан на преобразовании входных сигналов тока и напряжения трёхфазной сети из аналогового представления в цифровое с помощью специализированной микросхемы, выполненной по технологии «система на кристалле» (System on Chip – SoC).

Измерительные входы счетчика имеют каналы измерения тока и напряжения. Датчиками тока являются трансформаторы тока, включенные последовательно в цепь тока; датчиками напряжения – резистивные делители, включенные в параллельную цепь напряжения. Сигналы с датчиков поступают на входы 16-разрядных АЦП специализированной микросхемы SoC, ядро цифровой обработки сигналов (ЦОС) которой преобразует оцифрованные сигналы тока и напряжения в значения активной и реактивной мощности. Значения активной и реактивной мощности поступают в модуль, преобразующий их в частоту импульсов активной и реактивной энергий, прямо пропорциональных значениям соответствующих мощностей. Помимо функций измерителя энергии, SoC имеет батарейный домен реального времени, драйвер ЖКИ, локальные цифровые интерфейсы, сигналы дискретного ввода/вывода для управления и контроля внутренней периферией прибора. Микроконтроллерное ядро SoC работает под управлением специализированного встроенного программного обеспечения, реализующего функциональность формирования, регистрации, сохранения в энергонезависимой памяти измеряемых счетчиком параметров.

Обмен по одному или нескольким цифровым интерфейсам реализуется с помощью интерфейсного контроллера, который мультиплексирует цифровые потоки между приемопередатчиком (UART) SoC и внешними интерфейсами счетчика, обеспечивая одновременный равноприоритетный обмен данными. Если по одному из интерфейсов подана команда на запись (параметрирование прибора), то во избежание возможных коллизий, формирование ожидаемых ответов на запросы по другим интерфейсам прерывается, формируются ответы вида «прибор занят». Интерфейсный контроллер работает под управлением специализированного встроенного программного обеспечения, реализующего функциональность управления цифровыми интерфейсами и приема/передачи данных между интерфейсами, а также между каким-либо интерфейсом и SoC.

Ядро ЦОС формирует следующие сигналы: первичные цифровые отсчеты напряжения и тока, используемые для дискретного преобразования Фурье; отсчеты напряжения и тока, усредненные на интервале $\frac{1}{2}$ периода сети; отсчеты активной и реактивной мощности, напряжения, тока, усредненные на интервале 960 мс. Первичные отсчеты напряжения и тока передаются в интерфейсный контроллер, который выполняет дискретное преобразование Фурье на интервале 10 периодов сети и вычисляет коэффициенты гармоник на интервале объединения 10 минут. Отсчеты напряжения и тока на интервале $\frac{1}{2}$ периода сети являются источником данных для измерения качества сети: регистратора быстрых изменений напряжения по ГОСТ 32144-2013 (провалы напряжения, прерывания напряжения, перенапряжения), измерителя частоты сети с объединением на интервале 10с, измерителя медленных изменений напряжения, дозы фликера, несимметрии трехфазной сети с объединением на интервале 150 периодов сети и последующем объединении на интервале 10 минут по ГОСТ 32144-2013 класс S. Маркированные данные отбрасываются. Отсчеты, усредненные на интервале 960 мс, используются для накопительных регистров энергии и измерения параметров сети.

Счетчики электрической энергии трёхфазные статические СТЭМ-300 выпускаются в различных вариантах исполнения, которые отличаются классами точности, номинальными и максимальными токами, номинальными напряжениями, постоянной счетчика, вариантом подключения к сети (непосредственного подключения или включаемых через трансформатор), типами интерфейсов связи (RS-485, RF; GSM), типом антенны и наличием резервного источника питания. Варианты исполнения счетчиков приведены в таблице 1.

Счетчики являются законченными укомплектованными изделиями, для установки которых на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в эксплуатационной документации, в которой нормированы метрологические характеристики измерительных каналов системы. В счетчиках реализованы три протокола обмена: СПОДЭС; МЭК 60870-5; MPro.

Запись счетчика при его заказе и в конструкторской документации другой продукции состоит из наименования «Счётчик электрической трехфазный статический», условного обозначения счетчика из таблицы 1 и номера технических условий.

Пример записи счётчиков-«Счетчик электрической энергии трехфазный статический СТЭМ 300.153GSINU НШТВ.411152.001ТУ».

Счетчики с номинальным напряжением $3 \times (57,7-115)/(100-200)$ В могут использоваться на подключениях с номинальными фазными напряжениями из ряда: 57,7; 63,5; 100; 110; 115 В. Счетчики с номинальным напряжением $3 \times (120-230)/(208-400)$ В могут использоваться на подключениях с номинальными фазными напряжениями из ряда: 120, 127, 173, 190, 200, 220, 230 В.

Таблица 1-Варианты исполнения счетчиков

Условное обозначение счетчика СТЭМ-300	Класс точности измерения активной/реактивной энергии	Номинальный или базовый/максимальный ток, А	Номинальное напряжение, В	Опциональные интерфейсы			ТНП	РП
				RS-485	GSM	RFID		
Счетчики непосредственного включения								
131	1/1	5/100	3×(120-230)/ (208-400)					
131G	1/1				*			
131N	1/1						*	
131GN	1/1				*		*	
131U	1/1							*
131GNU	1/1				*		*	*
133SU	0,5S/1	5/100	3×(120-230)/ (208-400)	*				*
133SNU	0,5S/1			*				*
133GSU	0,5S/1			*	*			*
133GSNU	0,5S/1			*	*		*	*

Продолжение таблицы 1

Условное обозначение счетчика СТЭМ-300	Класс точности измерения активной/реактивной энергии	Номинальный или базовый/максимальный ток, А	Номинальное напряжение, В	Опциональные интерфейсы			ТНП	РП
				RS-485	GSM	RFID		
Счетчики непосредственного включения по напряжению и трансформаторного включения по току								
153S	0,5S/1	5/10	3×(120-230)/ (208-400)	*				
153GS	0,5S/1			*	*			
153SN	0,5S/1			*			*	
153GSN	0,5S/1			*	*		*	
153SU	0,5S/1			*				*
153GSU	0,5S/1			*	*			*
153SNU	0,5S/1			*			*	*
153GSNU	0,5S/1			*	*		*	*
153SIN	0,5S/1			*		*	*	
153GSIN	0,5S/1			*	*	*	*	
153SINU	0,5S/1			*		*	*	*
153GSINU	0,5S/1			*	*	*	*	*
155SU	0,2S/0,5			*				*
155GSU	0,2S/0,5			*	*			*
155SNU	0,2S/0,5			*			*	*
155GSNU	0,2S/0,5			*	*		*	*
155SINU	0,2S/0,5			*		*	*	*
155GSINU	0,2S/0,5			*	*	*	*	*
163SU	0,5S/1	1/10		*				*
165SU	0,2S/0,5			*				*
Счетчики трансформаторного включения по напряжению и по току								
253S	0,5S/1	5/10	3×(57,7-115)/ (100-200)	*				
253GS	0,5S/1			*	*			
253SN	0,5S/1			*			*	
253GSN	0,5S/1			*	*		*	
253SU	0,5S/1			*				*
253GSU	0,5S/1			*	*			*
253SNU	0,5S/1			*			*	*
253GSNU	0,5S/1			*	*		*	*
253SIN	0,5S/1			*		*	*	
253GSIN	0,5S/1			*	*	*	*	
253SINU	0,5S/1			*		*	*	*
253GSINU	0,5S/1			*	*	*	*	*
255SU	0,2S/0,5			*				*
255GSU	0,2S/0,5			*	*			*
255SNU	0,2S/0,5			*			*	*
255GSNU	0,2S/0,5			*	*		*	*
255SINU	0,2S/0,5			*		*	*	*
255GSINU	0,2S/0,5			*	*	*	*	*

Продолжение таблицы 1

Условное обозначение счетчика СТЭМ-300	Класс точности измерения активной/реактивной энергии	Номинальный или базовый/максимальный ток, А	Номинальное напряжение, В	Опциональные интерфейсы			ТНП	РП
				RS-485	GSM	RFID		
263SU	0,5S/1	1/10		*				*
263GSU	0,5S/1			*	*			*
265SU	0,2S/0,5			*				*
Примечания к таблице: - * означает наличие опции, пустое поле в таблице – отсутствие опции - базовыми моделями являются счетчики вариантов исполнения 131GNU, 155GSINU, 255GSINU - счетчики с вариантами исполнения 131xxxx, 133xxxx имеют встроенное реле управления нагрузкой и фиксатор аппаратной блокировки срабатывания реле.								

Тарификация и архивы учтенной энергии

Счетчики ведут многотарифный учет энергии в восьми тарифных зонах. Счетчики имеют гибко программируемый тарификатор, который обеспечивает дифференциацию количества потребляемой электроэнергии согласно созданным дневным, недельным и сезонным шаблонам. Возможно задание до 12 дневных шаблонов, каждый из которых может включать до 24 точек переключения тарифа внутри суток. Тарифное расписание счетчика состоит из дневных шаблонов, недельных шаблонов, сезонных шаблонов и таблицы специальных дней. Параметры тарификатора приведены в таблице 2:

Таблица 2-Параметры тарификатора

Наименование параметра	Значение
Количество программируемых тарифов (тарифных зон)	8 (T1...T8)
Количество дневных шаблонов, не более	12
Количество недельных шаблонов, не более	12
Количество сезонных шаблонов, не более	12

Счетчики ведут следующие архивы:

- значения учтенной активной и реактивной энергии прямого и обратного направления нарастающим итогом с момента изготовления или сброса по всем тарифам;
- значения учтенной активной и реактивной энергии прямого и обратного направления на текущий программируемый расчетный период и на начало предыдущих 36 программируемых расчетных периодов по всем тарифам;
- значения учтенной активной и реактивной энергии прямого и обратного направления на начало текущего года и на начало предыдущих 2 лет по всем тарифам;
- значения учтенной активной и реактивной энергии прямого и обратного направления на начало суток по всем тарифам на глубину 125 суток по всем тарифам;
- значения учтенной активной и реактивной энергии прямого и обратного направления на начало часа на глубину 125 суток по всем тарифам;
- время превышения пороговых значений коэффициента реактивной мощности в зоне суток высокого и низкого потребления за расчетный период;
- максимальные значения коэффициента реактивной мощности в зоне суток высокого и низкого потребления за расчетный период;

- профиль суточных данных качества электроэнергии (30 записей);
- профиль недельных данных качества электроэнергии (4 записи);
- профиль параметров сети, усредненных на периоде 10 минут: фазные и межфазные напряжения, фазные токи, активные/реактивные/полные мощности по фазам, коэффициент несимметрии напряжений нулевой последовательности, коэффициент несимметрии напряжений обратной последовательности, положительные отклонения напряжения, отрицательные отклонения напряжения на глубину 4320 записей (30 суток). Интервалы усреднения выровнены по границе суток.
- профиль нагрузки с переменным временем интегрирования от 1 до 60 минут в интервалы времени, определяемые как целые числа, являющиеся делителями числа 60. Профиль нагрузки содержит измерения на интервале усреднения: активная и реактивная мощность прямого и обратного направления средние значения за интервал, активная и реактивная мощность прямого и обратного направления максимальные значения на интервале. Интервалы усреднения выровнены по границе суток;
- счетчик количества срабатываний коммутационного аппарата с переполнением не менее 32768;
- счетчик количества событий превышения положительного отклонения напряжения более 20% в завершеном расчетном периоде с переполнением не менее 32768;
- счетчик количества событий превышения положительного отклонения напряжения и отрицательного отклонения напряжения более 10% в завершеном расчетном периоде с переполнением не менее 32768;
- суммарная продолжительность превышения положительного отклонения напряжения более 20% в завершеном расчетном периоде с переполнением не менее 32768;
- суммарная продолжительность превышения положительного отклонения напряжения и отрицательного отклонения напряжения более 10% в завершеном расчетном периоде с переполнением не менее 32768.

Измерение параметров сети

Счетчики измеряют мгновенные значения (время интегрирования 960 мс) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть: фазные и межфазные напряжения, фазные токи, активные/реактивные/полные мощности по фазам и сумме фаз, коэффициент мощности по фазам и сумме фаз, коэффициент реактивной мощности по фазам и сумме фаз, углы между фазными напряжениями и токами, углы между фазными напряжениями, частота сети с диапазонами измерений и погрешностями согласно таблицы 5.

Счетчики измеряют текущее максимальное значение коэффициента реактивной мощности по сумме фаз на периоде усреднения 10 минут с автоматическим сбросом в начале каждого расчетного периода, с дифференциацией по зонам суток: зона суток высокого потребления, зона суток низкого потребления; текущее значение длительности превышения порогового значения коэффициента реактивной мощности на периоде усреднения 10 минут с автоматическим сбросом в начале каждого расчетного периода, с дифференциацией по зонам суток: зона суток высокого потребления, зона суток низкого потребления.

Измерение показателей качества электроэнергии

Счетчики измеряют показатели качества электроэнергии по ГОСТ 32144-2013 класс S: быстрые изменения напряжения (провалы напряжения, перенапряжения, пропадания напряжения, кратковременная доза фликера), медленные изменения напряжения (положительные отклонения напряжения, отрицательные отклонения напряжения, пропадания напряжения, коэффициент несимметрии напряжений нулевой последовательности, коэффициент несимметрии напряжений обратной последовательности, отклонение частоты) с диапазонами измерения и погрешностями согласно таблицы 5.

Измерение медленных изменений напряжения производится согласно ГОСТ 32144-2013 класс S путем объединения отсчетов 0,5 периода сети на интервале 150 периодов сети и последующем объединении на интервале 10 минут. При объединении на интервалах измерений, маркированные данные отбрасываются.

Автоматический анализ качества электроэнергии

Счетчики выполняют автоматический анализ качества электроэнергии с формированием протокола в соответствии с приложением В1 ГОСТ33073-2014 (Приложение 1 к Протоколу измерений за исключением таблиц 7 и 9) на интервалах измерения 1 сутки, 7 суток. Исходными данными для анализа качества электроэнергии являются результаты измерений показателей качества электроэнергии.

Испытательные выходы

В счетчиках функционируют четыре изолированных дискретных выхода, которые могут конфигурироваться для формирования импульсов телеметрии или поверки.

Изменение состояния дискретных выходов производится путем подачи управляющих команд по цифровому интерфейсу счетчика в протоколе, совместимом со стандартом СПОДЭС. При изменении состояния дискретных выходов в журнале счетчика сохраняется соответствующее событие.

Функциональное назначение дискретных выходов приведено в таблице 3.

Таблица 3 – Программируемые функции дискретных выходов

Конт.	Доступные функции									
	RS-485-1	RS-485-2	A+	A-	R+	R-	A	R	УН	CLK
17-18	*		*							
19-20		*		*			*			
21-22					*			*		*
23-24						*			*	

Примечание:

УН – выход управления нагрузкой внешним исполнительным устройством;

CLK – дискретный выход тактирования внутренних часов (временная основа по ГОСТ IEC 61038). Используется для проверки точности хода часов;

A+, A-, R+, R- - импульсные выходы активной и реактивной энергии прямого и обратного направления;

|A|, |R| - импульсные выходы активной и реактивной энергии по модулю.

Допустимые комбинации функций на контактах 17...24:

- A+, A-, R+, R- телеметрия;
- A+, A-, R+, R- поверка;
- RS-485-1, RS-485-2, CLK, УН;
- RS-485-1, |A|, |R| телеметрия, УН;
- RS-485-1, |A|, |R| поверка, УН.

В счетчике имеются два дискретных входа напряжением 24 В и два дискретных выхода напряжением 24 В, реализованных с помощью модуля ICM-3.0, который входит в комплект поставки по заказу потребителя.

Журналы

Счетчики ведут следующие журналы событий, в которых фиксируются времена начала/окончания событий:

1. журнал событий, связанных с напряжением (количество записей 1024);
2. журнал событий, связанных с током (количество записей 500);
3. журнал событий, связанных с включением/выключением счетчика (количество записей 1000);

4. журнал событий программирования параметров счетчика (количество записей 1024);
5. журнал событий внешних воздействий (количество записей 500);
6. журнал коммуникационных событий (количество записей 500);
7. журнал событий контроля (количество записей 500);
8. журнал самодиагностики (количество записей 500);
9. журнал превышения реактивной мощности (количество записей 500);
10. журнал параметров качества энергии (количество записей 500);
11. журнал состояний входов/выходов (количество записей 500)
12. журнал коррекции времени (количество записей 500);
13. журнал событий ICM-3.0 (количество записей 500);
14. журнал событий коммуникационного модуля (количество записей 500).

Журналы по п.п. 1 - 12 хранятся в памяти прибора в течение всего срока службы счетчиков. Журналы по п.п.13-14 хранятся в памяти модуля в течение всего срока службы модуля и соответствующего ему счетчика.

Диагностика производится автоматически в процессе работы счетчика. В журнал записываются результаты самодиагностики измерительного и вычислительного блоков (события несоответствия контрольных сумм плат ПУ и МИ), таймера (событие сбоя даты/времени), блока памяти (события несоответствия контрольной суммы калибровочных коэффициентов). Результаты диагностики блока питания записываются в журнал включения/выключения.

Устройство индикации

В качестве счетного механизма счетчики имеют жидкокристаллические индикаторы (ЖКИ) с подсветкой, осуществляющие индикацию:

- накопленной активной и реактивной энергии прямого и обратного направления по тарифам и по сумме тарифов на ЖКИ при отключенной сети с питанием от встроенной литиевой батареи;
- накопленной активной и реактивной энергии по модулю независимо от направления по тарифам и по сумме;
- даты и времени;
- действующего значения текущего напряжения по каждой из трех фаз;
- действующего значения текущего тока по каждой из трех фаз;
- частоты;
- текущей температуры (справочно);
- текущей активной мощности прямого и обратного направления по каждой из трех фаз и по сумме;
- текущей реактивной мощности прямого и обратного направления по каждой из трех фаз и по сумме;
- текущей полной мощности прямого и обратного направления по каждой из трех фаз и по сумме;
- коэффициент активной мощности (по каждой из трех фаз и по сумме);
- коэффициент реактивной мощности (по каждой из трех фаз и по сумме);
- действующего тарифа;
- состояния встроенной батареи;
- состояния встроенных модемов;
- состояния выхода управления нагрузкой;
- значения потребленной электрической энергии на конец последнего программируемого расчетного периода суммарно и по тарифным зонам;
- индикатора режима приема и отдачи электрической энергии;
- индикатора факта нарушения индивидуальных параметров качества электроснабжения;
- индикатора неработоспособности счетчика вследствие аппаратного или программного сбоя;

- текущего квадранта;
- чередования фаз.

Индикация работоспособного состояния счетчика осуществляется на ЖКИ. Признаком работоспособного состояния является штатный режим отображения измеряемых величин и отсутствие кодов ошибок.

Поверх основной индикации обеспечена индикация тамперных событий.

