

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» августа 2022 г. № 1977

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-10	Е	86368-22	271	Общество с ограниченной ответственностью "Связь Энерго" (ООО "Связь Энерго"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Связь Энерго" (ООО "Связь Энерго"), г. Москва	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Транснефть – Урал" (АО "Транснефть – Урал"), г. Уфа	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	03.09.2021
2.	Газоанализаторы стационарные	GD	С	86369-22	мод. GD-A80V зав. №51L0095801-1, мод. GD-A80V зав. №51L0095801-2, мод. GD-K88Ai зав. №51L0095802, мод. GD-A80 зав. №51L0095801-3	Фирма Riken Keiki Co., Ltd, Япония	Фирма Riken Keiki Co., Ltd., Япония	ОС	МП-295/06-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью со 100% иностранными инвестициями "ТАЙРИКУ МОСКВА ЛТД" (ООО "ТАЙРИКУ МОСКВА ЛТД"), г. Москва	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	28.12.2021
3.	Газоанализаторы стационарные	SD	С	86370-22	мод. SD-10X зав. № 51K0276401-2RN, мод. SD-1GH зав. №	Фирма Riken Keiki Co., Ltd., Япония	Фирма Riken Keiki Co., Ltd., Япония	ОС	МП-296/06-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью со 100%	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	28.12.2021

					51K0498701RN, мод. SD-1GP зав. № 51E00507-4TM, мод. SD-1EC зав. № 51K0294501-2RN, мод. SD-1RI зав. № 51K0342389-1RN						иностранными инвестициями "ТАЙРИКУ МОСКВА ЛТД" (ООО "ТАЙРИКУ МОСКВА ЛТД"), г. Москва		
4.	Резервуары стальные горизон- тальные ци- линдриче- ские	РГС-60	Е	86371-22	1, 2, 3, 4	Общество с ограниченной ответственно- стью "ТАИФ- НК АЗС" (ООО "ТАИФ- НК АЗС"), г. Казань	Общество с ограниченной ответственно- стью "ТАИФ- НК АЗС" (ООО "ТАИФ- НК АЗС"), г. Казань	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственно- стью "ТАИФ- НК АЗС" (ООО "ТАИФ- НК АЗС"), г. Казань	ООО "Метро- КонТ", г. Казань	08.11.2021
5.	Резервуар стальной горизон- тальный ци- линдриче- ский	РГС-15	Е	86372-22	5	Общество с ограниченной ответственно- стью "ТАИФ- НК АЗС" (ООО "ТАИФ- НК АЗС"), г. Казань	Общество с ограниченной ответственно- стью "ТАИФ- НК АЗС" (ООО "ТАИФ- НК АЗС"), г. Казань	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственно- стью "ТАИФ- НК АЗС" (ООО "ТАИФ- НК АЗС"), г. Казань	ООО "Метро- КонТ", г. Казань	08.11.2021
6.	Вольтам- перфазомет- ры	ПАРМА ВАФ®- А(М2)	С	86373-22	РА1.007.006-01, № 00005; РА1.007.006, № 00006; РА1.007.006-01, № 00007; РА1.007.006-01, № 00008; РА1.007.006, № 00009; РА1.007.006, № 00010; РА1.007.006-01, № 00011; РА1.007.006, № 00012	Общество с ограниченной ответственно- стью "ПАР- МА" (ООО "ПАРМА"), г. Санкт- Петербург	Общество с ограниченной ответственно- стью "ПАР- МА" (ООО "ПАРМА"), г. Санкт- Петербург	ОС	РА1.007.00 6МП	2 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "ПАР- МА" (ООО "ПАРМА"), г. Санкт- Петербург	ООО "НИЦ "ЭНЕРГО", г. Москва	23.05.2022
7.	Резервуар стальной вертикаль- ный цилин-	РВС- 2000	Е	86374-22	44	Общество с ограниченной ответственно- стью "Газ-	Общество с ограниченной ответственно- стью "Газ-	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственно- стью "Газ-	ООО "Метро- КонТ", г. Казань	06.06.2022

	дрический					промнефть-Терминал" (ООО "Газ-промнефть-Терминал"), г. Новосибирск	промнефть-Терминал" (ООО "Газ-промнефть-Терминал"), г. Новосибирск				промнефть-Терминал" (ООО "Газ-промнефть-Терминал"), г. Новосибирск		
8.	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические	РВС-3000	Е	86375-22	8, 14	Общество с ограниченной ответственностью "Газ-промнефть-Терминал" (ООО "Газ-промнефть-Терминал"), г. Новосибирск	Общество с ограниченной ответственностью "Газ-промнефть-Терминал" (ООО "Газ-промнефть-Терминал"), г. Новосибирск	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Газ-промнефть-Терминал" (ООО "Газ-промнефть-Терминал"), г. Новосибирск	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	06.06.2022
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газ-пром транс-газ Санкт-Петербург" КС "Славянская", КС "Дивенская", КС "Волховская", КС "Пикалёвская"	Обозначение отсутствует	Е	86376-22	13.001-2022	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	ОС	МП-422-RA.RU.310 556-2022	4 года	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	08.06.2022
10.	Трансформатор тока	TG 550	Е	86377-22	2GJF2200000109	Hitachi Energy Italy S.p.A, Италия	Hitachi Energy Italy S.p.A, Италия	ОС	ГОСТ 8.217-2003	8 лет	Филиал общества с ограниченной ответ-	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ",	22.06.2022

											ственностью "Хитачи Энерджи" (Филиал ООО "Хитачи Энерджи"), г. Екатеринбург	г. Москва	
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО "КМА-Энергосбыт" для энергоснабжения ПАО "МегаФон" (г. Тверь) и ООО "Линде Газ Новотроицк"	Обозначение отсутствует	Е	86378-22	001	Акционерное общество "КМА-Энергосбыт" (АО "КМА-Энергосбыт"), Курская область, г. Железнодорожск	Акционерное общество "КМА-Энергосбыт" (АО "КМА-Энергосбыт"), Курская область, г. Железнодорожск	ОС	МП 16-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	ООО "АСЭ", г. Владимир	28.04.2022
12.	Трансформаторы напряжения	НКФ 220-58	Е	86379-22	1032535, 1032540, 1032545	Акционерное общество холдинговая компания "Электрозавод" (АО "Электрозавод"), г. Москва (изготовлены в 1973 г.)	Акционерное общество холдинговая компания "Электрозавод" (АО "Электрозавод"), г. Москва	ОС	ГОСТ 8.216-2011	4года	Общество с ограниченной ответственностью "Межрегиональная Энергосбытовая Компания" (ООО "МЭК"), г. Санкт-Петербург	ООО "НИЦ "ЭНЕРГО", г. Москва	09.06.2022
13.	Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58 У1	Е	86380-22	9091, 9112, 12554	Производственное объединение "За-	Производственное объединение "За-	ОС	ГОСТ 8.216-2011	4года	Обществом с ограниченной ответственностью	ООО "НИЦ "ЭНЕРГО", г. Москва	05.05.2022

						порожтрансформатор" (ПО "Запорожтрансформатор"), Украина (изготовлены в 1981-1982 гг.)	порожтрансформатор" (ПО "Запорожтрансформатор"), Украина				стью "Межрегиональная Энергосбытовая Компания" (ООО "МЭК"), г. Санкт-Петербург		
14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ОЛСАМ"	Обозначение отсутствует	Е	86381-22	057	Закрытое акционерное общество "РеконЭнерго" (ЗАО "РеконЭнерго"), г. Воронеж	Общество с ограниченной ответственностью "ОЛСАМ" (ООО "ОЛСАМ"), г. Воронеж	ОС	МП 057-2022	4 года	Закрытое акционерное общество "РеконЭнерго" (ЗАО "РеконЭнерго"), г. Воронеж	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	04.07.2022
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Зеленино	Обозначение отсутствует	Е	86382-22	367	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП 206.1-066-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	30.06.2022
16.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммер-	Обозначение отсутствует	Е	86383-22	376	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетиче-	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетиче-	ОС	МП 206.1-061-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	23.06.2022

	ческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Мокша					ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва				КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва		
--	--	--	--	--	--	---	---	--	--	--	--	--	--

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» августа 2022 г. № 1977

Регистрационный № 86368-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-10

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-10 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной горизонтальный цилиндрический, номинальной вместимостью 10 м³.

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью и нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуар представляет собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с усеченно-коническими днищами.

Резервуар оборудован смотровой площадкой с лестницей и ограждениями

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара нанесен типографским способом в паспорт резервуара и ударным способом на металлический шильдик резервуара (рисунок 1).

Резервуар РГС-10 с заводским номером 271 расположен по адресу: Челябинская область, Красноармейский район, с. Канашево, НПС «Канаш», Челябинское НУ АО «Транснефть – Урал».