В счетчиках обеспечена индикация следующих тамперных событий:

- факт воздействия магнитных полей свыше 150 мТл на элементы счетчика;
- вскрытие электронной пломбы крышки клеммной колодки;
- вскрытие электронной пломбы корпуса счетчика;
- возникновение события в журнале напряжений;
- превышение максимальной мощности по сумме фаз;
- программирование параметров счетчика;
- выход отклонения напряжения любой фазы за пределы $\pm 10\%$ - начало;
- выход положительного отклонения напряжения любой фазы за пределы 20% - начало;
- неправильное чередование фаз;
- авария сети.

Счетчики имеют кнопку для управления режимами индикации.

Счетчики обеспечивают отображение информации о накопленной энергии на ЖКИ в виде восьмиразрядных чисел, шесть старших разрядов дают показания в кВт·ч (квар·ч), седьмой и восьмой разряды, отделенные точкой, указывают десятые и сотые доли кВт·ч (квар·ч) соответственно.

Объем основных и вспомогательных параметров, выводимых на ЖКИ, а также длительность индикации, программируются через интерфейс.

Интерфейсы связи

Счётчики, в зависимости от варианта исполнения, обеспечивают обмен информацией через интерфейсы:

- оптопорт;
- один или два RS-485;
- Ethernet;
- GSM;
- RF.

Все счётчики имеют один интерфейс RS-485, интерфейс Ethernet и оптический порт.

По цифровым интерфейсам счетчика реализована передача данных в формате протокола СТО 34.01.5.1-006-2021 ПАО «Россети» (СПОДЭС) с приоритетом оптопорта. Физический интерфейс оптопорта соответствует ГОСТ ИЕС 61107.

Все интерфейсы и модемы счетчика равноприоритетны при считывании данных. Если по оптопорту устанавливается соединение с правами доступа «Конфигуратор», соединение по другим интерфейсам с правом доступа «Конфигуратор» разрывается.

Скорость обмена информацией при связи с ПУ по цифровым интерфейсам:

- RS-485, не менее 9600 бит/с;
- Ethernet не менее 10Мбит/с.
- GSM, не менее, 50 кбит/с;
- RF, не менее, 2400 бит/с.

Счетчики поддерживают следующие скорости по интерфейсу RS-485: 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 57600, 115200 бит/с.

Счетчики с радиомодемом работают на частотах, выделенных по решению ГКРЧ № 7-20-03-001 от 07.05.2007 для устройств малого радиуса действия любого назначения с выходной мощностью передатчика, не требующей разрешения ГКРЧ на использование радиочастотных каналов.

Параметры радиомодема ближнего радиуса действия счетчиков:

1. Радиомодуль WI-FI 802.11 b/g/n:

- диапазон частот 2,4 или 5 ГГц;
- скорость передачи с различными типами модуляции: 1, 2, 5.5, 6, 9, 11, 12, 18, 24, 36, 48, 54, 150 Мб/с;
- выходная мощность передатчика не более 100 мВт;
- чувствительность приемника минус 100 дБм;
- режимы работы: точка доступа, точка-точка.

Назначение: обеспечение передачи данных на удаленные устройства.

2. Радиомодуль связи с радиочастотными UHF метками ближнего поля EPC Gen2 в соответствии со стандартом ETSI EN302-208-1 V1.2.1 (RFID):

- диапазон частот 866,6-867,4 МГц;
- мощность передатчика не более 100 мВт;
- дальность связи с пассивной радиочастотной меткой – до 5 м.

Назначение: контроль состояния связанных с прибором RFID меток пломб.

GSM модем счетчиков соответствует параметрам:

Диапазон частот:

GSM/GPRS/EDGE: 900/1800МГц

UMTS/HSPA+: 900/2100МГц;

Выходная мощность:

GSM 900МГц: +33dBm (Class 4)

GSM 1800МГц: +30dBm (Class 1)

EDGE 900МГц: +27dBm (Class E2)

EDGE 1800МГц: +26dBm (Class E2)

UMTS 900/2100МГц: +24dBm (Class 3)

Предусмотрена возможность спорадической передачи (по инициативе счетчика) уведомлений о тамперных событиях согласно СПОДЭС с отключаемым алгоритмом.

Счетчики в дистанционном режиме работы обеспечивают обмен информацией с компьютером. Счетчики обеспечивают возможность программирования от внешнего устройства через интерфейсы связи:

- скорости обмена по интерфейсам RS-485;
- паролей считывателя и конфигулятора;
- наименования точки учета (места установки);
- сетевого адреса;
- коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов напряжения и тока (для счетчиков трансформаторного включения);
- времени интегрирования мощности для профиля мощности (время интегрирования мощности от 1 до 60 минут);
- тарифного расписания, расписания праздничных дней, списка перенесенных дней;
- текущего времени и даты;
- даты начала расчетного периода;
- статуса разрешения перехода на сезонное время;
- программируемых флагов разрешения/запрета автоматического перехода на сезонное время;
- порогов активной и реактивной мощности прямого и обратного направления;
- конфигурации дискретных выходов и выхода УН;
- мягкой коррекции времени;
- жесткой установки даты и времени;
- режимов индикации.

Работа со счетчиками через интерфейсы связи может производиться с применением программного обеспечения завода - изготовителя «Инструменты ИПУЭ» или с применением программного обеспечения пользователей.

При работе по интерфейсам и с программным обеспечением «Инструменты ИПУЭ» имеется возможность измерений с применением коэффициентов трансформации.

Доступ к параметрам и данным со стороны интерфейсов связи защищен паролями считывателя и конфигуратора.

Формат данных при обмене информацией с компьютером по последовательным интерфейсам (оптопорт, RS-485): 1 стартовый бит, 8 бит данных, 1 стоповый бит.

Счетчик имеет возможность выступать в качестве инициатора связи с уровнем ИВКЭ или ИВК при следующих событиях:

- вскрытии клеммной крышки;
- воздействии сверхнормативным магнитным полем;
- перепараметрировании;
- превышении лимита активной мощности;
- отклонении от нормированного значения уровня напряжения;
- вскрытии крышки корпуса;
- неверном чередовании фаз.

Конструктивно счётчики состоят из следующих узлов:

- кожуха;
- крышки клеммной колодки;
- клеммной колодки;
- печатного узла модуля интерфейсного;
- печатного узла платы управления;
- отсека батареи и СИМ-карты;
- отсека для установки дополнительных модулей.

Счетчик содержит два элемента питания. Основной элемент питания расположен в корпусе, защищенном пломбами изготовителя и поверителя. Резервный элемент питания размещается в отсеке, расположенном в области зажимных клеммников под крышкой клеммной колодки. Отсек с элементом питания закрыт защитным кожухом, защищающим от случайных воздействий при обслуживании и монтаже счетчика, и недоступен без вскрытия пломбы энергоснабжающей организации. При исчерпании срока службы основного элемента питания до истечения межповерочного интервала, для продления срока эксплуатации счетчика устанавливается резервный элемент питания. Замена резервного элемента питания производится без вскрытия корпуса счетчика и нарушения пломб изготовителя и поверителя.

Кожух изготовлен из ударопрочного пластика, не поддерживающего горение, и образован корпусом, крышкой со щитком, изолятором клеммной колодки. Счетчики имеют прозрачную клеммную крышку. В счетчике имеется отсек для установки дополнительных модулей (коммуникационного модуля связи или модуля ICM-3.0) с возможностью пломбировки.

Для счетчиков в неразборном корпусе установлены четыре дополнительные детали, препятствующие вскрытию корпуса. При попытке открыть крышку неразборного корпуса повреждается целостность крышки корпуса, что явно укажет на попытку вскрытия прибора.

Ведение времени

Внутреннее время счетчиков может быть синхронизировано в ручном или в автоматическом режиме. Автоматическая коррекция времени производится путем подачи управляющих воздействий от ИВК (ИВКЭ) по цифровому интерфейсу в формате протоколов СПОДЭС или МЭК 60870-5-101, МЭК 60870-5-104.

Счетчики обеспечивают ход внутренних часов вне зависимости от наличия напряжения питающей сети и резервного питания, с питанием от встроенной литиевой батареи.

В счетчиках имеется возможность автоматического перехода лето/зима.

Защита от несанкционированного доступа

Для защиты от несанкционированного доступа в счетчике предусмотрена установка пломб организации, осуществляющей поверку счетчика, и пломба ОТК завода – изготовителя.

После установки на объект счетчик должен пломбироваться пломбами обслуживающей организации.

Кроме механического пломбирования в счетчике предусмотрено электронное пломбирование клеммной крышки и крышки корпуса счетчика. Электронные пломбы работают как во включенном, так и в выключенном состоянии счетчика. При этом факт и время вскрытия крышек фиксируется в соответствующих журналах событий, без возможности инициализации журналов.

Метрологические коэффициенты и заводские параметры защищены аппаратной перемычкой и не доступны без вскрытия пломб.

Алгоритм идентификации при установлении соединения по цифровому интерфейсу позволяет устанавливать соединение в режиме «Конфигуратор» и режиме «Считыватель». В режиме «Конфигуратор» программируемые параметры счетчика доступны для изменения, измеряемые параметры – для считывания. В режиме «Считыватель» измеряемые и программируемые параметры доступны для считывания. По цифровым интерфейсам отсутствует доступ к изменению метрологически значимого встроенного ПО.

При нарушении целостности памяти встроенного ПО и калибровочных коэффициентов, на устройстве индикации счетчика выводится код ошибки, либо отображается признак нарушения нормального функционирования.

В счетчиках установлен датчик магнитного поля, фиксирующий воздействие на счетчик переменного и постоянного магнитного поля повышенной магнитной индукции. Факт и время воздействия на счетчик повышенной магнитной индукции фиксируется в журнале событий.

Маркировка счетчиков

Маркировка счетчиков нанесена на лицевую часть панели счётчиков офсетной печатью. Заводской номер счетчика представлен в виде штрих-кода «2 из 5 чередующийся» и цифрового обозначения из восьми цифр.

Общий вид счетчика, обозначение места нанесения знака поверки, места нанесения заводского номера и схема пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунке 1.

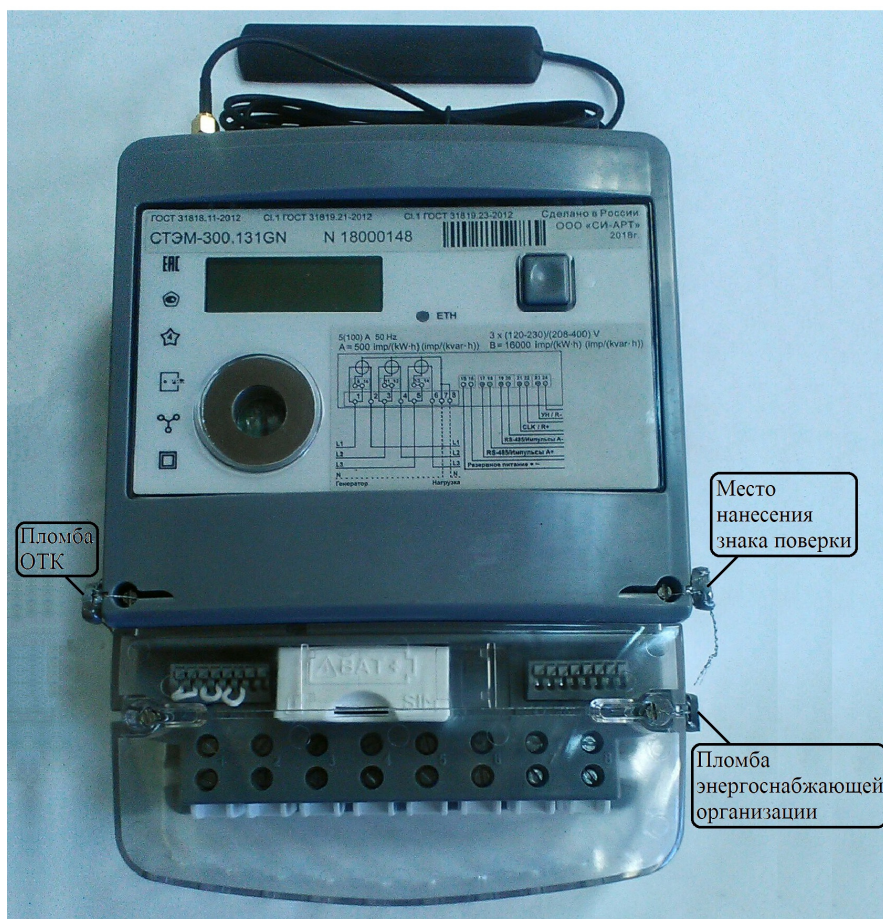


Рисунок 1 – Общий вид счетчика с внешней антенной, мест пломбировки, мест нанесения знака утверждения типа, знака поверки, заводского номера.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) счетчиков имеет структуру с разделением на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Каждая структурная часть исполняемого кода программы во внутренней памяти микроконтроллера защищается циклической контрольной суммой, которая непрерывно контролируется системой диагностики счетчиков.

Метрологические характеристики счетчиков напрямую зависят от калибровочных коэффициентов, которые записываются в память счетчиков на заводе-изготовителе на стадии калибровки. Калибровочные коэффициенты защищаются циклическими контрольными суммами, которые непрерывно контролируются системой диагностики счетчиков. Массивы калибровочных коэффициентов защищены ОТП (One Time Programmable)-битом защиты записи и не доступны для изменения без вскрытия счетчиков.

При обнаружении ошибок контрольных сумм (КС) системой диагностики происходит запись события в статусный журнал счетчиков.

Метрологические характеристики нормированы с учетом влияния программного обеспечения. Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО счетчика и измерительную информацию.

Версия метрологически значимой части ПО счетчиков отображается на ЖКИ при включении счетчика.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 4 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	FWM СТЭМ-300
Номер версии (идентификационный номер) ПО	76 03-XX.XX.XXX.XX-X.X.XXX
Цифровой идентификатор ПО	00 00 CA 30
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC 16
Примечание - Номер версии ПО состоит из трех полей: - первое поле - номер версии метрологически значимой части ПО (76 03); - второе поле – XX.XX.XXX.XX- номер версии метрологически не значимой части ПО (ВПО МИ); - третье поле – X.X.XXX - номер версии метрологически не значимой части ПО (ВПО ПУ).	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5- Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Класс точности при измерении: - активной энергии прямого и обратного направления по: ГОСТ 31819.21-2012 ГОСТ 31819.22-2012 для счетчиков трансформаторного включения НШТВ.411152.001ТУ для счетчиков непосредственного включения - реактивной энергии прямого и обратного направления по: ГОСТ 31819.23-2012 НШТВ.411152.001ТУ	1 0,2S или 0,5S 0,5S 1 0,5
Номинальное напряжение ($U_{ном}$), В	$3 \times (57,7-115)/(100-200)$ или $3 \times (120-230)/(208-400)$
Установленный рабочий диапазон напряжения	от 0,9 до 1,1 $U_{ном}$
Расширенный рабочий диапазон	от 0,8 до 1,2 $U_{ном}$
Предельный рабочий диапазон напряжения	от 0 до 1,2 $U_{ном}$
Базовый/максимальный ток для счетчиков непосредственного включения ($I_b/I_{макс}$), А	5/100
Номинальный/максимальный ток для счетчиков, включаемых через трансформатор ($I_{ном}/I_{макс}$), А	5/10 или 1/10
Номинальное значение частоты, Гц	50
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения фазных, межфазных напряжений напряжения при значениях напряжения в диапазоне $0,8U_{ном} \leq U \leq 1,2U_{ном}$, %	$\pm 0,5$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения тока в диапазоне от 0,1 А до $I_{макс}$, %	$\pm 0,5$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения частоты сети в рабочем диапазоне частот от 42,5 до 57,5 Гц на периоде усреднения 10 с, Гц	$\pm 0,05$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности счетчиков при измерении глубины провала напряжения в диапазоне измерения глубины провала напряжения $0-30\%U_{din}^*$ при работе от основного питания, $0-90\% U_{din}^*$ при работе от резервного питания, %	± 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности счетчиков при измерении длительности провала напряжения в диапазоне измерений от 0,04 до 60 с при работе от резервного питания, с.	$\pm 0,02$

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности счетчиков при измерении длительности перенапряжения в диапазоне измерений от 0,04 до 60 с, с.	$\pm 0,02$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности счетчиков при измерении коэффициента несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательности на периоде усреднения 10 минут в диапазоне измерений от 1,0 до 5,0 %	$\pm 0,3$
Пределы допускаемой относительной погрешности счетчиков при измерении текущих значений кратковременной дозы фликера на периоде усреднения 10 минут для каждой фазы в диапазоне измерений от 0,4 до 4 при колебаниях напряжения формы меандр, %	± 5
Пределы допускаемой относительной погрешности счетчиков при измерении коэффициента активной мощности в каждой фазе и по сумме фаз в диапазоне от минус 1 до минус 0,5 и от 0,5 до 1 при значениях тока в диапазоне $0,2I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{мах}}$ и при значениях напряжения в диапазоне $0,8U_{\text{ном}} \leq U \leq 1,2U_{\text{ном}}$, %	± 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между фазным напряжением и одноименным током в диапазоне измерений от минус 180° до 180° при значениях тока в диапазоне $0,2I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{мах}}$ и при значениях напряжения в диапазоне $0,8U_{\text{ном}} \leq U \leq 1,2U_{\text{ном}}$, °	$\pm 0,5$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента реактивной мощности в каждой фазе и по сумме фаз в диапазоне от минус 5 до 5 при значениях тока в диапазоне $0,2I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{мах}}$ и при значениях напряжения в диапазоне $0,8U_{\text{ном}} \leq U \leq 1,2U_{\text{ном}}$	$\pm (0,05 + 0,022 \cdot \text{tg}\varphi)$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений положительного отклонения напряжения электропитания на периоде усреднения 10 минут для каждой фазы в диапазоне измерений от 0 до +20 % $U_{\text{дин}}^*$, %	$\pm 0,5$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений отрицательного отклонения напряжения электропитания на периоде усреднения 10 минут для каждой фазы в диапазоне измерений от 0 до -20 % $U_{\text{дин}}^*$ при отсутствии в счетчике опции резервного питания, %	$\pm 0,5$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений отрицательного отклонения напряжения электропитания на периоде усреднения 10 минут для каждой фазы в диапазоне измерений от 0 до -80 % $U_{\text{дин}}^*$ при наличии в счетчике опции резервного питания, %	$\pm 0,5$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности счетчиков при измерении отклонения частоты на периоде усреднения 10 секунд в диапазоне измерений от 42,5 до 57,5 Гц, Гц.	$\pm 0,05$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности счетчиков при измерении коэффициента гармонической составляющей фазного напряжения $K_{U(n)}$ ($2 \leq n \leq 40$), усредненного на периоде 10 минут, для $K_{U(n)} < 3$ %, %	$\pm 0,15$