Общий вид резервуара РГС-10, представлен на рисунке 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Место нанесения заводского номера



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РГС-10

Пломбирование резервуара РГС-10 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	10
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объёмный метод), %	±0,25

Т а б л и ц а 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Т а б л и ц а 3- Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-10	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в паспорте на резервуар пункт 8.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Связь Энерго» (ООО «Связь Энерго»)
ИНН 7704774807

Адрес: 391430, Рязанская область, г. Сасово, ул. Пушкина, 21

Юридический адрес: 115184, г. Москва, ул. Пятницкая, 55/25, строение 4

Телефон/ факс: +7 (495) 127-01-95/ (499) 380-60-32

Web-сайт: sv-e.ru

E-mail: info@sv-e.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Связь Энерго» (ООО «Связь Энерго»)
ИНН 7704774807

Адрес: 391430, Рязанская область, г. Сасово, ул. Пушкина, 21

Юридический адрес: 115184, г. Москва, ул. Пятницкая, 55/25, строение 4

Телефон/ факс: +7 (495) 127-01-95/ (499) 380-60-32

Web-сайт: sv-e.ru

E-mail: info@sv-e.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ» (ООО «МетроКонТ»)

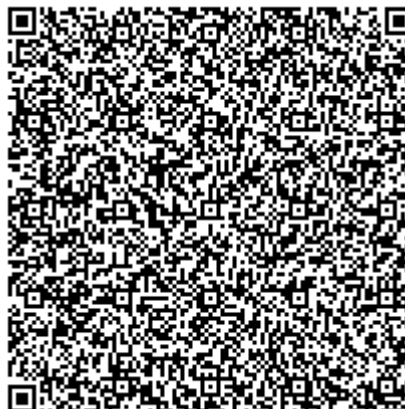
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.312640.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» августа 2022 г. № 1977

Регистрационный № 86369-22

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы стационарные GD

Назначение средства измерений

Газоанализаторы стационарные GD (далее – газоанализаторы) предназначены для автоматического непрерывного измерения объемной доли кислорода, вредных газов и паров в воздушных средах, а также до взрывоопасных концентраций горючих газов и паров горючих жидкостей в смеси с воздухом во взрывоопасных зонах.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов основан на применении термокаталитических, полупроводниковых и электрохимических датчиков.

Газоанализаторы стационарные GD выпускаются в следующих модификациях: GD-A80, GD-A80D, GD-A80V, GD-A80DV, GD-A80S, GD-A80DS, GD-A80N, GD-A80DN, GD-D58, GD-K88Ai и являются одноканальными приборами непрерывного действия.

Модификации газоанализаторов различаются конструктивным исполнением, по типу и спецификации интерфейса, что способствует выводу концентрации газа в виде аналогового или цифрового сигнала и применяемыми типами сенсоров. Существуют следующие типы сенсоров:

- термокаталитические сенсоры используют в модификациях GD-A80, GD-A80D и GD-D58 предназначенные для контроля содержания горючих газов;
- полупроводниковые сенсоры используют в модификациях GD-A80V, GD-A80DV, GD-A80S, GD-A80DS и GD-K88Ai, служащие для контроля содержания горючих и токсичных газов;
- электрохимические сенсоры используют в модификациях GD-K88Ai
- термокондуктометрические сенсоры используют в модификациях GD-A80N и GD-A80DN (которые применяются в сочетании с термокаталитическими и полупроводниковыми) для контроля содержания горючих и токсичных газов.

Отбор пробы анализируемого воздуха осуществляется за счет диффузионного механизма, либо с помощью подключаемого насоса RP-D58. Газоанализаторы модификаций GD-A80, GD-A80D, GD-A80V, GD-A80DV, GD-A80S, GD-A80DS, GD-A80N, GD-A80DN, GD-D58 не имеют внешней индикации и обеспечивают передачу измерительной информации на системный контроллер RM-5000 или RM-580 посредством аналогового сигнала. Газоанализатор модификации GD-K88Ai имеет цифровую индикацию на жидких кристаллах для непрерывной визуализации концентрации измеряемого компонента непосредственно на месте измерения. Кнопки управления расположены на передней панели корпусов газоанализаторов и используются для их настройки и обслуживания.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и (или) в паспорт газоанализатора, в соответствии с действующим законодательством. Газоанализаторы имеют заводские номера, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра, номер наносится на идентификационную табличку в виде буквенно-цифрового обозначения. Пломбирование газоанализаторов от несанкционированного доступа не предусмотрено.

Внешний вид газоанализаторов приведен на рисунках 1 – 4.



Рисунок 1 – Внешний вид
газоанализаторов стационарных GD,
модификации GD-A80 (GD-A80D)



Рисунок 2 – Внешний вид
газоанализаторов стационарных GD, модификации
GD-A80V (GD-A80DV,
GD-A80S, GD-A80DS, GD-A80N, GD-A80DN)



Рисунок 3 – Внешний вид
газоанализаторов стационарных GD,
модификации GD-D58

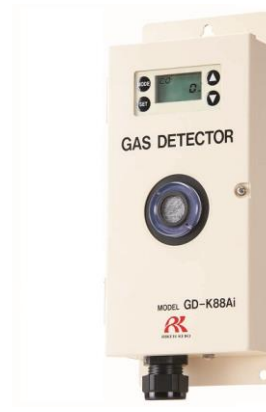


Рисунок 4 – Внешний вид газоанализаторов
стационарных GD, модификация
GD-K88Ai

Программное обеспечение

Газоанализаторы модификации GD-K88Ai имеют встроенное, метрологически значимое программное обеспечение (ПО), предназначенное для обработки измерительной информации. Данное ПО устанавливается в газоанализаторы на заводе-изготовителе во время производственного цикла, что исключает возможность несанкционированных настроек и вмешательства, приводящих к искажению результатов измерений.

Встроенное ПО обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- обработку измерительной информации;
- проведение настройки газоанализатора;
- формирование цифрового выходного сигнала.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения мод. GD-K88Ai

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	05753
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Ver.0
Цифровой идентификатор ПО	8C23
Алгоритм расчета цифрового идентификатора ПО	-
Примечание - Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице.	

Влияние встроенного программного обеспечения газоанализаторов учтено при нормировании метрологических характеристик.

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики газоанализаторов приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 - Метрологические характеристики газоанализаторов модификаций GD-A80, GD-A80D, GD-D58 (термокаталитические сенсоры)

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерений определяемого компонента	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний $T_{0,9D}$, с
Горючие газы (термокаталитические сенсоры)				
Акрилонитрил	C_3H_3N	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 28000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Аммиак	NH_3	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 15000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Ацетилен	C_2H_2	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 15000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Ацетон	C_3H_6O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 21500 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Ацетонитрил	CH_3CN	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 30000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Бензол	C_6H_6	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 12000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Бутадиен	C_4H_6	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 11000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Бутан	$n-C_4H_{10}$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 15000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерений определяемого компонента	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний $T_{0,9д}$, с
Бутен	C_4H_8	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 16000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Бутилацетат	$C_6H_{12}O_2$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 14000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Винилацетат	$C_4H_6O_2$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 26000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Водород	H_2	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 40000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Гексан	$n-C_6H_{14}$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 12000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Гексен	C_6H_{12}	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 12000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Гептан	$n-C_7H_{16}$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 11000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Дейтерий	D_2	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 12000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Декан	$n-C_{10}H_{22}$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 5600 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Диметиламин	C_2H_7N	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 28000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Метилдиэтаноламин	C_4H_9NO	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 5000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Диметиловый эфир	C_2H_6O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 30000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Диметилформамид	C_3H_7NO	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 9000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Этилацетат	$C_4H_8O_2$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 19000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Метилацетат	$C_3H_6O_2$	от 0 до 100% НКПР	$\pm 2\%$ НКПР	10
Дициклопентадиен	$C_{10}H_{12}$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 10000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Додекан	$C_{12}H_{26}$	от 0 до 100% НКПР	$\pm 2\%$ НКПР	10
Изобутан	$i-C_4H_{10}$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 18000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Бутилацетат	$C_6H_{12}O_2$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 13000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Изобутилен	$i-C_4H_8$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 18000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Изобутиловый спирт	$C_4H_{10}O$	от 0 до 100% НКПР	$\pm 2\%$ НКПР	10

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерений определяемого компонента	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний $T_{0,9д}$, с
		(от 0 до 17000 млн ⁻¹)	(±20 млн ⁻¹)	
Изогексан	i-C ₆ H ₁₄	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 11000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Изооктан	i-C ₈ H ₁₈	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 8000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Изопентан	i-C ₅ H ₁₂	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 13000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Изопрен	C ₅ H ₈	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 10000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Изопропанол	C ₃ H ₈ O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 20000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Ксилол	C ₈ H ₁₀	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 10000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Кумол	C ₉ H ₁₂	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 9000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Метан	CH ₄	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 50000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Метилацетат	C ₃ H ₆ O ₂	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 31000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Метилметакрилат	C ₅ H ₈ O ₂	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 17000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Метиловый спирт	CH ₃ OH	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 55000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Метилтретбутиловый эфир	C ₅ H ₁₂ O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 16000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Метилформиат	C ₂ H ₄ O ₂	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 45000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Метилциклогексан	C ₇ H ₁₄	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 11500 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Метилэтилкетон 2-бутанон	C ₄ H ₈ O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 18000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Муравьиная кислота	CH ₂ O ₂	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 72000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Нонан	C ₉ H ₂₀	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 7000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Оксид углерода	CO	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 12500 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Октан	C ₈ H ₁₈	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 8000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Пентан	n-C ₅ H ₁₂	от 0 до 100% НКПР	±2% НКПР	10