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности счетчиков при измерении коэффициента гармонической составляющей фазного напряжения $K_U(n)$ ($2 \leq n \leq 40$), усредненного на периоде 10 минут, для $K_U(n) \geq 3 \%$, %	± 5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности счетчиков при измерении суммарного коэффициента гармонических составляющих фазного напряжения (K_{UA} , K_{UB} , K_{UC}), усредненного на периоде 10 минут, для $K_U < 3 \%$	$\pm 0,15$
Пределы допускаемой относительной погрешности счетчиков при измерении суммарного коэффициента гармонических составляющих фазного напряжения (K_{UA} , K_{UB} , K_{UC}), усредненного на периоде 10 минут, для $K_U \geq 3 \%$, %	± 5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности счетчиков при измерении остаточного напряжения в диапазоне измерения от 0 до $5 \% U_{din}^*$ во всех фазах при работе счетчика от резервного питания, %	± 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности счетчиков при измерении длительности прерывания напряжения в диапазоне измерений от 0,02 до 180 с при работе от резервного питания, с	$\pm 0,02$
Стартовый ток (чувствительность) при измерении активной/реактивной энергии, А, не более: - для счетчиков непосредственного включения - для счетчиков, включаемых через трансформатор при токе 5 А; - для счетчиков, включаемых через трансформатор при токе 1 А	0,02/0,02 или 0,005/0,02 0,005/0,01 или 0,005/0,005 0,001/0,001 или 0,001/0,002
Постоянная счетчика с I_b (I_{max})=5(100) А, имп./кВт·ч [(имп./квар·ч)] - в основном режиме (А) - в режиме поверки (В) Постоянная счетчика с $I_{ном}$ (I_{max})=5(10) и 1(10) А, имп./кВт·ч [(имп./квар·ч)] - в основном режиме (А) - в режиме поверки (В)	500 16000 5000 160000
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности хода часов реального времени, с/сут	$\pm 0,5$
Максимальное число действующих тарифов	8
* где U_{din} – входное напряжение, В	

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры счетчика, мм, не более: – высота – ширина – длина	236 170 72,5
Масса, кг, не более	1,6

Продолжение таблицы 6

Наименование характеристики	Значение
Потребляемая мощность для вариантов исполнения с GSM модемом, В·А (Вт), не более: - по всем цепям напряжения - по цепи тока каждой фазы для вариантов исполнения 131,133 - по цепи тока каждой фазы для вариантов исполнения 153, 155, 253, 255, 263	5(3,2) 0,1 0,003
Потребляемая мощность для вариантов исполнения без GSM модема, В·А (Вт), не более: - по всем цепям напряжения - по цепи тока каждой фазы для вариантов исполнения 131,133 - по цепи тока каждой фазы для вариантов исполнения 153, 155, 163, 165, 253, 255, 263, 265	3,1(1,8) 0,1 0,003
Установленный диапазон рабочих температур, °С	от -40 до +70
Срок сохранения информации при отключении питания, лет	40
Средняя наработка счетчика на отказ, ч	220000
Средний срок службы счетчика, лет	30

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель счетчиков методом офсетной печати и типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации.

Комплектность средства измерений

Таблица 7- Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии трехфазный статический СТЭМ-300		1 шт.
Формуляр	НШТВ.411152.001ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации*	НШТВ.411152.001РЭ	1 экз.
Методика поверки*		1 экз.
Описание программы работы со счетчиками СТЭМ «Инструменты ИПУЭ»*	НШТВ.411152.001РЭ1	1 экз.
Программа работы со счетчиками СТЭМ «Инструменты ИПУЭ»*	НШТВ.00001-02	1 экз.
Антенна Adactus ADA-0062- SMA-M **	-	1 шт.
Модуль ICM-3.0***	-	1 шт.
Коробка (потребительская тара)	НШТВ.735391.001	1 шт.
* Поставляется по отдельному заказу организациям, проводящим поверку и эксплуатацию счётчиков.		
** Входит в комплект поставки для вариантов исполнения, в условное обозначение которых входит буква G.		
*** Поставляется по отдельному заказу.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе НШТВ.411152.001РЭ «Счетчик электрической энергии трехфазный статический СТЭМ-300. Руководство по эксплуатации». Раздел 5. Порядок работы.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии трехфазным статическим СТЭМ-300

ГОСТ 31818.11-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии;

ГОСТ 31819.21-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2;

ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S;

ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии;

Государственная поверочная схема для средств измерений электрической мощности и электрической энергии в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц, утвержденная приказом Росстандарта от 23 июля 2021 г. № 1436;

Государственная поверочная схема для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^6$ Гц, утвержденная приказом Росстандарта от 17 марта 2022 г. № 668;

Государственная поверочная схема для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц, утвержденная приказом Росстандарта от 3 сентября 2021 г. № 1942;

НШТВ.411152.001 ТУ Счетчики электрической энергии трехфазные статические СТЭМ-300 Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «СИ-АРТ» (ООО «СИ-АРТ»)
ИНН 5262347256

Юридический адрес: 603081, г. Нижний Новгород, ул. Нартова, д. 2 Литера Т, оф. 1

Место осуществления деятельности: 603057, г. Нижний Новгород, ул. Нартова, д. 2В

Телефон: (831) 21-62-888

E-mail: si-art.nn@yandex.ru; 89107991628@yandex.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области» (ФБУ «Нижегородский ЦСМ»)

Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, д. 1

Телефон 8-800-200-22-14

Web-сайт: www.nncsm.ru

E-mail: mail@nncsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30011-13.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики тепловой энергии и воды ULTRAHEAT T

Назначение средства измерений

Счетчики тепловой энергии и воды ULTRAHEAT T (далее по тексту – счетчики) предназначены для измерений и регистрации отпущенной или потребленной тепловой энергии, объема и температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах и разности этих температур, тепловой мощности и объемного расхода теплоносителя (воды), времени при учете в системах водо- и теплоснабжения.

Описание средства измерений

В состав счетчиков входят:

- ультразвуковой датчик расхода;
- подобранная или калиброванная совместно с вычислителем пара датчиков температуры (в расходомере – счетчике воды отсутствует);
- вычислитель.

Принцип работы счетчиков основан на измерении расхода и температуры теплоносителя в прямом и обратном трубопроводах систем теплоснабжения и последующем определении тепловой энергии, объема и других параметров теплоносителя путем обработки результатов вычислителем.

При измерении расхода используется ультразвуковой время- импульсный метод по разности скоростей прохождения ультразвукового сигнала вдоль и против направления потока.

В качестве датчиков температуры используются платиновые термопреобразователи сопротивления типов Pt100 или Pt500.

Датчик расхода и датчики температуры связаны с вычислителем соединительными кабелями максимальной длиной до 5 м.

Сигналы от датчика расхода и датчиков температуры поступают на вычислитель, который преобразует сигналы в значения расхода и температур теплоносителя, а также вычисляет тепловую энергию и объем теплоносителя.

Обозначение конкретного исполнения счетчиков состоит из базового обозначения ULTRAHEAT и характеризующих исполнение дополнительных данных (исполнение вычислителя, расход, питание, коммуникационные каналы и т.п.)

Для различных случаев назначения счетчики имеют следующие исполнения:

- счетчик тепловой энергии (T350/2WR6, T330/UH30-A..., T330/UH30-B..., T450/UH40-A..., T450/UH40-B ..., T550/UH50-A..., T550/UH50-B..., T550/UH50-L..., T550/UH50-M...);
- счетчик энергии охлаждения / холода (T350/2WR6...-K00, T330/UH30-G..., T330/UH30-H..., T450/UH40-G..., T450/UH40-H..., T550/UH50-G..., T550/UH50-T...);
- комбинированный счетчик тепловой энергии / энергии охлаждения (холода) (T330/UH30-C..., T450/UH40-C..., T450/UH40-E..., T550/UH50-C..., T550/UH50-N...);
- расходомер – счетчик воды для использования в составе других теплосчетчиков (T150/2WR7 и T550/UH50-D).

Вычислители имеют энергонезависимую память, в которой хранятся:

- накопленные значения тепловой энергии (общие и потарифно);
- накопленные значения объема теплоносителя;
- время наработки, время простоя, сообщения об ошибках.

Вычислители T150/2WR7 и T350/2WR6 в зависимости от конфигурации могут дополнительно обеспечить архивирование:

- ежемесячных значений (глубина архивирования 15 или 36 месяцев), а также годовых значений за предыдущий год: тепловой энергии и объемов теплоносителя; максимальных значений тепловой мощности, расхода и температур теплоносителя;
- служебной информации.

Вычислитель T550/UN50 в зависимости от конфигурации может дополнительно обеспечивать архивирование:

- тепловой энергии и объема теплоносителя; текущих и максимальных значений тепловой мощности, расхода и температур теплоносителя; времени наработки, времени простоя; сообщений об ошибках в следующих архивах:

- часовой архив с глубиной архивирования 45 дней;
- суточный архив с глубиной архивирования 65 дней;
- месячный архив с глубиной архивирования до 18 месяцев;
- годовой архив с глубиной архивирования 15 лет;

- служебной информации, включая регистрацию в журнале событий.

Вычислители T450/UN40 и T330/UN30 в зависимости от конфигурации могут дополнительно обеспечивать архивирование:

- тепловой энергии и объема теплоносителя;
- расхода и температур теплоносителя;
- времени наработки, времени простоя.
- контрольную дату середины каждого месяца счетчик сохраняет показания за 24 месяца;

- месячный архив с глубиной архивирования 24 месяца;
- годовой архив с глубиной архивирования 16 лет.

Вычислители обеспечивают:

- считывание измерительной информации через оптический интерфейс с помощью прибора сбора данных или компьютера, а также с дисплея (энергия считывается в kWh, MWh, MJ, GJ; объем в m³);

- дистанционную передачу измерительной и служебной информации через оптический интерфейс и, при наличии, - через коммуникационные каналы (импульсные входы и выходы, токовая петля, M-Bus, модем, радиоканал, GPRS, GSM, NTA/OMS, Zigbee, аналоговый модуль, а также их комбинации).

Общий вид счетчиков и места их пломбирования приведены на рисунках 1 – 5.



Рисунок 1 – Общий вид счетчиков с вычислителем T550/UH50



Рисунок 2 – Общий вид счетчиков с вычислителем T350/2WR6



Рисунок 3 – Общий вид счетчиков с вычислителем T150/2WR7



Рисунок 4 – Общий вид счетчиков с вычислителем T330/UN30

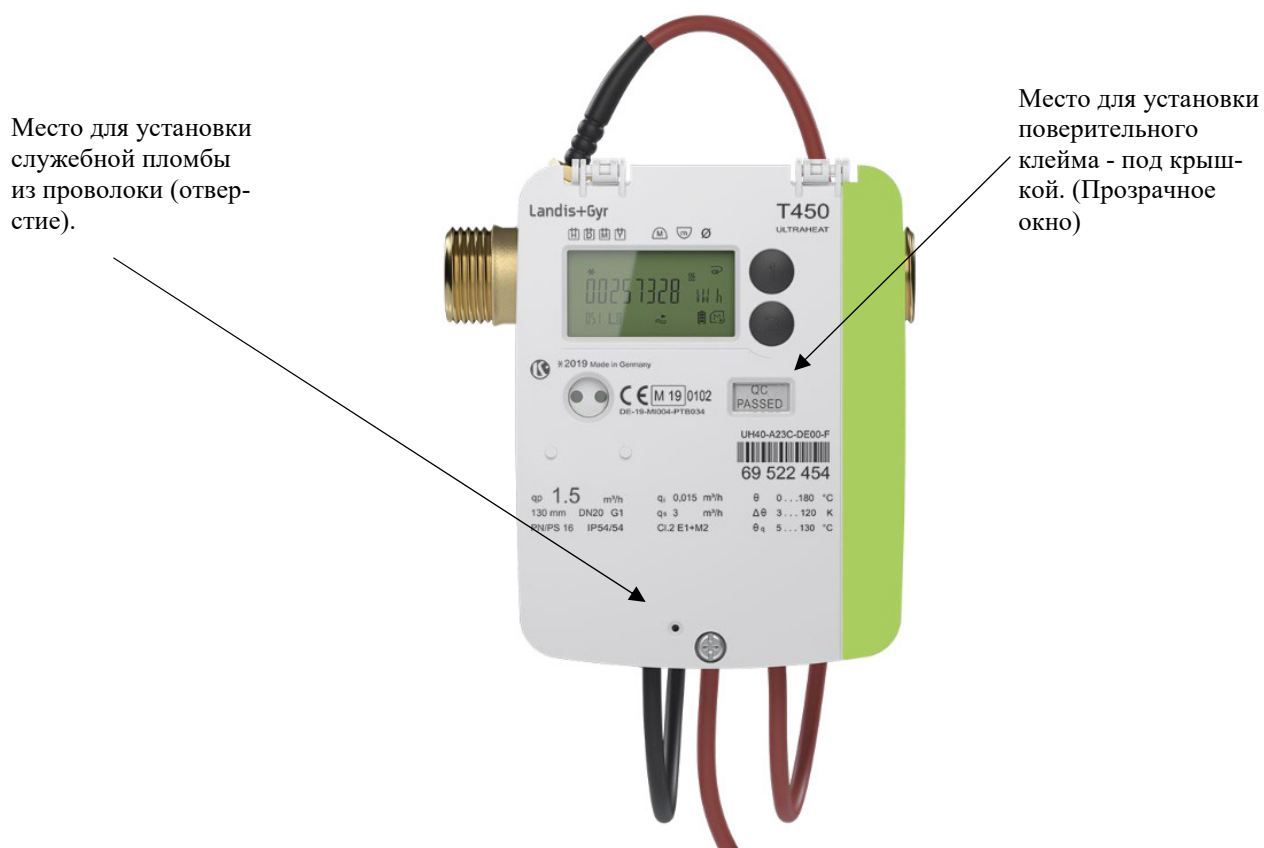


Рисунок 5 – Общий вид счетчиков с вычислителем T450/UN40

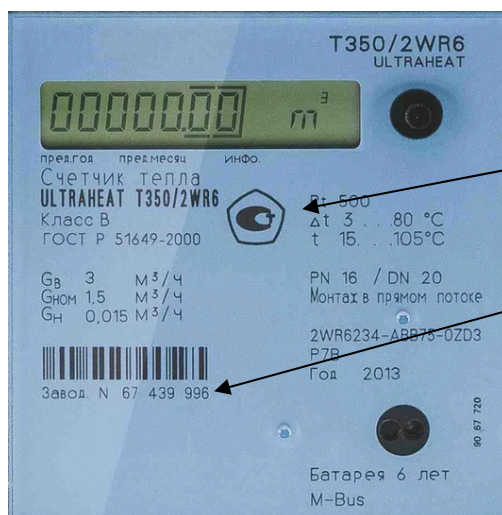
Заводской номер счетчика наносится на лицевую панель методом лазерной гравировки в цифровом формате.



Место нанесения заводского номера

Место нанесения знака утверждения типа

а)



Место нанесения знака утверждения типа

Место нанесения заводского номера

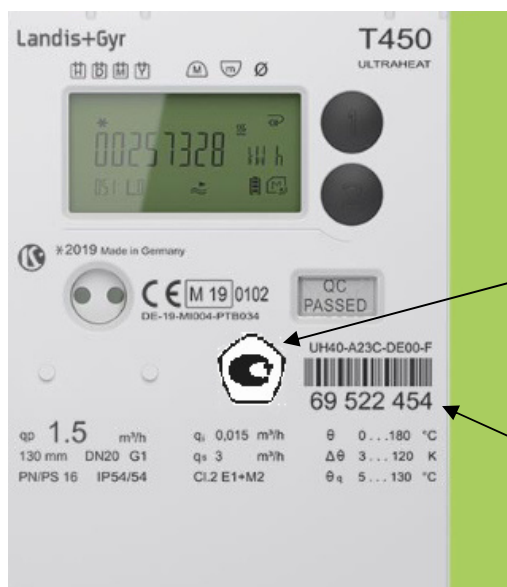
б)



Место нанесения заводского номера

Место нанесения знака утверждения типа

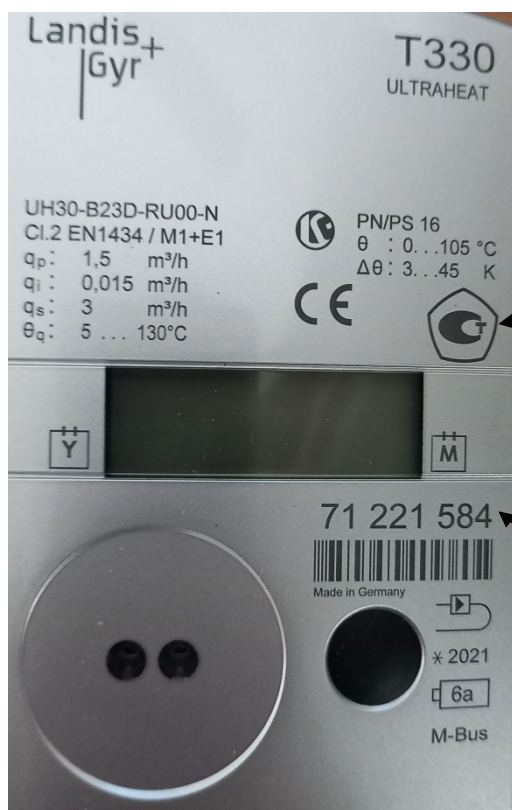
в)



Место нанесения знака утверждения типа

Место нанесения заводского номера

г)



Место нанесения знака утверждения типа

Место нанесения заводского номера

д)

Рисунок 6 – Места нанесения знака утверждения типа и заводского номера:
а – модификация T150/2WR7; б – модификация T350/2WR6; в – модификация T550/UH50;
г – модификация T450/UH40 ; д – модификация T330/UH30

Программное обеспечение

ПО разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части.

К метрологически значимой части ПО относятся: измерение расхода, температуры, времени, управление индикацией, функции интерфейсов, кнопок, сервиса, EEPROM, управление внутренними процедурами.

К метрологически незначимой части ПО относятся: коммуникация через оптический интерфейс, M-Bus, декодирование передаваемых данных, самодиагностика, функции коммуникационных модулей.

Метрологически значимые параметры и данные защищены от преднамеренного или случайного изменения путем введения паролей и пломбирования узлов ТС.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077 – 2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Наименование исполнения	T150/2WR7	T350/2WR6	T550/UH50	T330/UH30	T450/UH40
Наименование ПО	ПО ТС T150	ПО ТС T350	ПО ТС T550	ПО ТС T330	ПО ТС T450
Номер версии (идентификационный номер) ПО	FW 4.01	FW3.16 FW 3.18	FW5.20 FW 5.24	FW 7.19	FW 20.03
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	4150h	FA33	0494	6A2C	C75A7A75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC66D1	CRC16	CRC16	CRC16	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2- Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерения объемного расхода	В соответствии с таблицей 3
Диапазон измерения температур теплоносителя ¹⁾ , °C	от +2 до +180 от +15 до +105
Значение разности температур в подающем и обратном трубопроводах, ΔT, °C	от +3 до +120 от +3 до +80
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объема теплоносителя δG, % - класс 2 - класс 3	±(2,0 + 0,02q _p /q) но не более ±5 ±(3,0 + 0,05q _p /q) но не более ±5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры (при совместной калибровке с датчиками температуры), °C	±(0,6 + 0,004t)
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени, %	±0,05
Пределы допускаемой относительной погрешности тепловычислителя, δE _c , %	±(0,5 + Δt _{min} /Δt)
Пределы допускаемой относительной погрешности комплекта датчиков температуры при измерении разности температур, δE _t , %	±(0,5 + 3Δt _{min} /Δt)
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении тепловой энергии теплоносителя, δE, % - класс 2 - класс 3	±(3 + 4Δt _{min} /Δt + 0,02q _p /q) ±(4 + 4Δt _{min} /Δt + 0,05q _p /q)
¹⁾ в зависимости от исполнения	

Таблица 3 – Диапазоны измерения объемного расхода

Диаметр номинальный, DN	20			25		40	50	65	80	100	150
Максимальный расход, q_s , м ³ /ч	1,2	3,0	5,0	7,0	12,0	20,0	30,0	50,0	80,0	120,0	300,0
Номинальный расход, q_p , м ³ /ч	0,6	1,5	2,5	3,5	6,0	10,0	15,0	25,0	40,0	60,0	150,0
Минимальный расход, q_i , м ³ /ч	0,06	0,015	0,025	0,035	0,06	0,06	0,15	0,25	0,4	0,6	1,5
Порог чувствительности, м ³ /ч	0,0012	0,003	0,005	0,007	0,012	0,012	0,03	0,05	0,08	0,12	0,6

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальная температура теплоносителя в датчике расхода ¹⁾ , °C	105; 150
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность воздуха при +25 °C, не более, % - атмосферное давление, кПа	от +5 до +55 93 от 90 до 110
Класс защиты по ГОСТ 14254-2015 ¹⁾	IP54, IP65, IP66, IP68
Габаритные размеры, не более, мм: - длина - ширина - высота	500 300 300
Масса, кг, не более	50
Напряжение питания ¹⁾ : - от сети переменного тока частотой 50 Гц - от сети переменного тока частотой 50 Гц - от сети постоянного тока - автономное питание от встроенной литиевой батареи	от 187 до 264 от 12 до 36 от 12 до 42 3,6
Срок службы литиевой батареи, лет ¹⁾	6; 9; 11; 16
¹⁾ в зависимости от исполнения	

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель вычислителя в соответствии с рисунком 6 методом лазерной гравировки, а также на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Количество
Счетчики тепловой энергии и воды ULTRAHEAT T	1 шт.
Руководство по эксплуатации ¹⁾	1 экз.
Паспорт	1 экз.
Принадлежности для монтажа и/или запасные части для счетчика тепловой энергии и воды ULTRAHEAT T ¹⁾	1 компл.
¹⁾ В соответствии с заказом	

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 руководства по эксплуатации на счетчики тепловой энергии и воды ULTRAHEAT T.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости»;

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры;

Приказ Росстандарта от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Техническая документация фирмы Landis+Gyr GmbH, Германия.

Изготовитель

«Landis+Gyr GmbH», Германия

Humboldtstrasse 64 90459 Nürnberg, Germany

Тел./Факс: +(49911)-723-70-36 / +(49911)-723-55-21

E-mail: Herbert.brunner@landisgyr.com

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: (495) 437-55-77, 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи измерительные многофункциональные ЭНИП-2

Назначение средства измерений

Преобразователи измерительные многофункциональные ЭНИП-2 (далее преобразователи ЭНИП-2) предназначены для измерений среднеквадратических значений силы переменного тока и напряжения, активной, реактивной и полной мощности, частоты сети, индикации синхронизированных векторных измерений, выполнения функций телесигнализации и телеуправления в составе систем сбора и передачи информации трансформаторных подстанций, электростанций, распределительных пунктов (систем телемеханики).

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей ЭНИП-2 заключается в следующем: входные сигналы тока и напряжения через схемы согласования поступают на вход аналого-цифрового преобразователя, который производит аналого-цифровое преобразование мгновенных значений измеряемых сигналов промышленной частоты 50 Гц и передает данные на микроконтроллер. Микроконтроллер обеспечивает вычисление параметров электрической сети, усреднение измеренных и вычисленных параметров, обработку состояний дискретных входов, обмен данными с внешними системами по интерфейсам RS-485, Ethernet, USB, xPON. Серийный номер, служебная информация, калибровочные коэффициенты, устанавливаемые при заводской настройке, а также настройки пользователя хранятся в энергонезависимой памяти. Цепи тока, напряжения, телесигнализации, телеуправления, интерфейсов и питания преобразователей ЭНИП-2 гальванически развязаны между собой и корпусом.

Преобразователи ЭНИП-2 могут быть оснащены дискретными входами, дискретными выходами (на базе электронных ключей, комбинации электромеханических реле и силовых электронных ключей) и аналоговыми выходами с унифицированными выходными сигналами.

Дополнительно преобразователи ЭНИП-2 могут комплектоваться внешними модулями индикации ЭНМИ и модулями ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов.

Преобразователи ЭНИП-2 позволяют создавать распределенные системы телемеханики, системы технического учета электроэнергии, системы мониторинга качества электрической энергии, системы мониторинга переходных режимов.

Преобразователи ЭНИП-2 имеют различные модификации исполнений в зависимости от схемы включения, номинальных значений входного тока и входного напряжения, напряжения питания, типов интерфейсов, набора дополнительных опций.

Схема условного обозначения преобразователей ЭНИП-2-...-X1

ЭНИП-2-XX/X-X-X-X1X

1 2 3 4 5 6 7 8

1 - название преобразователей

2 - схема включения:

4 - универсальная для трех- и четырехпроводных трехфазных схем
не указано – универсальная для трех- и четырехпроводных трехфазных схем

3 - номинальный ток:

1 – 1 А

5 – 5 А

4 - номинальное напряжение:

100 - 57,7 (100) В фазное (линейное)

380 - 220 (380) В фазное (линейное)

400 - 230 (400) В фазное (линейное)

690 - 400 (690) В фазное (линейное)

5 - напряжение питания:

указывается номинальное значение в соответствии с руководством по эксплуатации

6 - интерфейсы:

указываются символы, кодирующие тип и количество интерфейсов связи в соответствии с руководством по эксплуатации

7, 8 - дополнительные функции:

указывается символ, кодирующий перечень дополнительных функций в соответствии с руководством по эксплуатации.

Схема условного обозначения преобразователей ЭНИП-2-...-X2

ЭНИП-2-XX/X-X-X-X2

1 2 3 4 5 6 7

1 - название преобразователей

2 - схема включения:

1 - однофазное подключение

4 - универсальная для трех- и четырехпроводных трехфазных схем
не указано – универсальная для трех- и четырехпроводных трехфазных схем

3 - номинальный ток:

1 - 1 А

5 - 5 А

4 - номинальное напряжение:

0 - без измерительных цепей напряжения

100 - 57,7 (100) В фазное (линейное)

380 - 220 (380) В фазное (линейное)

400 - 230 (400) В фазное (линейное)

5 - напряжение питания:

указывается номинальное значение в соответствии с руководством по эксплуатации

6 - интерфейсы:

указываются символы, кодирующие тип и количество интерфейсов связи в соответствии с руководством по эксплуатации;

7 - дополнительные функции:

указывается символ, кодирующий перечень дополнительных функций в соответствии с руководством по эксплуатации.

Схема условного обозначения преобразователей ЭНИП-2-...-Х3

ЭНИП-2-XX/X-X-X-X3

1 2 3 4 5 6 7

1 – название преобразователей;

2 – схема включения:

4 - четырехпроводная трехфазная схема

0 - подключение к шине процесса ИЕС 61850-9-2 (при этом не указываются номинальные значения входного тока и напряжения)

не указано – четырехпроводная трехфазная схема

3 – номинальный ток:

1 - 1 А;

5 - 5 А.

4 – номинальное напряжение:

100 – 57,7 (100) В фазное (линейное)

380 – 220 (380) В фазное (линейное)

400 – 230 (400) В фазное (линейное)

5 – напряжение питания:

указывается номинальное значение в соответствии с руководством по эксплуатации;

6 – интерфейсы:

указываются символы, кодирующие тип и количество интерфейсов связи в соответствии с руководством по эксплуатации;

7 – дополнительные функции:

указывается символ, кодирующий перечень дополнительных функций в соответствии с руководством по эксплуатации.

Схема условного обозначения преобразователей ЭНИП-2-...-Х4

(с универсальными входами, предназначенными для подключения к трансформаторам тока по ГОСТ 7746-2015 с номинальным вторичным током 1, 2 или 5 А; трансформаторам напряжения по ГОСТ 1983-2015 или прямого включения цепей напряжения с номинальным напряжением 57,7 (100), 230 (400), и 400 (690) В)

ЭНИП-2-X-X-X4

1 2 3 4

1 – название преобразователей;

2 – напряжение питания:

указывается номинальное значение в соответствии с руководством по эксплуатации;

3 – интерфейсы:

указываются символы, кодирующие тип и количество интерфейсов связи в соответствии с руководством по эксплуатации;

4 – дополнительные функции:

указывается символ, кодирующий перечень дополнительных функций в соответствии с руководством по эксплуатации.

Для всех модификаций одной из дополнительных функций с нормированными метрологическими характеристиками может быть наличие аналоговых выходов с настраиваемыми унифицированными выходными сигналами.

Условное обозначение может содержать другие символы, кодирующие дополнительные параметры, не относящиеся к метрологическим характеристикам. Ряд опций реализован во встроенном программном обеспечении.

Опции могут быть не активированы (в зависимости от заказа). Активация опций может проводиться как при выпуске, так и в процессе эксплуатации преобразователя. Актуальная информация о модификациях устройства приведена в руководстве по эксплуатации.

Общие функции преобразователя ЭНИП-2:

- измерение параметров режима электрической сети: среднеквадратические значения переменного тока и напряжения, активной, реактивной и полной мощностей, энергии активной и реактивной в прямом и обратном направлениях;

- измерение параметров режима электрической сети на основе токов и напряжений основной частоты: действующие значения переменного тока, напряжение, активной, реактивной и полной мощностей, энергии активной и реактивной в прямом и обратном направлениях;

- измерение частоты сети;

- измерение коэффициентов мощности (пофазно и среднего);

- выполнение функций телеуправления и телесигнализации;

- выполнение функций технического учета потребленной (отпущенной) активной (реактивной) мощности;

- передача значений параметров по гальванически развязанным цифровым интерфейсам RS-485, Ethernet, xPON в автоматизированные системы диспетчерского управления и учета.

Преобразователи ЭНИП-2 (модификации ЭНИП-2-...-X1, ЭНИП-2-...-X2 и ЭНИП-2-...-X4) позволяют осуществлять индикацию отдельных параметров качества электроэнергии: напряжение нулевой последовательности (U_0); напряжение прямой последовательности (U_1); напряжение обратной последовательности (U_2); коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности (K_{2U}); коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения (K_U); ток нулевой последовательности (I_0); ток прямой последовательности (I_1); ток обратной последовательности (I_2); коэффициент несимметрии токов по обратной последовательности (K_{2I}); коэффициент искажения синусоидальности кривой тока (K_I); коэффициент гармонических искажений (THD).

Преобразователи ЭНИП-2 (модификация ЭНИП-2-...-X3) дополнительно выполняют функции устройств синхронизированных векторных измерений и осуществляют измерения:

- значений модулей синхронизированных векторов фазных напряжений;

- значений модулей синхронизированных векторов фазных токов;

- частоты пофазно;

и индикацию:

- значений абсолютного угла синхронизированных векторов фазных напряжений;

- значений абсолютного угла синхронизированных векторов фазных токов (определение абсолютного угла в соответствии со стандартом IEEE C37.118);

- частоты прямой последовательности;

- скорости изменения частоты.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку на лицевой или на верхней части корпуса прибора типографским способом в виде цифрового обозначения.

Общий вид преобразователей ЭНИП-2 и обозначение места нанесения знака поверки в виде наклейки с оттиском клейма поверителя представлены на рисунках 1 - 4. Оформление лицевой панели отличается в зависимости от даты выпуска прибора.



Рисунок 1 – Общий вид преобразователей модификации ЭНИП-2-...-X1



Рисунок 2 – Общий вид преобразователей модификации ЭНИП-2-...-X2



Рисунок 3 – Общий вид преобразователей модификации ЭНИП-2-...-X3



Рисунок 4 – Общий вид преобразователей модификации ЭНИП-2-...-Х4

Программное обеспечение

В преобразователях ЭНИП-2 все измерения, вычисления и управление работой выполняет микроконтроллер, в который в процессе изготовления преобразователя ЭНИП-2 загружается встроенное программное обеспечение «Преобразователь измерительный многофункциональный ЭНИП-2» (микропрограмма), которое является метрологически значимым.

Влияние программного обеспечения (далее ПО) учтено при нормировании метрологических и технических характеристик преобразователей ЭНИП-2. При этом инструментальную погрешность средства измерения и погрешность, вносимую ПО не разделяют.

Встроенное ПО аппаратно защищено от случайных и преднамеренных изменений, что исключает возможность его несанкционированной настройки и вмешательства, приводящих к искажению результатов измерений.

Для защиты встроенного ПО применяются следующие меры: отсутствие возможности изменения ПО без вскрытия пломбируемой крышки преобразователей ЭНИП-2, наличие аппаратной защиты от изменения микропрограммы в памяти микроконтроллера (обеспечивается возможностями микроконтроллера), наличие встроенного средства загрузки ПО (bootloader).

Преобразователи ЭНИП-2 в зависимости от модификации поддерживают следующие протоколы обмена данными: Modbus RTU, Modbus TCP, ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004, IEC 61850-8-1 (сервер с поддержкой MMS, публикатор и подписчик GOOSE), IEEE C37.118, SNMP, NETBIOS, протоколы синхронизации SNTP, PTP, IRIG, протоколы резервирования IEC 62439-3 (PRP), IEEE 802.1D-2004 (RSTP). Описание протоколов находится в руководстве по эксплуатации.

Результаты измерений и расчётов в зависимости от модификации могут отображаться на дисплее (встроенном экране или внешнем модуле индикации ЭНМИ) или на дисплее компьютера с помощью ПО. Для модификаций преобразователя с аналоговыми выходами результаты измерений могут передаваться в виде унифицированного аналогового сигнала.

Для конфигурирования преобразователей ЭНИП-2 применяется ПО «ES Конфигуратор». Данное ПО не является метрологически значимым и предназначено для конфигурирования устройства.

Для конфигурирования и опроса преобразователей ЭНИП-2 возможно применение другого ПО, разработанного в соответствии с описаниями поддерживаемых протоколов обмена.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	Для модификаций ЭНИП-2-...-X1, ЭНИП-2-...- X2	Для модификаций ЭНИП-2-...-X3	Для модификаций ЭНИП-2-...-X4
Идентификационное наименование ПО	ENIP2Meter.mhx	ENIP3Meter.mhx	ENIPPanelMeter.mhx
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО	C63CE872	4DDB9686	51B9A745
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристик	Значение	
	ЭНИП-2-...-X1, ЭНИП-2-...- X2, ЭНИП-2-...-X3	ЭНИП-2-...- X4
Номинальные значения фазного (линейного) напряжения U_n , В ⁴⁾	57,7 (100); 220 (380); 230 (400); 400 (690) ¹⁾ в зависимости от исполнения	-
Диапазон измерений напряжения	$0,05U_n \leq U \leq 1,5U_n$ ¹⁾	$2,8 \text{ В} \leq U \leq 460 \text{ В}$
Диапазон показаний напряжения при четырехпроводной схеме	$0,01U_n \leq U \leq 2,5U_n$ ¹⁾	$0,5 \text{ В} \leq U \leq 1000 \text{ В}$
Диапазон показаний напряжения при трехпроводной схеме	$0,005U_n \leq U \leq 1,5U_n$ ¹⁾	$0,5 \text{ В} \leq U \leq 1000 \text{ В}$

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений среднеквадратического значения фазного (линейного) напряжения, % ⁵⁾	$\pm 0,75$ при $0,05U_n \leq U < 0,2U_n$ $\pm 0,2$ при $0,2U_n \leq U \leq 1,5U_n^{1)}$	$\pm 0,75$ при $2,8 \text{ В} \leq U < 11,54 \text{ В}$ $\pm 0,2$ при $11,54 \leq U \leq 460 \text{ В}$
Номинальные значения силы переменного тока I_n , А ⁴⁾	1; 5 в зависимости от исполнения	-
Диапазон измерений силы переменного тока	$0,01I_n \leq I \leq 2I_n$	$0,01 \text{ А} \leq I \leq 10 \text{ А}$
Диапазон показаний силы переменного тока	$0,005I_n \leq I \leq 2,5I_n$	$0,005 \text{ А} \leq I \leq 20 \text{ А}$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений среднеквадратического значения силы переменного тока, % ⁶⁾	± 2 при $0,01I_n \leq I < 0,02I_n$ $\pm 0,75$ при $0,02I_n \leq I < 0,1I_n$ $\pm 0,2$ при $0,1I_n \leq I \leq 2I_n$	± 2 при $0,01 \text{ А} \leq I < 0,02 \text{ А}$ $\pm 0,75$ при $0,02 \text{ А} \leq I < 0,1 \text{ А}$ $\pm 0,2$ при $0,1 \text{ А} \leq I \leq 10 \text{ А}$
Номинальное значение измеряемой частоты, Гц	50	
Диапазон измерений частоты, Гц	от 45 до 55	
Диапазон показаний частоты, Гц	от 45 до 55	от 30 до 70
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений частоты, Гц	$\pm 0,01^{2)}$	
Номинальное значение коэффициента мощности $\cos\varphi$	± 1	
Диапазон измерений коэффициента мощности $\cos\varphi$	от -1 до +1	
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений коэффициента мощности (пофазно и средний) $\cos\varphi$	$\pm 0,01$ при $0,2I_n \leq I \leq 2I_n$, $0,2U_n \leq U \leq 1,5U_n^{1)}$	$\pm 0,01$ при $0,01 \text{ А} \leq I \leq 10 \text{ А}$, $2,8 \text{ В} \leq U \leq 460 \text{ В}$