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерений определяемого компонента	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний $T_{0,9d}$, с
		(от 0 до 15000 млн ⁻¹)	(±20 млн ⁻¹)	
Пропан	C ₃ H ₈	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 20000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Пропанол	C ₃ H ₈ O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 21000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Пропилен	C ₃ H ₆	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 20000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Оксид пропилена	C ₃ H ₆ O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 28000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Пропионитрил	C ₃ H ₅ N	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 31000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Пропионовый альдегид	C ₃ H ₆ O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 23000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Стирол	C ₈ H ₈	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 11000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Тетрагидрофуран	C ₄ H ₈ O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 20000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Толуол	C ₇ H ₈	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 12000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Триэтиламин	C ₆ H ₁₅ N	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 12000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Уксусная кислота	C ₂ H ₄ O ₂	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 13000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Уксусный альдегид	C ₂ H ₄ O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 13000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Ундекан	C ₁₁ H ₂₄	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 2000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Фенол	C ₆ H ₅ OH	от 0 до 100% НКПР	±2% НКПР	10
Формальдегид	HCHO	от 0 до 25% НКПР (от 0 до 17500 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Фурфуриловый спирт	C ₅ H ₄ O ₂	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 200 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Циклогексан	C ₆ H ₁₂	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 13000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Циклогексано́л	C ₆ H ₁₂ O	от 0 до 25% НКПР (от 0 до 3000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Циклогексанон	C ₆ H ₁₀ O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 11000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Циклогексен	C ₆ H ₁₀	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 12000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерений определяемого компонента	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний $T_{0,9d}$, с
Циклопентан	C_5H_{10}	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 14000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Этан	C_2H_6	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 30000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Этаноламин	C_2H_7NO	от 0 до 100% НКПР	±2% НКПР	10
Этилацетат (EtAc)	$C_4H_8O_2$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 21000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Этилбензол	C_8H_{10}	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 10000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Этилен	C_2H_4	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 27000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Оксид этилена	C_2H_4O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 30000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Диэтиловый эфир	$C_4H_{10}O$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 17000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Этиловый спирт	C_2H_5OH	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 33000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Этилтретбутиловый эфир	$C_6H_{14}O$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 12000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Этилциклогексан	C_8H_{16}	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 9000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10

Таблица 3 – Метрологические характеристики газоанализаторов модификаций GD-A80V, GD-A80DV, GD-A80S, GD-A80DS, GD-A80N, GD-A80DN, GD-K88Ai (полупроводниковые сенсоры)

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерений определяемого компонента	Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний $T_{0,9д}$, с
Горючие газы				
Акрилонитрил	C_3H_3N	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Аммиак	NH_3	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Ацетилен	C_2H_2	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Ацетон	C_3H_6O	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Ацетонитрил	C_2H_3N	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Бензол	C_6H_6	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Бутадиен	C_4H_6	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Бутан	$n-C_4H_{10}$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Бутилацетат	$C_6H_{12}O_2$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Бутилен	C_4H_8	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Водород	H_2	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Винилацетат	$C_4H_6O_2$	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30
Гексан	$n-C_6H_{14}$	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Гексен	C_6H_{12}	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30
Гептан	$n-C_7H_{16}$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Дейтерий	D_2	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Декан	$C_{10}H_{22}$	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Диметиламин	C_2H_7N	от 0 до 500 млн ⁻¹	± 20	30
Диметилацетамид	C_4H_9NO	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Диметиловый эфир	C_2H_6O	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Диметилформамид	C_3H_7NO	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Этилацетат	$C_4H_8O_2$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Дициклопентадиен	$C_{10}H_{12}$	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Дихлорметан	CH_2Cl_2	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Дихлорэтан	$C_2H_4Cl_2$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Додекан	$C_{12}H_{26}$	от 0 до 300 млн ⁻¹	± 20	30
Изобутан	$i-C_4H_{10}$	от 0 до 18000 млн ⁻¹	± 20	30
Изобутилен	$i-C_4H_8$	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Изобутиловый спирт	$C_4H_{10}O$	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Изопентан	$i-C_5H_{12}$	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Изопрен	C_5H_8	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Изопропиловый спирт	C_3H_8O	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Ксилол	C_8H_{10}	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерений определяемого компонента	Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний $T_{0,9Д}$, с
Кумол	C_9H_{12}	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Метан	CH_4	от 0 до 50000 млн ⁻¹	± 20	30
Метилацетат	$C_3H_6O_2$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Метиловый спирт	CH_3OH	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Метилметакрилат	$C_5H_8O_2$	от 0 до 3000 млн ⁻¹	± 20	30
Метилформиат	$C_2H_4O_2$	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30
Муравьиная кислота	CH_2O_2	от 0 до 72000 млн ⁻¹	± 20	30
		от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Хлорметан	CH_3Cl	от 0 до 3000 млн ⁻¹	± 20	30
Метилциклогексан	C_7H_{14}	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Метилэтилкетон	C_4H_8O	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Нонан	C_9H_{20}	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Оксид углерода	CO	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Октан	C_8H_{18}	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Пентан	$n-C_5H_{12}$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Пропан	C_3H_8	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Пропилен	C_3H_6	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Оксид пропилена	C_3H_6O	от 0 до 20000 млн ⁻¹	± 20	30
Стирол	C_8H_8	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Тетрагидрофуран	C_4H_8O	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Толуол	C_7H_8	от 0 до 3000 млн ⁻¹	± 20	30
Уксусная кислота	$C_2H_4O_2$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Уксусный альдегид	C_2H_4O	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Ундекан	$C_{11}H_{24}$	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30
Фенол	C_6H_5OH	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Формальдегид	$HCHO$	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Фурфуриловый спирт	$C_5H_4O_2$	(от 0 до 200 млн ⁻¹)	± 20	30
Циклогексан	C_6H_{12}	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30
Циклогексано́л	$C_6H_{12}O$	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30
Циклогексанон	$C_6H_{10}O$	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30
Циклогексен	C_6H_{10}	от 0 до 3000 млн ⁻¹	± 20	30
Циклопентан	C_5H_{10}	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Этан	C_2H_6	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Этаноламин	C_2H_7NO	от 0 до 200 млн ⁻¹	± 20	30
Этилацетат	$C_4H_8O_2$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Этилбензол	C_8H_{10}	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Этилен	C_2H_4	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Оксид этилена	C_2H_4O	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30
Этиловый спирт	C_2H_5OH	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерений определяемого компонента	Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний $T_{0,9Д}$, с
Диэтиловый эфир	$C_4H_{10}O$	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Этилциклогексан	C_8H_{16}	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Токсичные газы				
Аллилхлорид	C_3H_5Cl	от 0 до 500 млн ⁻¹	± 20	30
Гексафторбутадиен	C_4F_6	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Гексафторпропилен	C_3F_6	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Дибромометан	CH_2Br_2	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Диоксид серы	SO_2	от 0 до 500 млн ⁻¹	± 20	30
Диэтилбензол	$C_{10}H_{14}$	от 0 до 200 млн ⁻¹	± 20	30
Карбонилсульфид	COS	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Октафторциклопентен	C_5F_8	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Сероводород	H_2S	от 0 до 100 млн ⁻¹	± 20	30
Сероуглерод	CS_2	от 0 до 500 млн ⁻¹	± 20	30
Тетрагидротиофен	C_4H_8S	от 0 до 100 млн ⁻¹	± 20	30
Тетрафторэтилен	C_2F_4	от 0 до 3000 млн ⁻¹	± 20	30
Тетрахлорэтилен	C_2Cl_4	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Третбутилмеркаптан (ТБМ)	C_4H_9S	от 0 до 50 млн ⁻¹	± 20	30
2-Метил-2-пропанол	$C_4H_{10}O$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Триметиламин	C_3H_9N	от 0 до 500 млн ⁻¹	± 20	30
Триметилбензол	C_9H_{12}	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30
Трихлорэтилен	C_2HCl_3	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Четыреххлористый углерод	CCl_4	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Трихлорфторметан R-11	$CFCl_3$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Дихлордифторметан R-12	CF_2Cl_2	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Дихлорфторметан R-21	$CHFCl_2$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Хлордифторметан R-22	CHF_2Cl	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Дифторметан R-32	CH_2F_2	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Тетрахлордифторэтан R-112	$C_2F_2Cl_4$	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерений определяемого компонента	Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний $T_{0,9д}$, с
Трихлортрифторэтан R-113	$C_2F_3Cl_3$	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Тетрафторэтан R-134a	$C_2H_2F_4$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Дихлор-1-фторэтан R-142b	$C_2H_3F_2Cl$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Дифторэтан R-152A	$C_2H_4F_2$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Хлорбензол	C_6H_5Cl	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Хлорбутан	C_4H_9Cl	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Хлороформ	$CHCl_3$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Циклопентен	C_5H_8	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30
Эпихлоргидрин	C_3H_5OCl	от 0 до 3000 млн ⁻¹	± 20	30
Диметилсульфид	C_2H_6S	от 0 до 100 млн ⁻¹	± 20	30
Этиленгликоль	$C_2H_6O_2$	от 0 до 100 млн ⁻¹	± 20	20

Примечание:

¹⁾ – Приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений

Таблица 4 - Метрологические характеристики газоанализаторов модификаций GD-K88Ai (электрохимические сенсоры)

Определяемый компонент	Диапазон измерений определяемого компонента	Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности, %	Пределы допускаемого времени установления показаний $T_{0,9д}$, с
Азотная кислота HNO_3	от 0 до 20 млн ⁻¹	±20	30
Аммиак NH_3	от 0 до 75 млн ⁻¹	±20	30
Арсин AsH_3	от 0 до 0,2 млн ⁻¹	±20	30
Ацетилен C_2H_2	от 0 до 5000 млн ⁻¹	±20	30
Бром Br_2	от 0 до 1 млн ⁻¹	±20	30
Винилхлорид C_2H_3Cl	от 0 до 1000 млн ⁻¹	±20	30
Гексафторбутадиен C_4F_6	от 0 до 5000 млн ⁻¹	±20	30
Гексен C_6H_{12}	от 0 до 1000 млн ⁻¹	±20	30
Гидразин N_2H_4	от 0 до 5 млн ⁻¹	±20	30
Диметиламин C_2H_7N	от 0,9 до 15 млн ⁻¹	±20	30
Диметилформамид C_3H_7NO	от 0 до 50 млн ⁻¹	±20	30
Диоксид серы SO_2	от 0 до 6 млн ⁻¹	±20	30
Диформетан (R-32) CH_2F_2	от 0 до 10000 млн ⁻¹	±20	30
Дифторэтан (R-152a) $C_2H_4F_2$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	±20	30
Дихлорэтан $C_2H_4Cl_2$	от 0 до 500 млн ⁻¹	±20	30