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений фазной и трехфазной активной (реактивной) мощности, %	$\pm 0,5$ при $0,01I_n \leq I < 0,2I_n$, $0,8U_n \leq U \leq 1,5U_n^{(1)}$ $0,5 \leq \cos\varphi \leq 1$ $(0,5 \leq \sin\varphi \leq 1)$	-
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений фазной и трехфазной активной (реактивной) мощности, %	$\pm 0,5$ при $0,2I_n \leq I \leq 2I_n$, $0,8U_n \leq U \leq 1,5U_n^{(1)}$, $0,5 \leq \cos\varphi < 0,8$ $(0,5 \leq \sin\varphi < 0,8)$	$\pm 0,5$ при $0,1 \text{ A} \leq I \leq 10 \text{ A}$, $2,8 \text{ B} \leq U \leq 460 \text{ B}$, $0,25 \leq \cos\varphi \leq 1$ $(0,25 \leq \sin\varphi \leq 1)$
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений фазной и трехфазной полной мощности, %	$\pm 0,5$ при $0,01I_n \leq I \leq 0,2I_n$, $0,8U_n \leq U \leq 1,5U_n^{(1)}$	-
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений фазной и трехфазной полной мощности, %	$\pm 0,5$ при $0,2I_n \leq I \leq 2I_n$, $0,2U_n \leq U \leq 1,5U_n^{(1)}$	$\pm 1,0$ при $0,01 \text{ A} \leq I < 0,1 \text{ A}$, $2,8 \text{ B} \leq U \leq 460 \text{ B}$, $0,25 \leq \cos\varphi \leq 1$ ($0,25 \leq \sin\varphi \leq 1$)
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений фазной и трехфазной полной мощности, %	$\pm 0,5$ при $0,2I_n \leq I \leq 2I_n$, $0,2U_n \leq U \leq 1,5U_n^{(1)}$	при $0,01 \text{ A} \leq I \leq 10 \text{ A}$, $2,8 \text{ B} \leq U \leq 460 \text{ B}$
Диапазон измерений угла фазового сдвига между фазными токами основной гармоники ³⁾	от -180° до $+180^\circ$	
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между фазными токами основной гармоники ³⁾	$\pm 0,1^\circ$	
Диапазон измерений угла фазового сдвига между фазными напряжениями основной гармоники ³⁾	от -180° до $+180^\circ$	
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между фазными напряжениями основной гармоники ³⁾	$\pm 0,1^\circ$	

Продолжение таблицы 2

Нормальные условия измерений - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха при температуре +35°C, %, не более - атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от +10 до +30 95 от 65 до 106,7 (от 487,5 до 800)
¹⁾ Для модификации с номинальным значением 400 (690) В верхний предел диапазона измерений $1,15U_n$. Верхний предел диапазона показаний не превышает 800 В; ²⁾ Для модификаций ЭНИП-2-...-ХЗ или при наличии опции «1mHz.enip» пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,001$ Гц; ³⁾ Только для модификации ЭНИП-2-...-ХЗ; ⁴⁾ В модификации ЭНИП-2-0-...-ХЗ номинальные значения измеряемых входных сигналов тока и напряжения определяются потоком данных SV согласно IEC 61850-9-2. В качестве номинального значения для ЭНИП-2-0-...-ХЗ и модификаций с универсальными входами для расчета погрешности используются значения 1 А и 57,7 (100) В соответственно; ⁵⁾ К среднеквадратическому значению напряжения относят среднеквадратическое значение напряжения основной частоты, среднеквадратическое значение напряжения с учетом всех спектральных составляющих входного сигнала; ⁶⁾ К среднеквадратическому значению силы переменного тока относят среднеквадратическое значение силы переменного тока основной частоты, среднеквадратическое значение силы переменного тока с учетом всех спектральных составляющих входного сигнала; ⁷⁾ При расчете приведенной погрешности в качестве нормирующего значения принимается номинальное значение измерения.	

Таблица 3 – Метрологические характеристики для модификации преобразователя ЭНИП-2 с унифицированными аналоговыми выходами

Нормируемые диапазон выходного аналогового сигнала, мА	Нормирующее значение выходного аналогового сигнала, мА	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности выходного аналогового сигнала, %
от 0 до 5	5	0,2
от 0 до 20	20	0,2
от 0 до 24	24	0,2
от 4 до 20	16	0,2
от -5 до 5	5	0,2
от -20 до 20	20	0,2
от -24 до 24	24	0,2

Таблица 4 – Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений

Влияющая величина	Значение влияющей величины	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений	
		δ и γ , %	Δ
Температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +70		
измерение токов и напряжений в зависимости от модификаций: ЭНИП-2-...-X1, ЭНИП-2-...-X4 ЭНИП-2-...-X2, ЭНИП-2-...-X3		$\pm 0,025/5$ °С $\pm 0,05/5$ °С	- -
измерение мощности в зависимости от модификаций: ЭНИП-2-...-X1, ЭНИП-2-...-X4 ЭНИП-2-...-X2, ЭНИП-2-...-X3		$\pm 0,05/5$ °С $\pm 0,1/5$ °С	- -
Внешнее однородное постоянное или переменное магнитное поле, синусоидально изменяющегося во времени с частотой, одинаковой с частотой тока, протекающего по измерительным цепям преобразователя, при самом неблагоприятном направлении и фазе магнитного поля, мТл	0,5		
измерение токов и напряжений		$\pm 0,1$	-
измерение мощности		$\pm 0,25$	-
измерение частоты в зависимости от модификаций: ЭНИП-2-...-X1, ЭНИП-2-...-X2 ЭНИП-2-...-X3, ЭНИП-2-...-X4		- -	$\pm 0,005$ Гц $\pm 0,0005$ Гц

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон напряжения питания в зависимости от модификации, В: - постоянное	от 9 до 370
- переменное (при частоте переменного тока от 45 до 55 Гц)	от 100 до 265
Потребляемая мощность, В·А, не более:	
- для модификаций ЭНИП-2-...-X1	11
- для модификаций ЭНИП-2-...-X2	11
- для модификаций ЭНИП-2-...-X3	13
- для модификаций ЭНИП-2-...-X4	11
- для модификаций ЭНИП-2-...-X1 при питании от ЭНИП-2 внешнего модуля индикации	19

Продолжение таблицы 5

Отклонение времени внутренних часов от всемирного координированного времени UTC и UTC(SU) при наличии внешней синхронизации, мкс, не более	$\pm 500^{2)}$
Габаритные размеры (высота x ширина x глубина), мм, не более ³⁾ : - для модификаций ЭНИП-2-...-X1 - для модификаций ЭНИП-2-...-X2 - для модификаций ЭНИП-2-...-X3 - для модификаций ЭНИП-2-...-X4	75x100x130 136x100x67 196x166x93 125x125x75
Масса, кг, не более: - для модификаций ЭНИП-2-...-X1 - для модификаций ЭНИП-2-...-X2 - для модификаций ЭНИП-2-...-X3 - для модификаций ЭНИП-2-...-X4	0,55 0,50 0,85 0,50
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха при температуре +35°C, %, не более - атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от -40 до +70 ¹⁾ 95 от 65 до 106,7 (от 487,5 до 800)
Средний срок службы, лет	20
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	150000
Среднее время восстановления работоспособного состояния, ч	1
¹⁾ Для модификаций с жидкокристаллическим дисплеем температура окружающего воздуха от -20 до +70 °C. ²⁾ Для модификации ЭНИП-2-...-X3 не более ± 1 мкс при синхронизации по протоколу IRIG и не более ± 200 нс при синхронизации по РТР или от встроенного ГЛОНАСС/GPS-приемника. ³⁾ Габаритные размеры в зависимости от дополнительных опций или интерфейсов могут изменяться. Подробная информация приведена в РЭ.	

Знак утверждения типа наносится

на титульных листах руководства по эксплуатации и формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность преобразователя ЭНИП-2

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь измерительный многофункциональный	ЭНИП-2	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ЭНИП.411187.002 РЭ	1 экз.
Формуляр	ЭНИП.411187.002 ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в руководстве по эксплуатации ЭНИП.411187.002 РЭ «Преобразователи измерительные многофункциональные ЭНИП-2» п. 3 раздела «Устройство и функциональные возможности»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;

Приказ Росстандарта от 23 июля 2021 г. № 1436 «Государственная поверочная схема для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»;

Приказ Росстандарта от 17 марта 2022 г. № 668 «Государственная поверочная схема для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^6$ Гц»;

Приказ Росстандарта от 3 сентября 2021 г. № 1942 «Государственная поверочная схема для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»;

Приказ Росстандарта от 1 октября 2018 г. № 2091 «Государственная поверочная схема для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

ИЕС 61850-9-2 Системы автоматизации и сети связи на подстанциях. Часть 9-2. Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM). Значения выборок по ISO/IEC 8802-3;

ТУ 4221-892-53329198-07 Преобразователь измерительный многофункциональный ЭНИП-2. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «Энергосервис»
(ООО «Инженерный центр «Энергосервис»)

ИНН 7722330113

Юридический адрес: 111024, г. Москва, ул. Авиамоторная, д.44, стр.1, пом. 1А, комн. 1

Адрес производства: 163046, г. Архангельск, ул. Котласская, д. 26

Телефон: (8182) 65-75-65

Web-сайт: www.enip2.ru

E-mail: ed@ens.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19

Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713-01-14.

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311541.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы автоматизированные измерительно-управляющие "КИ-Ноябрьская ПГЭ"

Назначение средства измерений

Комплексы автоматизированные измерительно-управляющие "КИ-Ноябрьская ПГЭ" (в дальнейшем комплексы) предназначены для измерений, вычислений, контроля и хранения измеренных параметров оборудования и энергоносителей (воды, перегретого и насыщенного пара, воздуха, природного газа, тепловой и электрической энергии), потребляемых или получаемых в процессе работы энергоблока Ноябрьской ПГЭ.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов основан на измерении, обработке и индикации информации, поступающей с первичных преобразователей, согласно заложенным алгоритмам.

К комплексам данного типа относятся комплексы автоматизированные измерительно-управляющие «КИ-Ноябрьская ПГЭ» с заводскими номерами 1,2,3.

Комплекс представляет собой совокупность технических и программных средств и представляет собой многоуровневую функционально распределенную многомашинную систему. Структурно комплекс состоит из программно технических средств нижнего и верхнего уровней, при этом:

- оборудование нижнего уровня, состоит из шкафов – "контроллерных стоек" (далее КС), системы электропитания оборудования нижнего уровня, кроссовых шкафов, шлюзовых серверов, шкафов – "Сетевых стоек объекта управления" (далее СС) и линий связи с первичными измерительными преобразователями и устройствами верхнего уровня.

В "контроллерных стойках", имеющих до шести крейтов, размещаются устройства сопряжения с объектами (УСО) и дублированные контроллеры комплекса, в том числе:

- модули аналогового ввода программно-технического комплекса "Космотроника-Венец" (регистрационный № 24136-08), осуществляющих циклический опрос измерительного оборудования, прием и преобразование токовых сигналов от датчиков газового и жидкостного анализа и давления, расхода, уровня, механических и электрических измерений, сигналов с датчиков температуры в выходной код и передача их в процессоры комплекса

- цифровые шины, соединяющие соединяющих измерительные модули с контроллерами, установленными в КС;

- дублированные управляющие промышленные контроллеры ПрК программно-технического комплекса "Космотроника-Венец" (регистрационный №24136-08) обеспечивающие выполнение алгоритмов управления и расчетов при ведении технологического процесса энергоблока на основе принятой измерительной информации от измерительных модулей комплекса.

Конструктивно соединение шкафов КС между собой и сетевыми стойками СС осуществляется через кроссовые шкафы, входящие в состав программно-технического комплекса

"Космотроника-Венец" и обеспечивающие радиальную сетевую структуру линий связи.

"Сетевая стойка объекта управления" (СС ЭБ или СС ОСО) представляет собой сервер-шлюз на основе дублированного компьютера. Измерительная информация и информация о выработанных в процессорах ПрК, на ее основе, управляющих воздействиях на оборудование энергоблока, по сетевым магистралям по стандартам промышленных протоколов обмена семейства "Industrial Ethernet" передается в промышленные контроллеры других КС и, через сетевые стойки объекта управления (СС), в устройства верхнего уровня измерительного комплекса.

Для загрузки программного проекта и конфигурирования контроллеров ПрК и компьютеров сетевых стоек используется специализированное инженерное ПО САПР "Автограф".

– оборудование верхнего уровня, состоит из "Сетевых стоек верхнего уровня" (далее СС ВУ), сервера базы данных (далее сервер АБД), АРМ операторов измерительного комплекса, системы отображения коллективного пользования (далее СОКП), и специализированного ПО в качестве которого также используется оборудование и ПО программно-технического комплекса "Космотроник-Венец":

- сетевая стойка верхнего уровня "СС ВУ" представляет собой сервер-шлюз на основе дублированного компьютера промышленного типа, обеспечивающий прием измерительной и управляющей информации от сетевой стойки объекта СС ЭБ (ОСО), передачи ее в сервер АБД и АРМы операторов измерительного комплекса;

- сервер АБД состоит из дублированного сервера типа HP ProLiant DL 320G5pX3075 и обеспечивает хранение полученной измерительной и расчетной информации; в течение назначенного срока, обеспечения "клиент-серверной" технологии работы комплекса и трансляции полученной информации в АРМы операторов комплекса для отображения полученной информации на дисплеях рабочих станций и на экране "Системы отображения коллективного пользования" –СОКП;

- автоматизированные рабочие места (АРМ) операторов измерительного комплекса реализованы на базе персональных компьютеров и нескольких дисплеев. АРМ получает измерительную информацию и отображает ее на дисплеях с помощью видеogramм технологического оборудования, при этом оперативная информация поступает от сетевых стоек верхнего уровня СС ВУ, информация прошедшего периода времени осуществляется запросом сервера АБД. Передача информации осуществляется по радиальным дублированным сетям Ethernet и обеспечивают визуализацию результатов измерений и функционирования оборудования энергоблока;

- специализированного инженерного программного обеспечения SKADA "Космотроник-Венец", разработанного на базе САПР "Автограф", предназначенного для конфигурации серверов, инженерных и рабочих станций.

- SKADA "Космотроник-Венец" обеспечивает диагностику работы системы управления оборудованием энергоблока и визуализацию измерительной информации на рабочих и инженерных станциях операторов комплекса.

В зависимости от применения комплекс входит в состав следующих АСУ ТП Ноябрьской парогазовой электростанции с заводскими номерами:

- №1 - энергоблока №1;
- №2 - энергоблока №2;
- №3 - общестанционного оборудования.

Комплекс обеспечивает измерение, вычисление, индикацию и автоматическое обновление данных измерений и расчетов на экранах операторских терминалов, архивирование и вывод на печать следующих параметров при ведении технологического процесса ПГУ энергоблока:

- давлений газа, воздуха, пара, воды, конденсата, масла, различных технических жидкостей, кПа, МПа;
- температуры газа, воздуха, пара, воды, конденсата, масла, металла, °С;
- уровня воды и конденсата, масла, мм;
- расхода газа, воздуха, пара, воды, конденсата, м³/ч, т/ч;
- вибраций, линейных перемещений, относительных тепловых расширений, частоты вращения мм/с, мм, об/мин;
- электрического тока, напряжения, частоты и мощности генератора, А, В, Гц, МВт;

- концентраций O_2 , Na, NO, в отходящих газах, паре и жидких средах котла энергоблока, %, % НКПР, ppm, мкг/л;
- электропроводимость жидких сред и пара котельного оборудования и оборудования водоподготовки, мкСм/см;
- водородный показатель жидких сред котельного оборудования и оборудования водоподготовки, pH.

Все электронное оборудование комплекса размещается в специализированных шкафах-контроллерных стойках (КС). Внешний вид контроллерной стойки приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Пример контроллерной стойки (КС) комплекса

Маркировка комплекса показана на рисунке 2.

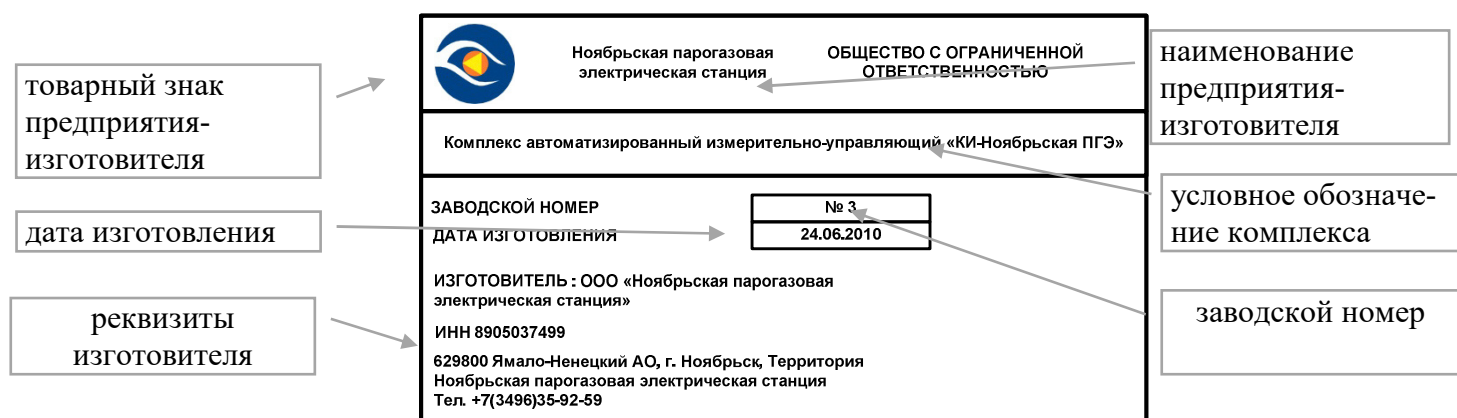


Рисунок 2 – Маркировочная табличка комплекса

Серийный номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на табличку, прикрепленную лицевой панели шкафа инженерной станции измерительного комплекса.

Структурная схема комплекса автоматизированного измерительно-управляющего "КИ-Ноябрьская ПГЭ" приведена на рисунке 3.

Программное обеспечение

Комплекс автоматизированный измерительно-управляющий "КИ-Ноябрьская ПГЭ" работает под управлением программного проекта "Noyabrsk", сконфигурированного под задачи "Комплекса автоматизированного измерительно-управляющего "КИ-Ноябрьская ПГЭ". Проект разработан на базе лицензионного инженерного пакета САПР "Автограф" версии "7.0.1.871"

Метрологически значимая часть программного обеспечения находится во встроенном программном обеспечении (далее- ВПО) измерительных модулей ПТК, устанавливаемое в энергонезависимую память модулей в производственном цикле на заводе- изготовителе и в процессе эксплуатации изменению не подлежит. Возможности, средства и интерфейсы для изменения ВПО отсутствуют.

Защита от несанкционированного изменения алгоритмов измерений, преобразования и вычисления параметров обеспечивается системой электронного паролирования доступа к интерфейсу ПО, параметры настроек измерительных каналов и результатов измерений закрыты персональным паролем.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Программный проект "Noyabrsk" на базе САПР "Автограф"
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.0.1.871
Цифровой идентификатор ПО	-

Уровень защиты программного обеспечения "высокий" в соответствии с Р 50.2.077-2014.