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Диапазон измерений определяемого компонента	Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний $T_{0,9д}$, с
Диэтиламин $C_4H_{11}N$	от 0,2 до 15 млн ⁻¹	±20	30
Карбонилсульфид COS	от 0 до 5000 млн ⁻¹	±20	30
Метанол CH_3OH	от 0 до 5000 млн ⁻¹	±20	30
Муравьиная кислота HCOOH	от 0 до 15 млн ⁻¹	±20	30
н-Октан C_8H_{18}	от 0 до 3000 млн ⁻¹	±20	30
Озон O_3	от 0 до 0,6 млн ⁻¹	±20	30
Оксид азота NO	от 0 до 100 млн ⁻¹	±20	30
Оксид диазота N_2O	от 0 до 500 млн ⁻¹	±20	30
Диоксид серы SO_2	от 0 до 6 млн ⁻¹	±20	30
Оксид углерода CO	от 0 до 300 млн ⁻¹	±20	30
Оксихлорид фосфора $POCl_3$ (по HCl)	от 0 до 1,5 млн ⁻¹	±20	30
Октафторциклопентен C_5F_8	от 0 до 15 млн ⁻¹	±20	30
Пропан C_3H_8	от 0 до 5000 млн ⁻¹	±20	30
Пропанол C_3H_7OH	от 0 до 2000 млн ⁻¹	±20	30
Пропилен C_3H_6	от 0 до 5000 млн ⁻¹	±20	30
Сероводород H_2S	от 0 до 30 млн ⁻¹	±20	30
Силан SiH_4	от 0 до 15 млн ⁻¹	±20	30
Синильная кислота HCN	от 0 до 30 млн ⁻¹	±20	30
Тетрафторэтан $C_2H_2F_4$ (R-134a)	от 0 до 5000 млн ⁻¹	±20	30
Тетрафторэтилен C_2F_4	от 0 до 5000 млн ⁻¹	±20	30
Толуол C_7H_8	от 0 до 100% НКПР	±20	30
Трифторид азота NF_3	от 0 до 30 млн ⁻¹	±20	30
Трихлорэтилен C_2HCl_3	от 0 до 3000 млн ⁻¹	±20	30
Уксусная кислота $C_2H_4O_2$	от 0 до 30 млн ⁻¹	±20	30
Уксусный альдегид CH_3CHO	от 0 до 100 млн ⁻¹	±20	30
Фосфин PH_3	от 0 до 1 млн ⁻¹	±20	30
Фтор F_2	от 0 до 3 млн ⁻¹	±20	30
Фтористый водород HF	от 0 до 9 млн ⁻¹	±20	30
Хлор Cl_2	от 0 до 1,5 млн ⁻¹	±20	30
Хлористый водород HCl	от 0 до 15 млн ⁻¹	±20	30
Оксид этилена C_2H_4O	от 0 до 50 млн ⁻¹	±20	30
Примечание:			
1) – Приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений			
2) – Формула для пересчёта: $O=PCl_3+3H_2O \rightarrow O-P(OH)_3+3HCl$. 1 млн ⁻¹ $POCl_3$ = 3 млн ⁻¹ HCl.			

Таблица 5 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений, в долях от допускаемой основной погрешности: - при изменении температуры окружающей среды в диапазонах: от 0 до +15 °С включ. и св. +25 до +40 °С, на каждые 10 °С	± 0,5
Пределы допускаемой вариации показаний, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	± 0,5

Таблица 6 – Основные технические характеристики газоанализаторов

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (высота×ширина×длина), мм, не более для модификаций GD-A80, GD-A80D, GD-A80V, GD-A80DV, GD-A80S, GD-A80DS, GD-A80N, GD-A80DN; для модификации GD-D58; для модификации GD-K88Ai	78×154×105 197×286×140 100×241×48
Масса, кг, не более для модификаций GD-A80, GD-A80D, GD-A80V, GD-A80DV, GD-A80S, GD-A80DS, GD-A80N, GD-A80DN, GD-K88Ai; для модификации GD-D58;	1,0 5,8
Токовый выходной сигнал, мА для модификаций GD-D58, GD-K88Ai	от 4 до 20
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С для модификаций GD-A80, GD-A80D, GD-A80V, GD-A80DV, GD-A80S, GD-A80DS, GD-A80N, GD-A80DN; для модификаций GD-D58, GD-K88Ai – относительная влажность окружающего воздуха (без конденсации), % – атмосферное давление, кПа	от -60 до +53 от -20 до +53 от 5 до 95 от 84 до 120
Напряжение питания, В, не более для модификаций GD-D58, GD-K88Ai для модификаций GD-A80, GD-A80D, GD-A80N, GD-A80DN для модификаций GD-A80V, GD-A80DV для модификаций GD-A80S, GD-A80DS	24 3 6,5 3,3
Маркировка взрывозащиты для модификаций GD-A80, GD-A80D, GD-A80V, GD-A80DV, GD-A80S, GD-A80DS, GD-A80N, GD-A80DN; для модификации GD-D58; для модификации GD-K88Ai	1Ex d IIC T4 Gb 1Ex d IIB+H2 T4 Gb OEx ia IIC T4 Ga X
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP65
Время прогрева, с, не более	30
Средняя наработка на отказ, ч	356 036
Срок службы, лет	15

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализаторы стационарные GD	-	1 шт.
Упаковка	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Контроллер*	RM-5000, RM-580	1 шт.
Примечание – * только для модификаций GD-A80, GD-A80D, GD-A80V, GD-A80DV, GD-A80S, GD-A80DS, GD-A80N, GD-A80DN, GD-D58.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации, раздел «Описание принципа измерения»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газоанализаторам стационарным GD

ГОСТ Р 52350.29.1-2010 Газоанализаторы и газоанализаторы горючих газов и паров электрические. Часть 1. Общие требования и методы испытаний»

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

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»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

Техническая документация фирмы Riken Keiki Co., Ltd, Япония.

Изготовитель

Фирма Riken Keiki Co., Ltd, Япония

Адрес: 2-7-6 Azusawa Itabashi-Ku, Tokyo 174-8744 Japan

Тел.: 81-3-3966-1113

Факс: 81-3-3558-9110

Web-сайт: <http://www.rikenkeiki.co.jp>

E-mail: intdept@rikenkeiki.co.jp

Правообладатель

Фирма Riken Keiki Co., Ltd, Япония

Адрес: 2-7-6 Azusawa Itabashi-Ku, Tokyo 174-8744 Japan

Тел.: 81-3-3966-1113

Факс: 81-3-3558-9110

Web-сайт: <http://www.rikenkeiki.co.jp>

E-mail: intdept@rikenkeiki.co.jp

Испытательный центр

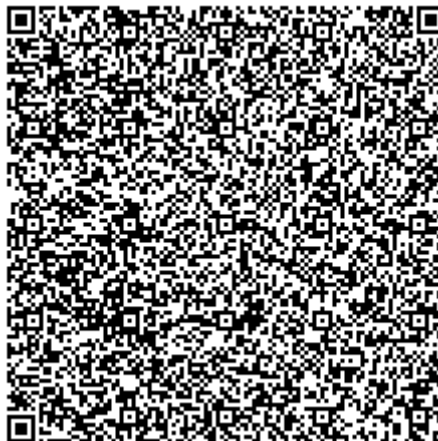
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119415, г. Москва, пр-т Вернадского, д. 41, стр. 1, пом. I, комн. 28

Телефон: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы стационарные SD

Назначение средства измерений

Газоанализаторы стационарные SD (далее – газоанализаторы) предназначены для автоматического непрерывного измерения объемной доли кислорода и вредных газов и паров в воздушных средах, а также дозврывоопасных концентраций горючих газов и паров горючих жидкостей в смеси с воздухом во взрывоопасных зонах.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов основан на применении термокаталитических, полупроводниковых, гальванических, оптических, (инфракрасных) и электрохимических датчиков.

Газоанализаторы стационарные SD выпускаются в следующих модификациях: SD-1OX, SD-1EC, SD-1GH, SD-1GP, SD-1NC, SD-1RI, SD-D58 и являются многоканальными приборами непрерывного действия.

Модификации газоанализаторов различаются конструктивным исполнением, по типу и спецификации интерфейса, что способствует выводу концентрации газа в виде аналогового или цифрового сигнала и применяемыми типами сенсоров. Существуют следующие типы сенсоров:

- термокаталитические сенсоры используют в модификациях SD-1GP, SD-1NC, SD-D58, предназначенные для контроля содержания горючих газов;
- полупроводниковые сенсоры используют в модификации SD-1GH служащие для контроля содержания горючих и токсичных газов;
- электрохимические сенсоры используют в модификациях SD-1EC, предназначенные для контроля сероводорода и оксида углерода в воздухе рабочей зоны;
- гальванические сенсоры используют в модификациях SD-1OX, используемые для контроля содержания кислорода;
- оптические (инфракрасные) сенсоры используют в модификациях SD-1RI, предназначенные для измерения горючих и токсичных газов.

Отбор пробы анализируемого воздуха осуществляется за счет диффузионного механизма, либо с помощью подключаемого насоса RP-D58.

Все модификации газоанализаторов имеют цифровую индикацию на жидких кристаллах для непрерывной визуализации концентрации измеряемого компонента непосредственно на месте измерения. Кнопки управления расположены на передней панели корпусов газоанализаторов и используются для их настройки и обслуживания. Газоанализаторы могут использоваться отдельно, либо вместе со вторичными приборами системы RM-5000.

Газоанализаторы имеют заводские номера, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра, номер наносится на идентификационную табличку в виде буквенно-цифрового обозначения методом гравировки. Защита от несанкционированного изменения настроек обеспечивается с помощью управления магнитным ключом. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и (или) в паспорт газоанализатора в соответствии с действующим законодательством.

Внешний вид газоанализаторов приведен на рисунках 1 – 6. Опломбирование корпуса газоанализатора от несанкционированного доступа не предусмотрено.



Рисунок 1 – Внешний вид
газоанализаторов стационарных SD,
модификации SD-1GP, SD-1NC



Рисунок 2 – Внешний вид
газоанализаторов стационарных SD,
модификация SD-1RI



Рисунок 3 – Внешний вид
газоанализаторов стационарных SD,
модификация SD-1EC



Рисунок 4 – Внешний вид
газоанализаторов стационарных SD,
модификация SD-1GH



Рисунок 5 – Внешний вид
газоанализаторов стационарных SD,
модификация SD-10X



Рисунок 6 – Внешний вид
газоанализаторов стационарных SD,
модификация SD-D58

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное, метрологически значимое программное обеспечение (ПО), предназначенное для обработки измерительной информации. Данное ПО устанавливается в газоанализаторы на заводе-изготовителе во время производственного цикла, что исключает возможность несанкционированных настроек и вмешательства, приводящих к искажению результатов измерений.

Встроенное ПО обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- обработку измерительной информации;
- проведение настройки газоанализатора;
- формирование цифрового выходного сигнала.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение						
	SD-1GP	SD-1NC	SD-1EC	SD-1GH	SD-1RI	SD-1OX	SD-D58
Идентификационное наименование ПО	04185	03712	05359	05107	05183	05345	05080/05090
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Цифровой идентификатор ПО	D790	1B1C	9836	140B	75CC	1509	B836/0E41
Алгоритм расчета цифрового идентификатора ПО	-						
Примечание - Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице.							

Влияние встроенного программного обеспечения газоанализаторов учтено при нормировании метрологических характеристик.

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики газоанализаторов приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 - Метрологические характеристики газоанализаторов модификаций SD-1GP, SD-1NC, SD-D58 (термокаталитические сенсоры)

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний $T_{0,9д}$, с
Горючие газы (термокаталитические сенсоры)				
Акрилонитрил	C_3H_3N	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 28000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний $T_{0,9Д}$, с
Аммиак	NH_3	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 15000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Ацетилен	C_2H_2	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 15000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Ацетон	C_3H_6O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 21500 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Ацетонитрил	CH_3CN	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 30000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Бензол	C_6H_6	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 12000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Бутадиен	C_4H_6	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 11000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Бутан	$n-C_4H_{10}$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 15000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Бутен	C_4H_8	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 16000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Бутилацетат	$C_6H_{12}O_2$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 14000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Винилацетат	$C_4H_6O_2$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 26000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Водород	H_2	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 40000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Гексан	$n-C_6H_{14}$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 12000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Гексен	C_6H_{12}	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 12000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Гептан	$n-C_7H_{16}$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 11000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Дейтерий	D_2	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 12000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Декан	$n-C_{10}H_{22}$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 5600 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Диметиламин	C_2H_7N	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 28000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Метилдиэтаноламин	C_4H_9NO	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 5000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Диметиловый эфир	C_2H_6O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 30000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Диметилформамид	C_3H_7NO	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 9000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний $T_{0,9д}$, с
Этилацетат	$C_4H_8O_2$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 19000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Метилацетат	$C_3H_6O_2$	от 0 до 100% НКПР	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Дициклопентадиен	$C_{10}H_{12}$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 10000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Додекан	$C_{12}H_{26}$	от 0 до 100% НКПР	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Изобутан	i- C_4H_{10}	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 18000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Бутилацетат	$C_6H_{12}O_2$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 13000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Изобутилен	i- C_4H_8	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 18000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Изобутиловый спирт	$C_4H_{10}O$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 17000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Изогексан	i- C_6H_{14}	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 11000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Изооктан	i- C_8H_{18}	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 8000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Изопентан	i- C_5H_{12}	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 13000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Изопрен	C_5H_8	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 10000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Изопропанол	C_3H_8O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 20000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Ксилол	C_8H_{10}	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 10000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Кумол	C_9H_{12}	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 9000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Метан	CH_4	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 50000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Метилацетат	$C_3H_6O_2$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 31000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Метилметакрилат	$C_5H_8O_2$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 17000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Метиловый спирт	CH_3OH	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 55000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Метилтретбутиловый эфир	$C_5H_{12}O$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 16000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Метилформиат	$C_2H_4O_2$	от 0 до 100% НКПР	±2% НКПР	10

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний $T_{0,9Д}$, с
		(от 0 до 45000 млн ⁻¹)	(±20 млн ⁻¹)	
Метилциклогексан	C ₇ H ₁₄	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 11500 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Метилэтилкетон (2-бутанон)	C ₄ H ₈ O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 18000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Муравьиная кислота	CH ₂ O ₂	от 0 до 40% НКПР (от 0 до 72000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Нонан	C ₉ H ₂₀	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 7000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Оксид углерода	CO	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 12500 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Октан	C ₈ H ₁₈	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 8000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Пентан	n-C ₅ H ₁₂	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 15000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Пропан	C ₃ H ₈	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 20000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Пропанол	C ₃ H ₈ O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 21000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Пропилен	C ₃ H ₆	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 20000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Оксид пропилена	C ₃ H ₆ O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 28000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Пропионитрил	C ₃ H ₅ N	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 31000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Пропионовый альдегид	C ₃ H ₆ O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 23000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Стирол	C ₈ H ₈	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 11000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Тетрагидрофуран	C ₄ H ₈ O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 20000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Толуол	C ₇ H ₈	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 12000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Триэтиламин	C ₆ H ₁₅ N	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 12000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Уксусная кислота	C ₂ H ₄ O ₂	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 13000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Уксусный альдегид	C ₂ H ₄ O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 13000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10
Ундекан	C ₁₁ H ₂₄	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 2000 млн ⁻¹)	±2% НКПР (±20 млн ⁻¹)	10

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний $T_{0,9д}$, с
Фенол	C_6H_5OH	от 0 до 100% НКПР	$\pm 2\%$ НКПР	10
Формальдегид	$HCHO$	от 0 до 25% НКПР (от 0 до 17500 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Фурфуриловый спирт	$C_5H_4O_2$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 200 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Циклогексан	C_6H_{12}	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 13000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Циклогексанол	$C_6H_{12}O$	от 0 до 25% НКПР (от 0 до 3000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Циклогексанон	$C_6H_{10}O$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 11000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Циклогексен	C_6H_{10}	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 12000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Циклопентан	C_5H_{10}	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 14000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Этан	C_2H_6	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 30000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Этаноламин	C_2H_7NO	от 0 до 100% НКПР	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Этилацетат (EtAc)	$C_4H_8O_2$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 21000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Этилбензол	C_8H_{10}	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 10000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Этилен	C_2H_4	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 27000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Оксид этилена	C_2H_4O	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 30000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Диэтиловый эфир	$C_4H_{10}O$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 17000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Этиловый спирт	C_2H_5OH	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 33000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Этилтретбутиловый эфир	$C_6H_{14}O$	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 12000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10
Этилциклогексан	C_8H_{16}	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 9000 $млн^{-1}$)	$\pm 2\%$ НКПР (± 20 $млн^{-1}$)	10

Таблица 3 – Метрологические характеристики газоанализаторов модификаций SD-1EC (электрохимические сенсоры)

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний T _{0,9д} , с
Сероводород	H ₂ S	от 0 до 300 млн ⁻¹	± 20	20
Оксид углерода	CO	от 0 до 300 млн ⁻¹	± 20	20

Примечание:
¹⁾ – Приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений

Таблица 4 – Метрологические характеристики газоанализаторов модификаций SD-10X (гальванические сенсоры)

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний T _{0,9д} , с
Кислород	O ₂	от 0 до 25 %	± 0,7 %	15

Таблица 5 – Метрологические характеристики газоанализаторов модификаций SD-1RI (оптические (инфракрасные) сенсоры)

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерения	Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний T _{0,9д} , с
Токсичные тазы				
Ацетон	C ₃ H ₆ O	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Бензол	C ₆ H ₆	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Бутадиен	C ₄ H ₆	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Бутен	C ₄ H ₈	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Гексен	C ₆ H ₁₂	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Изобутан	i-C ₄ H ₁₀	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Изопентан	i-C ₅ H ₁₂	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Изопропиловый спирт	C ₃ H ₈ O	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Ксилол	C ₈ H ₁₀	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Метан	CH ₄	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Метиловый спирт	CH ₃ OH	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Метилэтилкетон (МЕК) 2-бутанон	C ₄ H ₈ O	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
н-бутан	n-C ₄ H ₁₀	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
н-бутилацетат	C ₆ H ₁₂ O ₂	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
н-гексан	n-C ₆ H ₁₄	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
н-гептан	n-C ₇ H ₁₆	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Пропан	C ₃ H ₈	от 0 до 100% НКПР	± 20	20