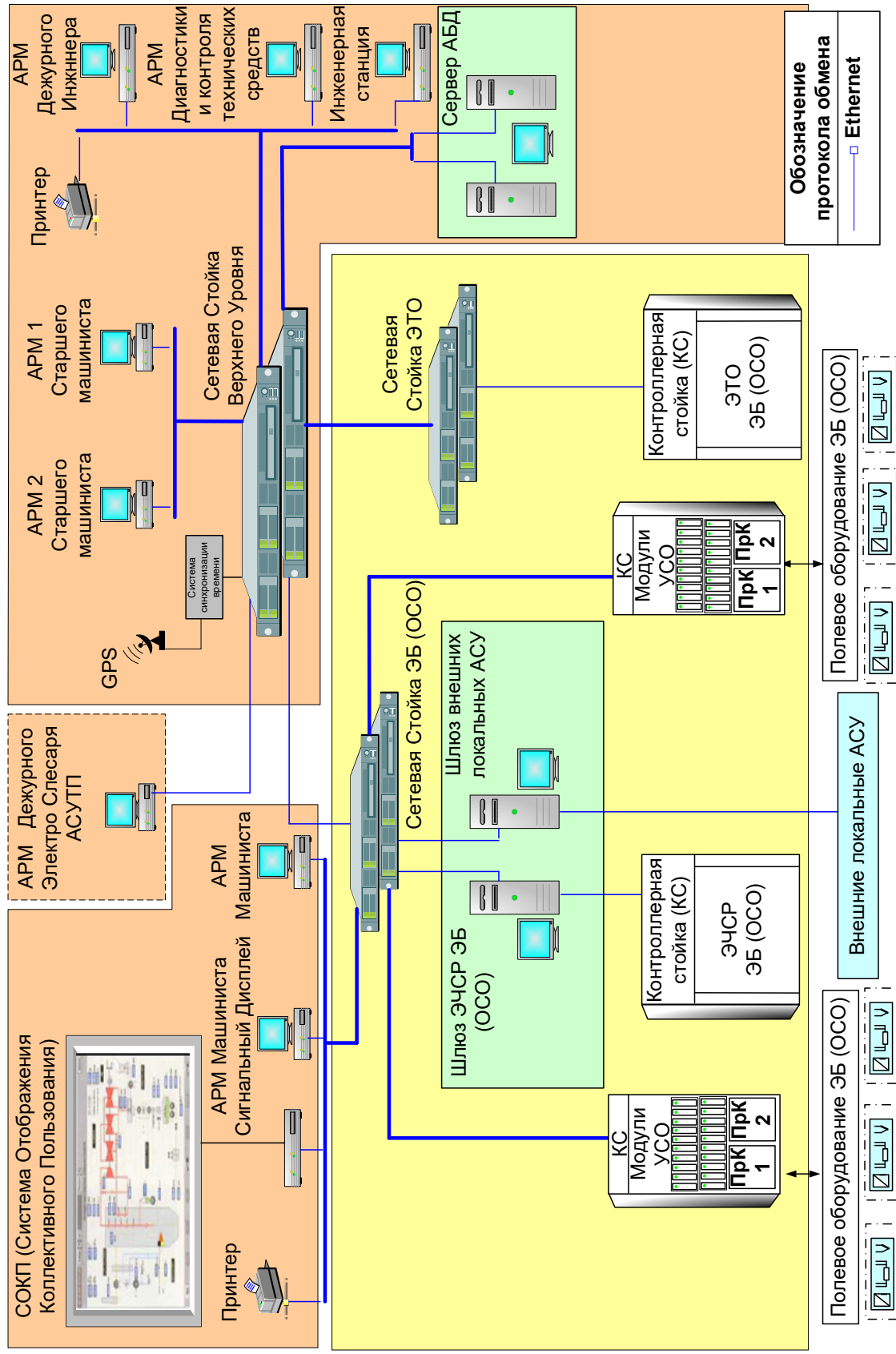


Рисунок 3- Структурная схема комплекса

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2-Основные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон преобразования входных сигналов измерительных каналов силы постоянного тока в значения технологических параметров (давления, уровня, расхода прямого измерения, температуры, химического анализа, электрических и механических величин), работающих от датчиков со стандартным токовым выходом, без учета погрешности первичных измерительных преобразователей, мА	от 4 до 20
Диапазон преобразования входных сигналов измерительных каналов напряжения постоянного тока, поступающих от термопар в значения температуры, мВ (°C) для термопар типа ХА(К)	от 0,00 до 33,275 (от 0 до +800)
Диапазон преобразования входных сигналов измерительных каналов сопротивления, поступающих от термопреобразователей сопротивления, в значения температуры, Ом (°C): - для термопреобразователей сопротивления НСХ 100П - для термопреобразователей сопротивления НСХ 50М - для термопреобразователей сопротивления НСХ 100М	от 80,00 до 213,81 (от -50 до +300) от 39,23 до 92,825 (от -50 до +200) от 78,46 до 185,10 (от -50 до +200)
Пределы допускаемой погрешности, приведенной к верхнему значению диапазона преобразования входных сигналов силы постоянного тока в значения технологических параметров, %: - измерительных каналов давления, уровня, температуры, расхода прямого измерения, химического анализа, электрических и механических величин, работающих от датчиков со стандартным токовым выходом, без учета погрешности первичных измерительных преобразователей - измерительных каналов расхода энергоносителей, при использовании расходомеров со стандартными СУ, в расчетных условиях, без учета погрешности первичных измерительных преобразователей:	±0,5 ±1,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительных каналов преобразования сигналов термоЭДС, поступающих от термопар типа ХА(К), в значения температуры, без учета погрешности первичных измерительных преобразователей, °C	±2,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительных каналов преобразования сигналов термометров сопротивления ТСП с НСХ 100П, $W_{100}=1,391$ и ТСМ с НСХ 100М и 50М, $W_{100}=1,428$ в значения температуры, без учета погрешности первичных измерительных преобразователей, °C	±1,0
Примечание: Пределы допускаемой погрешности преобразования сигналов термоЭДС, поступающих от преобразователей термоэлектрических, даны с учетом погрешности компенсации температуры холодного спая	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Заводской номер комплекса	1, 2	3
Количество измерительных преобразователей со стандартным токовым выходом, подключаемых на вход модуля МАВ23 шт.	30	-
Количество измерительных модулей УСО типа МАВ 23-Н1Н1 для ПИП со стандартным токовым выходом в составе комплекса, шт.	15	13
Количество измерительных преобразователей со стандартным токовым выходом на входе ПТК, шт.	266	125
Количество измерительных модулей УСО типа МАВ23-П1П1 для термопар ТХА и ТХК в составе комплекса, шт.	7	-
Количество измерительных преобразователей температуры термopара с НСХ ХА, на входе ПТК, шт.	77	-
Количество измерительных модулей УСО типа МАВ23-С3С3 для термометров ТСП и ТСМ в составе комплекса, шт.	5	5
Количество измерительных преобразователей температуры типа ТСП с НСХ 100П и ТСМ с НСХ 100М и 50М, на входе ПТК, шт.	123	108
Электропитание: напряжение постоянного тока, В	24	
Температура окружающей среды, °С	от 0 до +50	
Относительная влажность, при температуре 35 °С, %	до 98	
Атмосферное давление, мм рт.ст.	от 630 до 800	
Средний срок службы, лет	12	

Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс автоматизированный измерительно-управляющий	"КИ-Ноябрьская ПГЭ"	1шт.
Руководство по эксплуатации. "Комплекс автоматизированный измерительно-управляющий "КИ-Ноябрьская ПГЭ", часть 1. "Инструкция по эксплуатации рабочего места энергоблока Ноябрьская ПГЭ"	НПГЭ.421417.001.РЭ.01	1 экз.
Руководство по эксплуатации. "Комплекс автоматизированный измерительно-управляющий "КИ-Ноябрьская ПГЭ1", часть 2. "Техническое описание"	НПГЭ.421417.001.РЭ.02	1 экз.
Формуляр	НПГЭ.421417.001.ФО	1 экз.

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации.

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в документе «Руководство по эксплуатации» на «Комплекс автоматизированный измерительный «КИ-Ноябрьская ПГЭ» НПГЭ.421417.001.РЭ.02 ч.2. Техническое описание».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

РД 34.11.321-96 «Нормы погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НОЯБРЬСКАЯ ПАРОГАЗОВАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СТАНЦИЯ» (ООО «НОЯБРЬСКАЯ ПГЭ»)

ИНН 8905037499

Адрес: 629800, Ямало-Ненецкий АО, г. Ноябрьск, территория «Ноябрьская парогазовая электрическая станция»

Тел. /факс: (3496) 35-92-59

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2023 г. № 437

Регистрационный № 67527-17

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01

Назначение средства измерений

Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 предназначены для измерений, преобразований параметров входных электрических сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей, и вычислений расхода, количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов измерительно-вычислительных ТН-01 основан на измерениях электрических сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей через барьеры искробезопасности (при их наличии) на входные модули комплексов измерительно-вычислительных ТН-01. Измеренные значения электрических сигналов преобразуются в значения величин, необходимых для проведения вычислений расхода, количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов, с последующим отображением на дисплее и сохранением в отчетных документах. Результаты измерений и вычислений могут преобразовываться в выходные электрические сигналы.

Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 выполнены по блочно-модульному принципу на базе контроллеров программируемых логических REGUL RX00 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 63776-16). В состав комплексов измерительно-вычислительных ТН-01 могут входить следующие измерительные преобразователи (барьеры искрозащиты) (в зависимости от модификации и поставки), образующие измерительные каналы:

- преобразователи измерительные ввода-вывода серии АСТ20, регистрационные номера в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 50677-12 и 69025-17;

- преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) «ЭЛЕМЕР-БРИЗ 420-Ex», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 65317-16;

- преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-E2H-01, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 82252-21;

- барьеры искрозащиты.

Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 выпускаются в модификациях 01, 02, 03, 04, 05, 06, 07, 08, 09, 10, 11, 12 и 13.

Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 модификаций 01 и 05 состоят из шкафа ИВК, построенного на базе двух наборных крейтов (корзин контроллеров с модулями ввода-вывода), работающих в режиме нагруженного резерва на уровне входных сигналов, и имеющего два монитора на лицевой двери шкафа и автоматизированное рабочее место оператора (для модификации 05).

Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 модификаций 02 и 06 состоят из шкафа ИВК, построенного на базе одного наборного крейта (корзины контроллера с модулями ввода-вывода) и имеющего один монитор на лицевой двери шкафа и автоматизированное рабочее место оператора (для модификации 06).

Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 модификаций 03 и 07 состоят из шкафа ИВК взрывозащищенного исполнения не ниже класса 1Ex d ПА ТЗ, построенного на базе двух наборных крейтов (корзин контроллеров с модулями ввода-вывода), работающих в режиме нагруженного резерва на уровне входных сигналов, и имеющего два монитора и автоматизированное рабочее место оператора (для модификации 07). Один монитор установлен на лицевой двери шкафа, второй монитор может устанавливаться в шкафу ИВК или в шкафу системы автоматики.

Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 модификаций 04 и 08 состоят из шкафа ИВК взрывозащищенного исполнения не ниже класса 1Ex d ПА ТЗ, построенного на базе одного наборного крейта (корзины контроллера с модулями ввода-вывода) и имеющего один монитор на лицевой двери шкафа и автоматизированное рабочее место оператора (для модификации 08).

Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 модификации 09 (переносного исполнения) состоят из нескольких переносных пластиковых ударопрочных кейсов, в которых размещены блок центрального процессорного устройства и счетно-импульсных каналов, блок аналоговых каналов, блок разделения аналоговых сигналов, и монитора. Каждый кейс для удобства перемещения оснащен краевыми роликами и выдвижной ручкой.

Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 модификаций 10 и 12 состоят из шкафа ИВК, построенного на базе двух наборных крейтов (корзин контроллеров с модулями ввода-вывода), работающих в режиме нагруженного резерва на уровне входных сигналов, и имеющего два монитора на лицевой двери шкафа, а также дополнительного наборного крейта (корзины контроллера с модулями ввода-вывода) и автоматизированного рабочего места оператора (для модификации 12).

Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 модификаций 11 и 13 состоят из шкафа ИВК, построенного на базе одного крейта (корзины контроллера с модулями ввода-вывода) и имеющего один монитор на лицевой двери шкафа, а также дополнительного наборного крейта (корзины контроллера с модулями ввода-вывода) и автоматизированного рабочего места оператора (для модификации 13).

Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01 размещается в запираемом шкафу или ударопрочных кейсах (для модификации 09).

Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 обеспечивают вычисления:

- температуры нефти и нефтепродуктов;
- избыточного давления нефти и нефтепродуктов;
- объемного и массового расхода нефти и нефтепродуктов;
- вязкости нефти;
- содержания воды в нефти;
- содержания серы в нефти;
- объема и массы брутто нефти, объема и массы нефтепродуктов;
- массы нетто нефти;
- средневзвешенных значений температуры нефти и нефтепродуктов;
- средневзвешенных значений избыточного давления нефти и нефтепродуктов;
- средневзвешенных значений плотности нефти и нефтепродуктов;

- средневзвешенных значений вязкости;
- средневзвешенных значений содержания воды;
- средневзвешенных значений содержания серы;
- плотности нефти и нефтепродуктов в рабочих условиях;
- плотности нефти и нефтепродуктов, приведенной в соответствии с Р 50.2.076-2010 «Рекомендации по метрологии. ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения» к стандартным условиям (температура 15 °С и 20 °С, избыточное давление 0 МПа);
- объема нефти и нефтепродуктов, приведенного к стандартным условиям (температура 15 °С и 20 °С, избыточное давление 0 МПа).

Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 выполняют следующие функции:

- обработку результатов измерений при проведении поверки преобразователей расхода в соответствии с МИ 1974-2004 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки», МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки», МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой», МИ 3233-2009 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода жидкости ультразвуковые серий DFX-MM, DFX-LV фирмы «Metering & Technology SAS», Франция». Методика поверки установками поверочными трубопоршневыми», МИ 3265-2010 «Рекомендация. ГСИ. Ультразвуковые преобразователи расхода. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 3266-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода эталонные. Методика поверки», МИ 3267-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки с помощью эталонного преобразователя объемного расхода», МИ 3312-2011 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода жидкости ультразвуковые. Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки, поточного преобразователя плотности и счетчиков-расходомеров массовых», МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности», МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности», МИ 3288-2010 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки комплектом компакт-прувера, преобразователя объемного расхода и поточного преобразователя плотности», МИ 3189-2009 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки или компакт-прувера и поточного преобразователя плотности», ГОСТ Р 8.908-2015 «ГСИ. Средства измерений объемного расхода нефти и нефтепродуктов. Испытания, поверка и калибровка с применением трубопоршневых поверочных установок», МИ 3234-2009 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода ультразвуковые. Методика поверки установками поверочными на базе компакт-прувера с компаратором»;
- обработку результатов измерений при проведении поверки поверочных установок в соответствии с МИ 3155-2008 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе мерника и объемного счетчика», МИ 2974-2006 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором»;
- обработку результатов измерений при проведении поверки поточных преобразователей плотности в соответствии с МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- обработку результатов измерений при проведении контроля метрологических характеристик поточных преобразователей плотности в соответствии с МИ 3532-2015 «Рекомендация. ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти»;

- обработку результатов измерений при проведении контроля метрологических характеристик поточных вискозиметров в соответствии с И-17.060.00-ЦМО-008-14 «Инструкция. Поточный вискозиметр. Методика контроля метрологических характеристик по результатам испытаний точечной пробы в химико-аналитической лаборатории»;

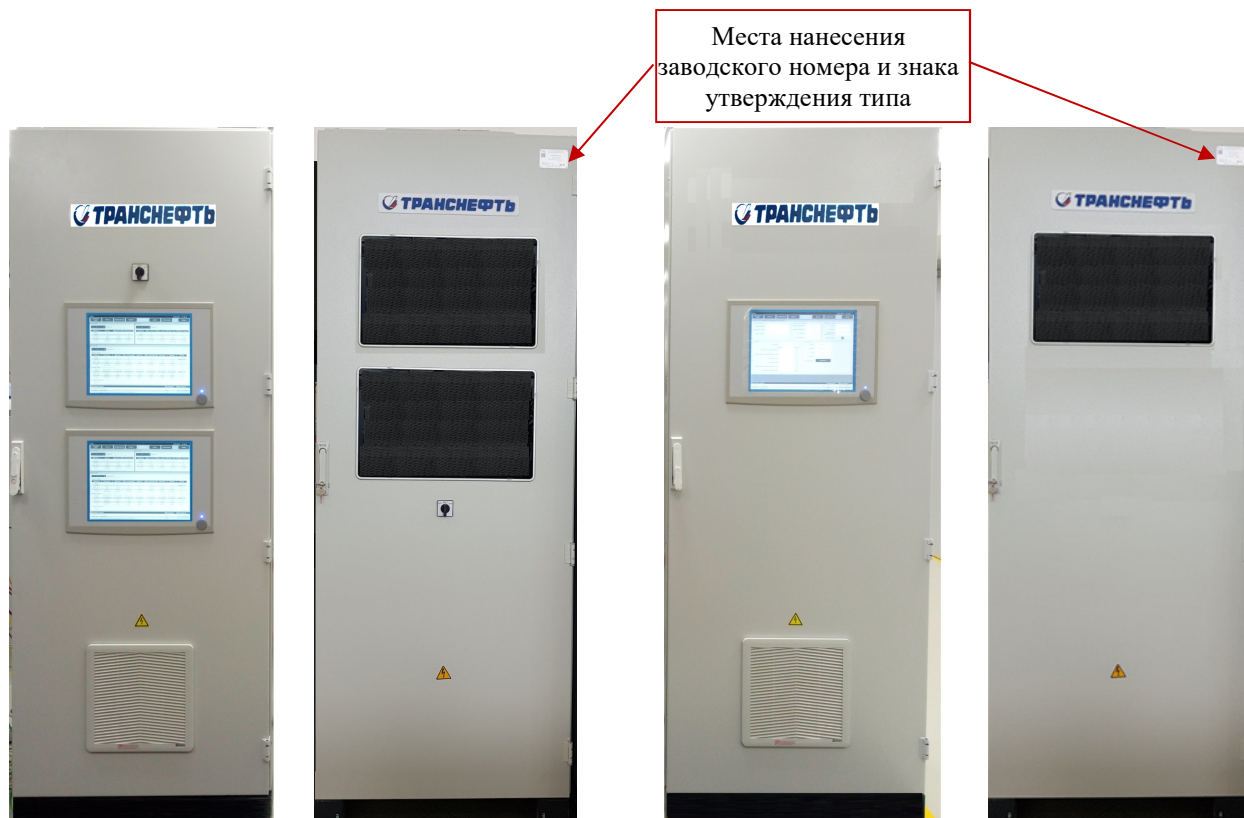
- обработку результатов измерений при проведении контроля метрологических характеристик поточных влагомеров в соответствии с И-17.060.00-ЦМО-009-14 «Инструкция. Поточный влагомер. Методика контроля метрологических характеристик по результатам испытаний точечной пробы в химико-аналитической лаборатории»;

- управление электроприводом исполнительного механизма поверочной установки (четырёхходового крана) и приводами автоматических пробоотборников (для модификаций 10, 11, 12 и 13).