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерения	Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний $T_{0,9д}$, с
Пропилен	C_3H_6	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Оксид пропилена	C_3H_6O	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Тетрагидрофуран	C_4H_8O	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Толуол	C_7H_8	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Уксусная кислота	$C_2H_4O_2$	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Циклопентан	C_5H_{10}	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Этан	C_2H_6	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Этилацетат	$C_4H_8O_2$	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Этилен	C_2H_4	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Этиловый спирт	C_2H_5OH	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Горючие газы				
Диоксид углерода	CO_2	от 0 до 10000 $млн^{-1}$	± 20 $млн^{-1}$	20
Дихлорметан	CH_2CL_2	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Дихлорэтан	$C_2H_4CL_2$	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Хлорметан	CH_3CL	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Этиленгликоль	$C_2H_6O_2$	от 0 до 100% НКПР	± 20	20
Примечание:				
¹⁾ – Приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений				

Таблица 6 – Метрологические характеристики газоанализаторов модификации SD-1GH (полупроводниковые сенсоры)

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерения	Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний $T_{0,9д}$, с
Горючие газы				
Акрилонитрил	C_3H_3N	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Аммиак	NH_3	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Ацетилен	C_2H_2	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Ацетон	C_3H_6O	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Ацетонитрил	C_2H_3N	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Бензол	C_6H_6	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Бутадиен	C_4H_6	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Бутан	n- C_4H_{10}	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Бутилацетат	$C_6H_{12}O_2$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Бутилен	C_4H_8	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Водород	H_2	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Винилацетат	$C_4H_6O_2$	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30
Гексан	n- C_6H_{14}	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Гексен	C_6H_{12}	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30
Гептан	n- C_7H_{16}	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Дейтерий	D_2	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Декан	$C_{10}H_{22}$	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Диметиламин	C_2H_7N	от 0 до 500 млн ⁻¹	± 20	30
Диметилацетамид	C_4H_9NO	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Диметиловый эфир	C_2H_6O	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Диметилформамид	C_3H_7NO	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Этилацетат	$C_4H_8O_2$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Дициклопентадиен	$C_{10}H_{12}$	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Дихлорметан	CH_2Cl_2	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Дихлорэтан	$C_2H_4Cl_2$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Додекан	$C_{12}H_{26}$	от 0 до 300 млн ⁻¹	± 20	30
Изобутан	i- C_4H_{10}	от 0 до 18000 млн ⁻¹	± 20	30
Изобутилен	i- C_4H_8	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Изобутиловый спирт	$C_4H_{10}O$	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Изопентан	i- C_5H_{12}	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Изопрен	C_5H_8	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Изопропиловый спирт	C_3H_8O	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Ксилол	C_8H_{10}	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30
Кумол	C_9H_{12}	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Метан	CH_4	от 0 до 50000 млн ⁻¹	± 20	30

Продолжение таблицы 6

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерения	Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний $T_{0,9Д}$, с
Метилацетат	$C_3H_6O_2$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Метиловый спирт	CH_3OH	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Метилметакрилат	$C_5H_8O_2$	от 0 до 3000 млн ⁻¹	± 20	30
Метилформиат	$C_2H_4O_2$	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30
Муравьиная кислота	CH_2O_2	от 0 до 72000 млн ⁻¹	± 20	30
		от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Хлорметан	CH_3Cl	от 0 до 3000 млн ⁻¹	± 20	30
Метилциклогексан	C_7H_{14}	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Метилэтилкетон	C_4H_8O	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Нонан	C_9H_{20}	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Оксид углерода	CO	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Октан	C_8H_{18}	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Пентан	$n-C_5H_{12}$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Пропан	C_3H_8	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Пропилен	C_3H_6	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Оксид пропилена	C_3H_6O	от 0 до 20000 млн ⁻¹	± 20	30
Стирол	C_8H_8	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Тетрагидрофуран	C_4H_8O	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Толуол	C_7H_8	от 0 до 3000 млн ⁻¹	± 20	30
Уксусная кислота	$C_2H_4O_2$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Уксусный альдегид	C_2H_4O	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Ундекан	$C_{11}H_{24}$	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30
Фенол	C_6H_5OH	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Формальдегид	$HCHO$	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Циклогексан	C_6H_{12}	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30
Циклогексано́л	$C_6H_{12}O$	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30
Циклогексанон	$C_6H_{10}O$	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30
Циклогексен	C_6H_{10}	от 0 до 3000 млн ⁻¹	± 20	30
Циклопентан	C_5H_{10}	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Этан	C_2H_6	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Этаноламин	C_2H_7NO	от 0 до 200 млн ⁻¹	± 20	30
Этилацетат	$C_4H_8O_2$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Этилбензол	C_8H_{10}	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Этилен	C_2H_4	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Оксид этилена	C_2H_4O	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30
Этиловый спирт	C_2H_5OH	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Диэтиловый эфир	$C_4H_{10}O$	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Этилциклогексан	C_8H_{16}	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Токсичные газы				
Аллилхлорид	C_3H_5Cl	от 0 до 500 млн ⁻¹	± 20	30

Продолжение таблицы 6

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерения	Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний $T_{0,9д}$, с
Гексафторбутадиен	C_4F_6	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Гексафторпропилен	C_3F_6	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Дибромометан	CH_2Br_2	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Диоксид серы	SO_2	от 0 до 500 млн ⁻¹	± 20	30
Диэтилбензол	$C_{10}H_{14}$	от 0 до 200 млн ⁻¹	± 20	30
Карбонилсульфид	COS	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Октафторциклопентен	C_5F_8	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Сероводород	H_2S	от 0 до 100 млн ⁻¹	± 20	30
Сероуглерод	CS_2	от 0 до 500 млн ⁻¹	± 20	30
Тетрагидротиофен	C_4H_8S	от 0 до 100 млн ⁻¹	± 20	30
Тетрафторэтилен	C_2F_4	от 0 до 3000 млн ⁻¹	± 20	30
Тетрахлорэтилен	C_2Cl_4	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Третбутилмеркаптан	$C_4H_{10}S$	от 0 до 50 млн ⁻¹	± 20	30
2-Метил-2-пропанол	$C_4H_{10}O$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Триметиламин	C_3H_9N	от 0 до 500 млн ⁻¹	± 20	30
Триметилбензол	C_9H_{12}	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30
Трихлорэтилен	C_2HCl_3	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Четыреххлористый углерод	CCl_4	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Трихлорфторметан R-11	$CFCl_3$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Дихлордифторметан R-12	CF_2Cl_2	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Дихлорфторметан R-21	$CHFCl_2$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Хлордифторметан R-22	CHF_2Cl	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Дифторметан R-32	CH_2F_2	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Тетрахлордифторэтан R-112	$C_2F_2Cl_4$	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Трихлортрифторэтан R-113	$C_2F_3Cl_3$	от 0 до 10000 млн ⁻¹	± 20	30
Тетрафторэтан R-134a	$C_2H_2F_4$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Дихлор-1-фторэтан R-142b	$C_2H_3F_2Cl$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Дифторэтан R-152A	$C_2H_4F_2$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Хлорбензол	C_6H_5Cl	от 0 до 2000 млн ⁻¹	± 20	30
Хлорбутан	C_4H_9Cl	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Хлороформ	$CHCl_3$	от 0 до 5000 млн ⁻¹	± 20	30
Циклопентен	C_5H_8	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20	30
Эпихлоргидрин	C_3H_5OCl	от 0 до 3000 млн ⁻¹	± 20	30
Диметилсульфид	C_2H_6S	от 0 до 100 млн ⁻¹	± 20	30
Этиленгликоль	$C_2H_6O_2$	от 0 до 100 млн ⁻¹	± 20	20

Продолжение таблицы 6

Определяемый компонент	Формула	Диапазон измерения	Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности	Пределы допускаемого времени установления показаний T _{0,9д} , с
Примечание: ¹⁾ – Приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений				

Таблица 7 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений, в долях от допускаемой основной погрешности: - при изменении температуры окружающей среды в диапазонах: от 0 до +15 °С включ. и св. +25 до +40 °С, на каждые 10 °С	0,5
Пределы допускаемой вариации показаний, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	0,5

Таблица 8 – Основные технические характеристики газоанализаторов

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (высота×ширина×длина), мм, не более для модификаций SD-1EC, SD-1OX, для модификаций SD-1RI, SD-1GP, SD-1GH, SD-1NC для модификации SD-D58	148×208×88 148×161×88 197×286×140
Масса, кг, не более для модификаций SD-1EC, SD-1OX для модификаций SD-1RI, SD-1GP, SD-1GH, SD-1NC для модификации SD-D58	2,5 2,0 5,8
Токовый выходной сигнал, мА для модификаций SD-D58, SD-1EC, SD-1OX, SD-1GP, SD-1GH, SD-1NC, SD-1RI	от 4 до 20
Количество порогов срабатывания сигнализации	1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С для модификаций SD-1EC, SD-1OX, SD-1GP, SD-1GH, SD-1NC, SD-1RI; для модификации SD-D58 – относительная влажность окружающего воздуха (без конденсации), % – атмосферное давление, кПа	от -60 до +53 от -20 до +53 от 5 до 95 от 84 до 120
Напряжение питания, В, не более для модификаций SD-D58, SD-1EC, SD-1OX, SD-1GP, SD-1GH, SD-1NC, SD-1RI; для модификации SD-D58	24 110
Максимальная потребляемая мощность, Вт, не более для модификаций SD-D58, SD-1EC, SD-1OX, SD-1GP, SD-1GH, SD-1NC, SD-1RI	8,6
Маркировка взрывозащиты для модификаций SD-1EC, SD-1OX, SD-1RI; для модификации SD-1GP, SD-1GH, SD-1NC; для модификации SD-D58	IEEx d IIC T6 Gb X IEEx d IIC T5 Gb X 1Ex d IIB+H2 T4 Gb

Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP65/IP67
Время прогрева, с, не более	30
Средняя наработка на отказ, ч	413 472
Срок службы, лет	15

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений представлена в таблице 9.