Заводской номер комплекса измерительно-вычислительного ТН-01 наносится на маркировочную табличку, закрепленную на внутренней или внешней стороне двери шкафа или крышки кейса, с помощью специализированного струйного принтера с термическим закреплением печати.

Общий вид средства измерений с указанием мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлен на рисунке 1.

Примечание – Общий вид может отличаться от представленных на рисунке 1 в части установленных на лицевой двери шкафов моделей мониторов, расположения вентиляционных решеток и т.д.



а) модификация
01, 05, 10, 12

б) модификация
02, 06, 11, 13

Места нанесения
заводского номера и знака
утверждения типа



в) модификация
03, 04, 07, 08



г) модификация 09

Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием
мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Пломбировка комплекса измерительно-вычислительного ТН-01 осуществляется путем пломбировки контроллера программируемого логического REGUL RX00, входящего в состав комплекса измерительно-вычислительного ТН-01, нанесением знака поверки методом давления на свинцовую (пластмассовую) пломбу, установленную на проволоке, пропущенной через существующие технологические отверстия в монтажной плате шкафа или передней панели кейса.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.

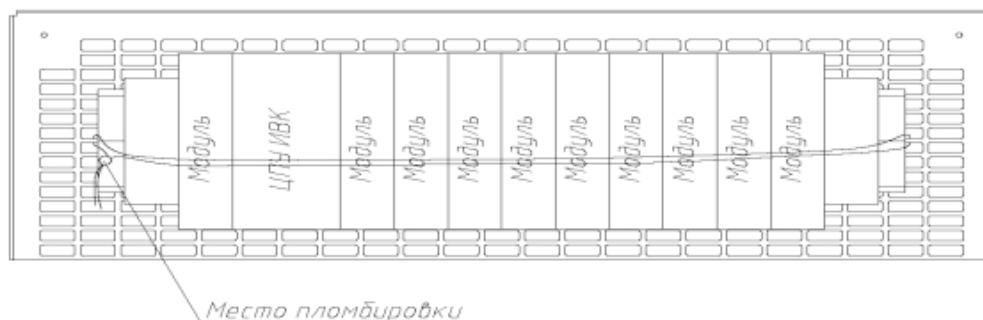


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки контроллера программируемого логического REGUL RX00

Программное обеспечение

В комплексах измерительно-вычислительных ТН-01 применяется встроенное программное обеспечение (ПО). ПО имеет разделение на метрологически значимую часть и метрологически незначимую часть.

ПО комплекса измерительно-вычислительного ТН-01 предназначено для обработки измерительной информации от первичных преобразователей расхода, температуры, давления, содержания воды, содержания серы, плотности, вязкости, вычислений расхода и количества нефти и нефтепродуктов, индикации результатов измерений, сохранения результатов измерений и настроек комплекса измерительно-вычислительного ТН-01 в архивах, настройки и проведения диагностики комплекса измерительно-вычислительного ТН-01.

Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01 создает и хранит данные двухчасовых, сменных, суточных и месячных отчетов, паспортов качества нефти и валовых актов приема-сдачи нефти и нефтепродуктов.

Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01 обеспечивает защиту от несанкционированного доступа к ПО. Защита реализуется при помощи многоуровневой системы паролей.

Уровень защиты метрологически значимой части ПО комплекса измерительно-вычислительного ТН-01 «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «Рекомендации по метрологии. ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Метрологические характеристики комплексов измерительно-вычислительных ТН-01 нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

№ п/п	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО
1	AnalogConverter.app	1.0.0.6	90389369
		1.2.2.1	D1D130E5
		1.2.14.1	9319307D
2	SIKNCalc.app	1.0.0.24	81827767
		1.2.2.1	6AE1B72F
		1.2.14.2	D84B6F07
		1.7.14.3	17D43552
3	Sarasota.app	1.0.0.18	868EBFD5
		1.1.1.18	1994DF0B
		1.1.14.18	5FD2677A
4	PP_78xx.app	1.0.0.20	C1085FD3
		1.1.1.20	6AA13875
		1.1.14.20	CB6B884C
5	MI1974.app	1.0.0.30	8719824E
		1.1.1.30	D0F37DEC
		1.6.1.11	4BC442DC
		1.6.14.11	116E8FC5
6	MI3233.app	1.0.0.28	287EA7E8
		1.1.1.28	58049D20
		1.1.14.28	3836BADF
7	MI3265.app	1.0.0.30	A5D0EDC6
		1.1.1.30	587CE785
		1.6.1.3	29C26FCF
		1.6.14.3	4EF156E4
8	MI3266.app	1.0.0.29	18F18941
		1.1.1.29	F41FDE70
		1.6.1.6	4C134DD0
		1.6.14.6	4D07BD66
9	MI3267.app	1.0.0.24	379495DC
		1.1.1.24	4FB52BAB
		1.6.1.5	5E6EC20D
		1.6.14.5	D19D9225
10	MI3287.app	1.0.0.37	D498A0F8
		1.1.1.37	B3B9B431
		1.6.1.4	86FFF286
		1.6.14.4	3A4CE55B
11	MI3312.app	1.0.0.30	FE6D172F
		1.1.1.30	F3578252
		1.1.14.30	E56EAB1E

Продолжение таблицы 1

№ п/п	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО
12	MI3380.app	1.0.0.47	EBD763AC
		1.1.1.47	76A38549
		1.6.1.12	E2EDEE82
		1.6.14.12	23F21EA1
13	KMH_PP.app	1.0.0.17	EFF0D8B4
		1.1.1.17	5B181D66
		1.1.14.17	71C65879
14	KMH_PP_AREOM.app	1.0.0.28	3F55FFF6
		1.3.3.1	62B3744E
		1.3.14.1	62C75A03
15	MI2816.app	1.0.0.4	5A4FC686
		1.1.1.5	C5136609
		1.1.14.5	B8DF3368
16	MI3151.app	1.0.0.21	C59A881C
		1.1.1.21	C25888D2
		1.1.14.21	F3B1C494
17	MI3272.app	1.0.0.50	936296D7
		1.1.1.50	4ECFDC10
		1.1.14.50	232DDC3F
18	KMH_MPR_MPR.app	1.0.0.4	26D8C364
		1.1.1.4	82DD84F8
		1.1.14.4	6A8CF172
19	MI3288.app	1.0.0.14	8336AB63
		1.1.1.14	C14A276B
		1.1.14.14	32D8262B
20	MI3155.app	1.0.0.30	C226EB11
		1.1.1.30	8DA9F5C4
		1.1.14.30	F70067AC
21	MI3189.app	1.0.0.21	47200DD9
		1.1.1.21	41986AC5
		1.1.14.21	35DD379D
22	KMH_PV.app	1.0.0.2	82B5BB32
		1.1.2.1	ADDE66ED
		1.1.14.1	9F5CD8E8
23	KMH_PW.app	1.0.0.2	2765BADE
		1.1.1.2	2A3ADF03
		1.1.14.2	5C9E0FFE
24	MI2974.app	1.0.0.21	5C9C7F0C
		1.1.1.21	C73AE7B9
		1.1.14.21	AB567359

Продолжение таблицы 1

№ п/п	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО
25	MI3234.app	1.0.0.34	C526A2AF
		1.1.1.34	DF6E758C
		1.1.14.34	ED6637F5
26	GOSTR8908.app	1.0.0.33	ADFD8A95
		1.1.1.33	37CC413A
		1.1.14.33	8D37552D

Примечания

1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИВК в зависимости от функционального назначения в применяемой измерительной системе.

2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде прописных или строчных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр или букв.

3. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора – CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений силы постоянного тока, мА	от 4 до 20
Диапазон измерений напряжения постоянного тока, В	от 1 до 5 от 2 до 10
Диапазон формирования силы постоянного тока, мА	от 4 до 20
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении силы постоянного тока (включая барьеры искробезопасности), мА	±0,01
Пределы допускаемой приведенной погрешности при измерении напряжения постоянного тока, В	±0,05
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении, %: - периода импульсного сигнала - количества импульсов - количества импульсов за интервал времени	±0,0015 ±0,005 ±0,005
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при формировании силы постоянного тока (включая барьеры искробезопасности), мА	±0,05
Пределы допускаемой относительной погрешности при преобразовании сигналов от первичных преобразователей в значение, %: - объема нефти и нефтепродуктов - массы нефти и нефтепродуктов	±0,02 ±0,05
Пределы допускаемой относительной погрешности при преобразовании сигналов от первичных преобразователей и вычислении коэффициентов преобразования преобразователей расхода при определении метрологических характеристик, %	±0,025

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество входов для подключения первичных преобразователей (для модификаций 01, 02, 05, 06, 10, 11, 12, 13): - аналоговый сигнал силы постоянного тока от 4 до 20 мА, напряжения постоянного тока от 2 до 10 В и от 1 до 5 В, шт. - частотно-импульсный сигнал с частотой от 1 до 10000 Гц, шт.	от 8 до 64 от 6 до 30
- сигнал типа «сухой контакт» (детекторы трубопоршневой поверочной установки), шт., не более	6
Количество входов для подключения первичных преобразователей (для модификации 03, 04, 07, 08): - аналоговый сигнал силы постоянного тока от 4 до 20 мА, напряжения постоянного тока от 2 до 10 В и от 1 до 5 В, шт. - частотно-импульсный сигнал с частотой от 1 до 10000 Гц, шт. - сигнал типа «сухой контакт» (детекторы трубопоршневой поверочной установки), шт., не более	от 8 до 16 от 3 до 6 6
Количество входов для подключения первичных преобразователей (для модификации 09): - аналоговый сигнал силы постоянного тока от 4 до 20 мА, напряжения постоянного тока от 2 до 10 В и от 1 до 5 В, шт. - частотно-импульсный сигнал с частотой от 1 до 10000 Гц, шт. - сигнал типа «сухой контакт» (детекторы трубопоршневой поверочной установки), шт., не более	от 8 до 32 от 3 до 15 6
Параметры электрического питания (для модификаций 01, 02, 05, 06, 09, 10, 11, 12, 13): - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22 50±1
Параметры электрического питания (для модификации 03, 04, 07, 08): - напряжение постоянного тока, В	24±6
Потребляемая мощность, В·А, не более: - модификации 01, 02, 05, 06, 10, 11, 12, 13; - модификации 03, 04, 07, 08 - модификации 09 (одного кейса)	900 300 100
Габаритные размеры комплекса измерительно-вычислительного ТН-01 модификаций 01, 02, 05, 06, 10, 11, 12, 13, мм, не более*	2200 800 600
Габаритные размеры комплекса измерительно-вычислительного ТН-01 модификации 03, 04, 07, 08, мм, не более*	1200 800 500

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры одного кейса из состава комплекса измерительно-вычислительного ТН-01 модификации 09, мм, не более *	
- высота	730
- ширина	510
- глубина	350
Масса комплекса измерительно-вычислительного ТН-01 (одного шкафа/кейса), кг, не более *:	
- модификации 01, 02, 05, 06, 10, 11, 12, 13	320
- модификации 03, 04, 07, 08	250
- модификации 09	32
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от +10 до +35
- относительная влажность, %	от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
Средний срок службы, лет	8
Средняя наработка на отказ, ч	50000
* - приведены максимальные значения	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на внутренней или внешней стороне двери шкафа или крышки кейса, с помощью специализированного струйного принтера с термическим закреплением печати, и на нижнюю часть титульных листов руководства по эксплуатации и паспорта по центру типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Формуляр	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» части 1 руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3457 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

ГОСТ Р 8.674-2009 ГСИ. Общие требования к средствам измерений и техническим системам и устройствам с измерительными функциями;

ГОСТ Р 8.883-2015 ГСИ. Программное обеспечение средств измерений. Алгоритмы обработки, хранения, защиты и передачи измерительной информации. Методы испытаний;
ГОСТ 8.587-2019 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений;

ТЕВД.421000.600ТУ Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01. Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть - Верхняя Волга»

(АО «Транснефть - Верхняя Волга»)

ИНН 5260900725

Адрес: 603034, г. Нижний Новгород, Комсомольское ш., д. 4 а

Юридический адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, 4/1

Телефон: (831) 438-22-00, факс: (831) 438-22-05

Web-сайт: <http://vvmn-nn.transneft.ru>

E-mail: referent@tvv.transneft.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии - филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР - филиал
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес местонахождения: 420088, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-т, д. 19

Телефон: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2023 г. № 437

Регистрационный № 66741-17

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы ИДК-10

Назначение средства измерений

Газоанализаторы ИДК-10 предназначены для измерений дозврывоопасных концентраций горючих газов и паров горючих жидкостей и объемной доли диоксида углерода в воздухе рабочей зоны.

Описание средства измерений

Газоанализаторы ИДК-10 (далее - газоанализаторы) являются стационарными одноканальными приборами непрерывного действия.

Принцип действия - оптический абсорбционный или термokatалитический.

Способ отбора пробы – диффузионный.

Газоанализаторы выполнены в алюминиевом корпусе, окрашиваемом в цвета по заказу заказчика, или корпусе из нержавеющей стали и состоят из одного блока.

На лицевой панели газоанализатора расположены: графический OLED дисплей, светодиоды «Питание», «Отказ», «Порог1», «Порог2», «Δ», «∇» и управляющие клавиши «Вверх / Выход» и «Вниз / Ввод».

Внутри корпуса газоанализатора расположены клеммы для подключения датчика, питания и съема выходных сигналов.

Газоанализаторы обеспечивают выходные сигналы:

- показания встроенного OLED дисплея;
- светодиодная индикация (Норма / Отказ / Порог 1 / Порог 2);
- переключение контактов реле (Отказ / Порог 1 / Порог 2);
- унифицированный аналоговый выходной токовый сигнал постоянного тока (от 4 до 20 мА);
- цифровой RS485, протокол Modbus™ RTU;
- цифровой выход HART.

Структура условного обозначения газоанализаторов: ИДК-10- TU- VV/WW- XY- ZZZZ.

В обозначениях исполнений газоанализаторов используются следующие символы:

Т – конструктивное исполнение (0 – материал алюминий, с дисплеем, 1 – материал нержавеющей сталь, с дисплеем, 3- материал алюминий, без дисплея, 4 – материал нержавеющей сталь, без дисплея);

U – устанавливаемый сенсор (1, 3 – оптический, 2 – термokatалитический);

VV/WW – исполнение по основному определяемому компоненту и точности измерения/дополнительный компонент;

X – количество кабельных вводов;

Y – вид подключаемого кабеля;

ZZZZ – климатическое исполнение.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид газоанализаторов приведен на рисунках 1 – 5. Схема пломбирования приведена на рисунке 6.

Заводской номер наносится на табличку типографским, ударным методом или методом гравировки, расположенную на корпусе газоанализатора. Общий вид таблички с указанием заводского номера представлен на рисунке 7.



Рисунок 1 – Газоанализатор модификации ИДК-10-Х1 с оптическим сенсором и место нанесения знака утверждения типа



Рисунок 2 – Газоанализатор модификации ИДК-10-Х2 с термокatalитическим сенсором



Рисунок 3 – Газоанализатор модификации ИДК-10-Х1 с оптическим сенсором без дисплея (конструктивное исполнение 3)



а) с брызгозащитным кожухом

б) без брызгозащитного кожуха

Рисунок 4 – Газоанализатор модификации ИДК-10-Х3 с оптическим сенсором (конструктивное исполнение 0 или 1)



а) с брызгозащитным кожухом

б) без брызгозащитного кожуха

Рисунок 5 – Газоанализатор модификации ИДК-10-Х3 с оптическим сенсором
(конструктивное исполнение 3 или 4)

Крышка в открытом состоянии

Пломбировать мастикой ГОСТ 18680-73
приложение 4 в пломбировочную чашку

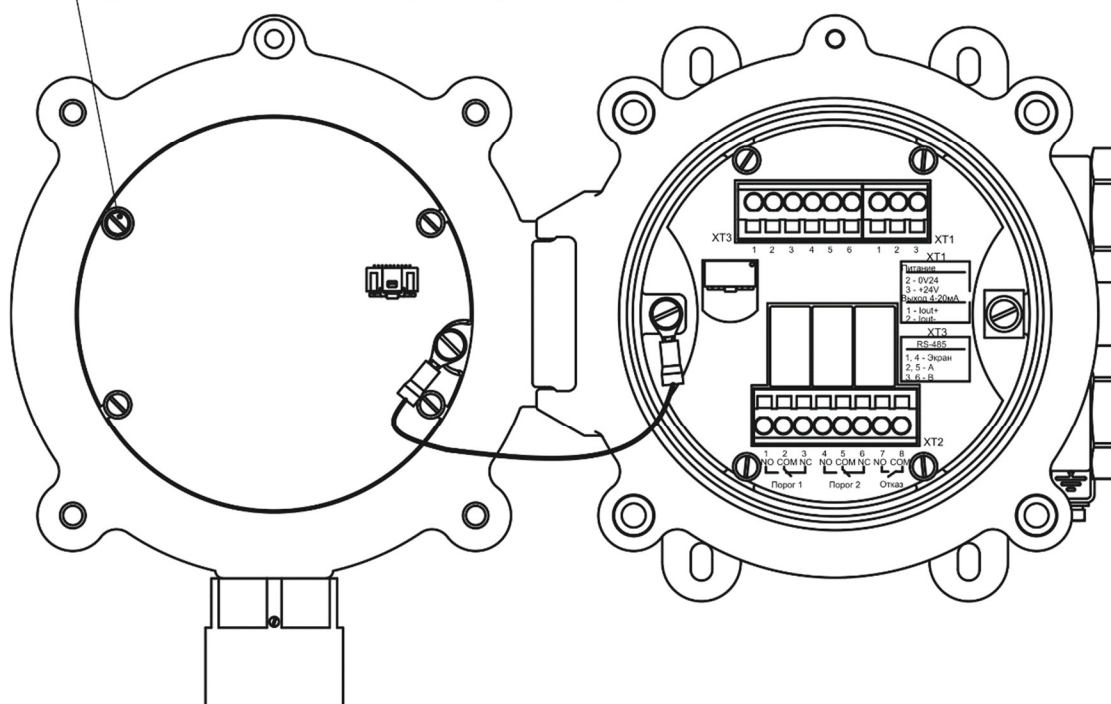


Рисунок 6 – Схема пломбирования газоанализаторов ИДК-10



Рисунок 7 – Общий вид таблички с указанием заводского номера газоанализатора

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО), разработанное изготовителем специально для решения задач измерения содержания определяемых компонентов в воздухе рабочей зоны.