Таблица 9 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализаторы стационарные	SD	1 шт.
Упаковка	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в по эксплуатации, раздел «Описание принципа измерения»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газоанализаторам стационарным SD

ГОСТ Р 52350.29.1-2010 Газоанализаторы и газоанализаторы горючих газов и паров электрические. Часть 1. Общие требования и методы испытаний;

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

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства 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»;

Техническая документация изготовителя Riken Keiki Co., Ltd, Япония.

Изготовитель

Фирма Riken Keiki Co., Ltd, Япония

Адрес: 2-7-6 Azusawa Itabashi-Ku, Tokyo 174-8744 Japan

Тел.: 81-3-3966-1113

Факс: 81-3-3558-9110

Web-сайт: <http://www.rikenkeiki.co.jp>

E-mail: intdept@rikenkeiki.co.jp

Правообладатель

Фирма Riken Keiki Co., Ltd, Япония

Адрес: 2-7-6 Azusawa Itabashi-Ku, Tokyo 174-8744 Japan

Тел.: 81-3-3966-1113

Факс: 81-3-3558-9110

Web-сайт: <http://www.rikenkeiki.co.jp>

E-mail: intdept@rikenkeiki.co.jp

Испытательный центр

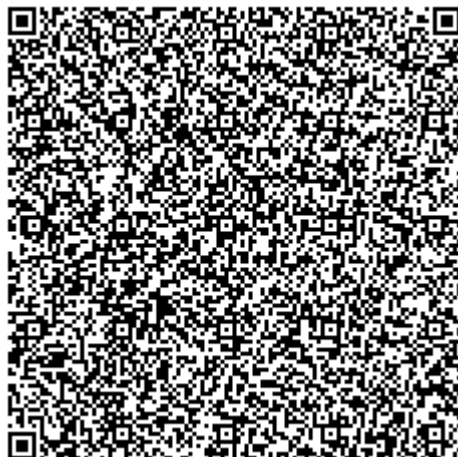
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119415, г. Москва, пр-т Вернадского, д. 41, стр. 1, пом. I, комн. 28

Телефон: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-60

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-60 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные горизонтальные цилиндрические, номинальной вместимостью 60 м³ подземного расположения.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводские номера резервуаров нанесены на крышку люка резервуара.

Резервуары РГС-60 с заводскими номерами 1, 2, 3, 4, расположены по адресу: Российская Федерация, г. Ульяновск, Засвияжский район, ул. Сельдинское шоссе, д. 8, АЗС №323 ООО «ТАИФ-НК АЗС».

Общий вид резервуаров РГС-60 представлен на рисунках 1, 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РГС-60



Рисунок 2 – Общий вид резервуаров РГС-60

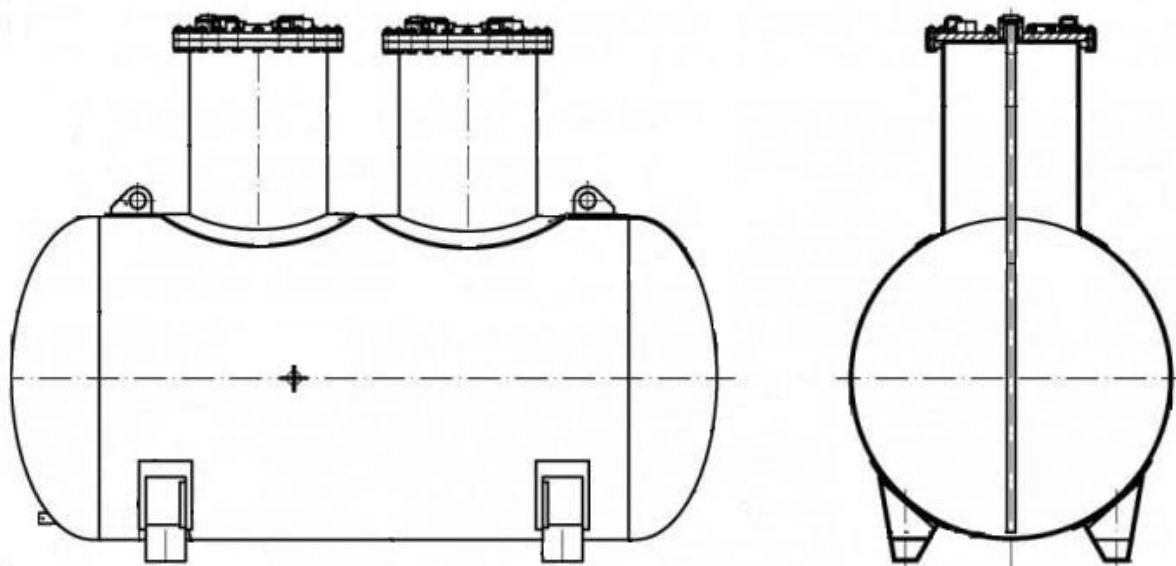


Рисунок 3 – Общий вид резервуаров РГС-60

Пломбирование резервуаров РГС-60 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	60
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,25

Т а б л и ц а 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Т а б л и ц а 3- Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-60	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Астрономическая,
д. 5/19, кабинет 56
Телефон: +7 (843) 237-63-26
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taif-azs.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Астрономическая,
д. 5/19, кабинет 56
Телефон: +7 (843) 237-63-26
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taif-azs.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ» (ООО «МетроКонТ»)

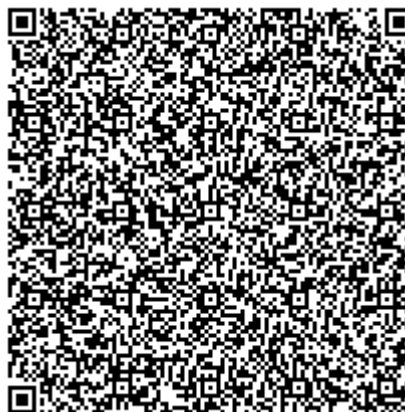
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.312640.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-15

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-15 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной горизонтальный цилиндрический, номинальной вместимостью 15 м³ подземного расположения.

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуар представляет собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара нанесен на крышку люка резервуара.

Резервуар РГС-15 с заводским номером 5 расположен по адресу: Российская Федерация, г. Ульяновск, Засвияжский район, ул. Сельдинское шоссе, д. 8, АЗС №323 ООО «ТАИФ-НК АЗС».

Общий вид резервуара РГС-15 представлен на рисунках 1, 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РГС-15

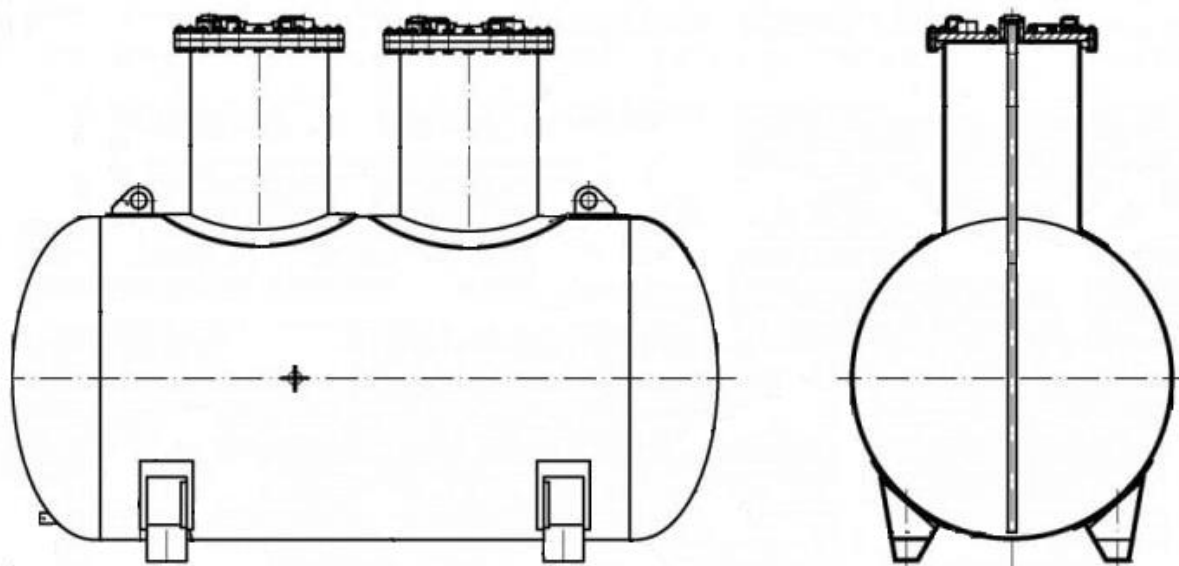


Рисунок 2 – Общий вид резервуара РГС-15

Пломбирование резервуара РГС-15 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	15
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,25

Т а б л и ц а 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Т а б л и ц а 3- Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-15	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС» (ООО «ТАИФ-НК АЗС»)