ПО газоанализаторов обеспечивает следующие основные функции:

- обработку и передачу измерительной информации от первичного измерительного преобразователя;
- формирование выходного аналогового сигнала (4 - 20) мА;
- формирование цифрового выходного сигнала HART;
- формирование цифрового выходного сигнала RS485 (в зависимости от модификации);
- сравнение измеренных значений содержания определяемого компонента с установленными пороговыми значениями и выдача сигнализации о достижении этих уровней;
- самодиагностику аппаратной части газоанализатора;
- настройку нулевых показаний и чувствительности газоанализатора.

ПО газоанализатора реализует следующие расчетные алгоритмы:

- 1) вычисление значений содержания определяемого компонента по данным от первичного измерительного преобразователя;
- 2) вычисление значений выходного аналогового сигнала и цифровых сигналов;
- 3) сравнение текущих результатов измерений с заданными пороговыми уровнями срабатывания сигнализации;
- 4) непрерывную самодиагностику аппаратной части газоанализатора.

Встроенное ПО газоанализаторов, оснащенных дисплеем, идентифицируется при включении газоанализатора путем вывода на дисплей номера версии и контрольной суммы или через меню пользователя. Идентификация ПО газоанализаторов, не оснащенных дисплеем, осуществляется чтением регистра по RS-485 ModBus (номер регистра-1155, формат: [версия X.X]*10).

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ИДК-10
Номер версии (идентификационный номер) ПО модификаций ИДК-10-Х1 и ИДК-10-Х2	1.1
Номер версии (идентификационный номер) ПО модификации ИДК-10-Х3	1.3
Цифровой идентификатор ПО для модификаций ИДК-10-Х1 и ИДК-10-Х2	D35AE848
Цифровой идентификатор ПО для модификации ИДК-10-Х3	9C840ED8
Алгоритм расчета цифрового идентификатора ПО	CRC32
Примечание – номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. Значение контрольной суммы, указанное в таблице, относится только к файлу встроенного ПО указанной версии.	

Влияние встроенного программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик газоанализаторов.

Газоанализаторы имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты – «средний» по Р 50.2.077—2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Диапазоны измерений, диапазоны показаний и пределы допускаемой основной погрешности для модификаций ИДК-10-Х1 с оптическим сенсором

Модификация газоанализатора	Определяемый компонент (измерительный канал)	Диапазон показаний содержания определяемого компонента	Диапазон измерений содержания определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности	
				абсолютной, % НКПР	относительной, %
ИДК-10-Х1-А1	Метан (CH ₄),	от 0 до 100 % НКПР ²⁾ (от 0 до 4,4 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР включ.	±3	-
			св. 50 до 100 % НКПР	±5	-
ИДК-10-Х1-01	Метан (CH ₄),	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5	-
			св. 50 до 100 % НКПР	-	±10
ИДК-10-Х1-02	Этан (C ₂ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,4 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5	-
			св. 50 до 100 % НКПР	-	±10
ИДК-10-Х1-А3	Пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР включ.	±3	-
			св. 50 до 100 % НКПР	±5	-

Модификация газоанализато- ра	Определяемый компонент (измеритель- ный канал)	Диапазон по- казаний со- держания определяемо- го компонен- та	Диапазон измерений содержания определяемо- го компонен- та	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности	
				абсолют- ной, % НКПР	относитель- ной, %
ИДК-10-X1-03	Пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5	-
			св. 50 до 100 % НКПР	-	±10
ИДК-10-X1-04	н-Бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5	-
			св. 50 до 100 % НКПР	-	±10
ИДК-10-X1-05	Пентан (C ₅ H ₁₂)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,1 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5	-
			св. 50 до 100 % НКПР	-	±10
ИДК-10-X1-06	Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,0 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5	-
			св. 50 до 100 % НКПР	-	±10
ИДК-10-X1-07	Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,3 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5	-
			св. 50 до 100 % НКПР	-	±10
ИДК-10-X1-08	Изопентан (i-C ₅ H ₁₂)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,3 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5	-
			св. 50 до 100 % НКПР	-	±10
ИДК-10-X1-09	Этилен (C ₂ H ₄)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,3 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5	-
			св. 50 до 100 % НКПР	-	±10
ИДК-10-X1-10	Пропилен (C ₃ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,0 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5	-
			св. 50 до 100 % НКПР	-	±10
ИДК-10-X1-11	Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5	-
			св. 50 до 100 % НКПР	-	±10
ИДК-10-X1-12	Гептан (C ₇ H ₁₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 0,85 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5	-
			св. 50 до 100 % НКПР	-	±10

ИДК-10-X1-13	Метанол (CH ₃ OH)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 6,0 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР	±5	-
ИДК-10-X1-14	Толуол (C ₆ H ₅ CH ₃)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,0 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР	±5	-
ИДК-10-X1-15	Оксид этилена (C ₂ H ₄ O)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,6 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР	±5	-
ИДК-10- X1-20	Диоксид углерода (CO ₂)	от 0,0 до 2,5 % (об.)	от 0,0 до 2,5 (об.)	±(0,1+ 0,01·Си) ³⁾ (об.)	-
ИДК-10-X1-21	Ацетон (CH ₃ COCH ₃)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,5 % об.д.)	от 0 до 50 % НКПР	±5	-
Пары нефтепродуктов ⁴⁾					
ИДК-10-X1-22	Бензин АИ-92	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5	-
ИДК-10-X1-23	Бензин АИ-95	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5	-
ИДК-10-X1-24	Топливо дизельное	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5	-
ИДК-10-X1-25	Топливо для реактивных двигателей	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5	-
ИДК-10-X1-26	Бензин авиационный	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5	-
ИДК-10-X1-27	Уайт-спирит	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5	-

¹⁾ В нормальных условиях эксплуатации для газовых сред, содержащих только один определяемый компонент: диапазон температуры окружающего воздуха от +15 °С до +25 °С; диапазон относительной влажности окружающего воздуха не более 80 %; диапазон атмосферного давления от 98,3 до 104,3кПа.

²⁾ Значения НКПР для определяемых компонентов по ГОСТ 31610.20-1-2020.

³⁾ Си – содержание определяемого компонента на входе газоанализатора, % (об.).

⁴⁾ Пары нефтепродуктов:

- бензин неэтилированный по ГОСТ Р 51866-2002 (ЕН 228), ГОСТ 32513-2013;
- бензин автомобильный по техническому регламенту Таможенного союза "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту";
- топливо дизельное по ГОСТ 305-2013;
- топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227-86,
- бензин авиационный по ГОСТ 1012-2013;
- уайт-спирит по ГОСТ 3134-78.

Таблица 3 – Диапазоны измерений, диапазоны показаний и пределы допускаемой основной погрешности для модификаций ИДК-10-X2 с термокаталитическим сенсором

Модификация газоанализатора	Определяемый компонент (измерительный канал)	Диапазон показаний содержания определяемого компонента	Диапазон измерений содержания определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ¹⁾ абсолютной погрешности
ИДК-10-X2-01	Метан (CH ₄)	от 0 до 100 % НКПР ²⁾ (от 0 до 4,4 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР
ИДК-10-X2-02	Этан (C ₂ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,4 % (об.))		
ИДК-10-X2-03	Пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 % (об.))		
ИДК-10-X2-04	н-Бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 % (об.))		
ИДК-10-X2-05	Пентан (C ₅ H ₁₂)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,1 % (об.))		
ИДК-10-X2-06	Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,0 % (об.))		
ИДК-10-X2-07	Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,3 % (об.))		
ИДК-10-X2-08	Изопентан (C ₅ H ₁₂)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,3 % (об.))		
ИДК-10-X2-09	Этилен (C ₂ H ₄)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,3 % (об.))		
ИДК-10-X2-11	Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 % (об.))		

Модификация газоанализатора	Определяемый компонент (измерительный канал)	Диапазон показаний содержания определяемого компонента	Диапазон изменений содержания определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ¹⁾ абсолютной погрешности
ИДК-10-X2-16	Оксид углерода (CO)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 10,9 % (об.))		
ИДК-10-X2-17	Водород (H ₂)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР
ИДК-10-X2-18	Аммиак (NH ₃)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 15 % (об. д.))		
ИДК-10-X2-19	Винилхлорид (C ₂ H ₃ Cl)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 3,6 % (об.))		

¹⁾ В нормальных условиях эксплуатации для газовых сред, содержащих только один определяемый компонент: диапазон температуры окружающего воздуха от +15 °С до +25 °С; диапазон относительной влажности окружающего воздуха не более 80 %; диапазон атмосферного давления от 98,3 до 104,3кПа.

²⁾ Значения НКПР для определяемых компонентов по ГОСТ 31610.20-1-2020.

Таблица 4 – Диапазоны измерений, диапазоны показаний и пределы допускаемой основной погрешности для модификаций ИДК-10-X3 с оптическим сенсором

Модификация газоанализато- ра	Определяе- мый компо- нент (измеритель- ный канал)	Диапазон показаний содержания определяемо- го компонен- та	Диапазон измерений содержания определяемо- го компонен- та	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности	
				абсолютной, % НКПР	относительной, %
ИДК-10-Х3-01	Метан (СН ₄)	от 0 до 100 % НКПР ²⁾ (от 0 до 4,4 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5	-
			св. 50 до 100 % НКПР	-	±10
ИДК-10-Х3-А1		от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР включ.	±3	-
			св. 50 до 100 % НКПР	±5	-
ИДК-10-Х3-В1		от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР	±3	-

Модификация газоанализато- ра	Определяе- мый компо- нент (измеритель- ный канал)	Диапазон показаний содержания определяемо- го компонен- та	Диапазон измерений содержания определяемо- го компонен- та	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности	
				абсолютной, % НКПР	относительной, %
ИДК-10-ХЗ-02	Этан (C ₂ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,4% (об.))	от 0 до 50 % НКПР	±5	-
ИДК-10-ХЗ-А2		от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,4% (об.))	от 0 до 50 % НКПР	±3	-
ИДК-10-ХЗ-03	Пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7% (об.))	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5	-
			св. 50 до 100 % НКПР	-	± 10
ИДК-10-ХЗ-А3		от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7% (об.))	от 0 до 50 % НКПР включ.	±3	-
			св. 50 до 100 % НКПР	±5	-
ИДК-10-ХЗ-В3		от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7% (об.))	от 0 до 50 % НКПР	±3	-
ИДК-10-ХЗ-04	н-Бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР	±5	-
ИДК-10-ХЗ-А4				±3	-
ИДК-10-ХЗ-05	Пентан (C ₅ H ₁₂)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,1% (об.))	от 0 до 50 % НКПР	±5	-
ИДК-10-ХЗ-А5				±3	-
ИДК-10-ХЗ-06	Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,0 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР	±5	-
ИДК-10-ХЗ-А6				±3	-
ИДК-10-ХЗ-10	Пропилен (C ₃ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,0 % (об.))	от 0 до 50 % НКПР	±5	-
ИДК-10-ХЗ- А10				±3	-

¹⁾ В нормальных условиях эксплуатации для газовых сред, содержащих только один определяемый компонент: диапазон температуры окружающего воздуха от +15 °С до +25 °С; диапазон относительной влажности окружающего воздуха не более 80 %; диапазон атмосферного давления от 98,3 до 104,3кПа.

²⁾ Значения НКПР для определяемых компонентов по ГОСТ 31610.20-1-2020.

Таблица 5 - Прочие метрологические характеристики газоанализаторов

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемой вариации показаний газоанализатора, в долях от предела допускаемой основной погрешности - для газоанализаторов модификаций ИДК-10-X1, ИДК-10-X2 - для газоанализаторов модификаций ИДК-10-X3	0,5 0,2
Предел допускаемого времени установления показаний газоанализатора, не более, с: - газоанализаторы модификаций ИДК-10-X1 с оптическим сенсором, без гидрофобного фильтра - $T_{0,5д}^{1)}$ — метан, — пропан, — ацетон, — пары нефтепродуктов, — остальные определяемые компоненты;	4 6 3 10 16
- $T_{0,9д}^{2)}$ — метан, — пропан, — ацетон, — пары нефтепродуктов, — остальные определяемые компоненты; - газоанализаторы модификаций ИДК-10-X1 с оптическим сенсором, с гидрофобным фильтром - $T_{0,5д}$ — метан, — пропан, — ацетон, — пары нефтепродуктов, — остальные определяемые компоненты; - $T_{0,9д}$ — метан, — пропан, — ацетон, — пары нефтепродуктов, — остальные определяемые компоненты;	5 15 4 20 25 10 15 4 15 25 20 40 5 35 60
- газоанализаторы модификаций ИДК-10-X2 с термokatалитическим сенсором (кроме метана) - $T_{0,5д}$ - $T_{0,9д}$ - газоанализаторы модификаций ИДК-10-X2 с термokatалитическим сенсором метана - $T_{0,5д}$ - $T_{0,9д}$ - газоанализаторы модификаций ИДК-10-X3 с оптическим сенсором - $T_{0,5д}$ — метан, — пропан,	20 30 10 30 11 8

Наименование характеристики	Значение
– остальные определяемые компоненты;	12
- Т _{0,9д}	
– метан,	18
– пропан,	14
– остальные определяемые компоненты	17
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды в пределах условий эксплуатации на каждые ± 10 °С от температуры определения основной погрешности, в долях от пределов допускаемой основной погрешности:	
- для газоанализаторов дозрывоопасной концентрации модификаций ИДК-10-Х1 с оптическими сенсорами	$\pm 0,5$
- для газоанализаторов дозрывоопасной концентрации модификаций ИДК-10-Х2 с термокаталитическими сенсорами	$\pm 0,2$
- для газоанализаторов модификаций ИДК-10-Х1 с оптическими сенсорами диоксида углерода	$\pm 0,7$
- для газоанализаторов модификаций ИДК-10-Х3 с оптическими сенсорами	$\pm 0,15$
Пределы допускаемой дополнительной погрешности изменения относительной влажности окружающей среды в пределах условий эксплуатации на каждые 10 % от относительной влажности при которой была определена основная погрешность, в долях от предела допускаемой основной погрешности (для газоанализаторов модификаций ИДК-10-Х1, ИДК-10-Х2)	$\pm 0,2$
Пределы допускаемой дополнительной погрешности изменения относительной влажности окружающей среды в пределах условий эксплуатации, в долях от предела допускаемой основной погрешности (для газоанализаторов модификаций ИДК-10-Х3)	$\pm 0,2$
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения атмосферного давления в пределах условий эксплуатации на каждые 3,3 кПа от атмосферного давления при котором была определена основная погрешность, в долях от предела допускаемой основной погрешности	$\pm 0,4$
Пределы допускаемого изменения показаний газоанализатора за 8 ч непрерывной работы, в долях от предела допускаемой основной погрешности	
- для газоанализаторов модификаций ИДК-10-Х1, ИДК-10-Х2	$\pm 0,5$
- для газоанализаторов модификаций ИДК-10-Х3	$\pm 0,2$

Таблица 6 – Основные технические характеристики газоанализаторов

Наименование характеристики	Значение
Время прогрева газоанализаторов, мин, не более	
- для модификаций ИДК-10-Х1 и ИДК-10-Х2;	1
- для модификаций ИДК-10-Х3	20
Электропитания осуществляется постоянным током напряжением, В	от 12 до 36
Потребляемая электрическая мощность, Вт, не более	
- для модификаций ИДК-10-Х1 и ИДК-10-Х2;	5,0
- для модификаций ИДК-10-Х3	5,5

Наименование характеристики	Значение
Маркировка взрывозащиты газоанализаторов: ИДК-10-X1 ИДК-10-X2 ИДК-10-X3	1Ex d [ib] IIC T6 Gb X 1Ex d IIC T6 Gb X 1Ex d IIC T6...T5 Gb X
Габаритные размеры, мм, не более - для модификаций ИДК-10-X1 и ИДК-10-X2: - высота - ширина - длина - для модификаций ИДК-10-X3 (без брызгозащитного кожуха): - высота - ширина - длина	110 188 155 110 255 155
Масса, кг, не более - для модификаций ИДК-10-X1 и ИДК-10-X2: - алюминиевый корпус - стальной корпус - для модификаций ИДК-10-X3: - алюминиевый корпус - стальной корпус	2,5 5,0 2,8 5,5
Уровень защиты корпуса газоанализатора от проникновения твердых предметов и воды по ГОСТ 14254-2015	IP67
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	42000
Средний срок службы, лет	10
Назначенный срок службы, лет	15
Условия эксплуатации: - диапазон температуры окружающей среды, °C - для мод.ИДК-10-X1 и ИДК-10-X2: - для мод.ИДК-10-X3: - диапазон относительной влажности при температуре +35 °C (без конденсации), % - диапазон атмосферного давления, кПа	от -60 до +65 от -60 до +90 до 98 от 80 до 120

Знак утверждения типа наносится

на лицевую панель фотохимическим способом, на титульные листы Руководства по эксплуатации и Формуляра типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность газоанализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор ИДК-10	ОФТ.18.2272.00.00.00	1 шт. (исполнение газоанализатора определяется при заказе)
Комплект эксплуатационной документации (ЭД) на ИДК-10 в составе:		
- Руководство по эксплуатации	ОФТ.18.2272.00.00.00 РЭ	1 шт.
- Формуляр	ОФТ.18.2272.00.00.00 ФО	1 шт.
Методика поверки		1 шт.
Программное обеспечение и эксплуатационная документация в pdf-формате на CD-диске ¹⁾		1 шт.
Комплект разрешительной документации в составе:		
- Копия сертификата об утверждении типа средств измерений		1 шт.
- Копия сертификата соответствия требованиям технического регламента ТР ТС 012/2011		1 шт.
- Копия декларации о соответствии техническому регламенту ТР ТС 020/2011		1 шт.
¹⁾ Поставляется по дополнительным требованиям		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 документа ОФТ.18.2272.00.00.00 РЭ «Газоанализатор ИДК-10. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

ГОСТ Р 52350.29.1-2010 «Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы. Общие технические требования и методы испытаний газоанализаторов горючих газов»;

ГОСТ 13320-81 «Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия»;

ГОСТ Р 52931-2008 «Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия»;

ТУ 4215-2272-20885897-2016 «Газоанализаторы ИДК-10. Технические условия».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие
«Томская электронная компания» (ООО НПП «ТЭК»)
ИНН 7020037139
Адрес: 634040, г. Томск, ул. Высоцкого, д. 33
Телефон: (3822) 63-38-37, 63-39-63,
Web-сайт: www.npptec.ru; npptek.pf; www.idk-10.ru
E-mail: npp@mail.npptec.ru,

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19
Телефон: (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14
Web-сайт: www.vniim.ru
E-mail: info@vniim.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311541.