ИНН 1639028805

Адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Астрономическая, д. 5/19, кабинет 56

Телефон: +7 (843) 237-63-26

Web-сайт: taifazs.ru

E-mail: office@taif-azs.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС» (ООО «ТАИФ-НК АЗС»)

ИНН 1639028805

Адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Астрономическая, д. 5/19, кабинет 56

Телефон: +7 (843) 237-63-26

Web-сайт: taifazs.ru

E-mail: office@taif-azs.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ» (ООО «МетроКонТ»)

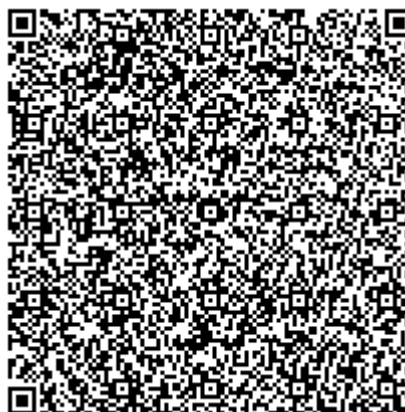
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312640.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» августа 2022 г. № 1977

Регистрационный № 86373-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Вольтамперфазометры «ПАРМА ВАФ®-А(М2)»

Назначение средства измерений

Вольтамперфазометры «ПАРМА ВАФ®-А(М2)» (далее – ВАФ) предназначены для:

- измерений среднеквадратического значения напряжения и силы переменного тока (в т.ч. первой гармоники);
- измерений напряжения и силы постоянного тока;
- измерений частоты силы и напряжения переменного тока;
- измерений и регистрации основных параметров качества электрической энергии (в однофазных двухпроводных и трехфазных четырехпроводных электрических сетях);
- измерений мощности и электрической энергии постоянного и переменного тока;
- проверки импеданса цепи;
- построения векторных диаграмм напряжения и силы переменного тока;
- проверки целостности электрических проводников и оценки активной составляющей сопротивления цепи;
- определения порядка чередования фаз;
- проверки полярности обмоток трансформатора.

Описание средства измерений

Принцип действия ВАФ основан на аналого-цифровом преобразовании входных сигналов посредством аналого-цифровых преобразователей (далее – АЦП), с последующей потоковой математической обработкой массива преобразованных данных микропроцессором. Полученные результаты отображаются на светодиодном OLED-дисплее (далее – OLED-дисплей) и, при необходимости, могут быть сохранены на карту памяти типа microSD. Для выбора отображаемых параметров, а также для управления режимами работы ВАФ используется восьмикнопочная пленочная клавиатура.

ВАФ имеют:

- четыре канала измерений напряжения переменного и постоянного тока, три из которых (А, В, С) имеют общий приборный ноль (N), четвертый канал (X) с собственным приборным нулем (N_x) гальванически изолирован от каналов А, В, С;
- четыре канала измерений силы переменного и постоянного тока, которые позволяют подключать к ним измерительные датчики тока ДТИ в зависимости от диапазона измерений и рода тока.

Для измерений электрического сопротивления цепи используется источник эталонного напряжения и преобразователь напряжения в частоту, подключаемый к входу U_x через коммутационные реле.

Конструктивно ВАФ состоят из измерительного блока и датчиков тока: ДТИ-1, ДТИ-2, ДТИ-3, ДТИ-4, ДТИ-5, отличающихся диапазонами измерений и показаний силы переменного или постоянного тока.

Измерительный блок размещен в малогабаритном ударопрочном корпусе из АБС-пластика. На лицевой панели корпуса размещен OLED-дисплей и пленочная клавиатура. С верхней стороны корпуса расположены разъемы измерительных каналов для измерений напряжения и силы постоянного или переменного тока, к которым подключаются измерительные щупы, аксессуары и датчики тока, внешний вид которых приведен на рисунке 1. С нижней стороны корпуса находится разъем micro USB для зарядки элементов электропитания и слот для установки съемной карты памяти типа microSD.

Датчики тока могут изготавливаться различного цвета, корпус ВАФ изготавливается в черном цвете.

ВАФ обеспечивает передачу данных результатов измерений и конфигурирование режимов работы по беспроводному каналу стандарта Bluetooth.

Заводской номер ВАФ наносится на маркировочную наклейку любым технологическим способом в виде цифрового кода.

ВАФ имеют два исполнения, отличающихся встроенным программным обеспечением (далее – ПО) для обеспечения двух режимов функционирования: режим «ВАФ» и «ВАФ»/«РАС». ВАФ не имеют модификаций.

Условное обозначение исполнений ВАФ:

- РА1.007.006 для режима «ВАФ»;
- РА1.007.006-01 для режима «ВАФ»/«РАС».

Описание режимов функционирования ВАФ:

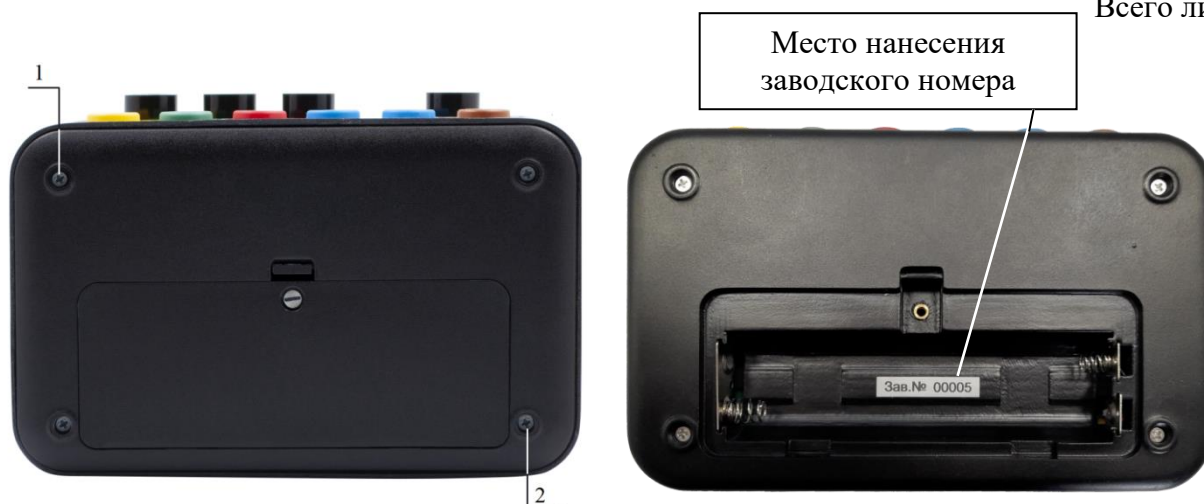
- режим «ВАФ» для измерений, отображения и регистрации параметров установившихся режимов;

- режим «РАС» для регистрации осциллограмм аварийных событий в соответствии с заданными условиями пуска (функция «Регистратор») и осциллограмм значений установившихся режимов, усредненных за заданные промежутки времени (функция «Самописец») в формате COMTRADE 2013.

Общий вид ВАФ с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера, представлен на рисунках 1 и 2. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба в виде мастики.



Рисунок 1 – Общий вид ВАФ с указанием места нанесения знака утверждения типа



- 1 – Место ограничения доступа к местам настройки (регулировки).
2 – Место ограничения доступа к местам настройки (регулировки) с нанесением оттиска знака поверки.

Рисунок 2 – Общий вид ВАФ с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки) и места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

ПО ВАФ состоит из встроенного и внешнего ПО.

Встроенное ПО производит обработку информации, поступающей от аппаратной части ВАФ, формирует массивы данных и позволяет сохранять их на карту памяти microSD, отображает измеренные значения на OLED-дисплее или посредством передачи во внешнее ПО, а также формирует ответы на запросы, поступающие по интерфейсам связи.

Конструкция ВАФ исключает возможность несанкционированного влияния на встроенное ПО и измерительную информацию.

Внешнее ПО ВАФ предназначено для отображения результатов измерений.

Встроенное ПО ВАФ является метрологически значимым.

Метрологические характеристики ВАФ нормированы с учетом влияния встроенного ПО.

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

Идентификационные данные метрологически значимого ПО ВАФ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные	Значение	
	режим «ВАФ»	режим «РАС»
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	v. 1.34	v. 1.40
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой абсолютной (Δ), относительной ¹⁾ (δ), приведенной ²⁾ (γ) погрешности измерений	Примечание
режимы «ВАФ» и «РАС»			
Напряжение постоянного тока (U)	от $\pm 0,5$ до $\pm 650,0$ В	$\delta = \pm [0,2 + 0,04 \times (U_K/U_{и} - 1)] \%$ ^{3) 4)}	-
Сила постоянного тока (I): – при использовании ДТИ-5 – при использовании ДТИ-4	от $\pm 0,007$ до $\pm 10,000$ А от ± 10 до ± 1000 А	$\gamma = \pm 0,1 \%$ $\delta = \pm 0,5 \%$ $\gamma = \pm 0,075 \%$ $\delta = \pm 1,5 \%$	при $ I_{и} ^{3)} \leq 2$ А - при $ I_{и} \leq 50$ А -
Среднеквадратическое значение напряжения переменного тока в диапазоне частот от 40 до 65 Гц ($U_{(RMS)}$) и основной гармоники ($U_{(1)}$)	от 0,5 до 650,0 В	$\delta = \pm [0,2 + 0,04 \times (U_K/U_{и} - 1)] \%$	-
Частота напряжения переменного тока (f_U): – режим «ВАФ» – режим «РАС»	от 40 до 65 Гц от 45 до 55 Гц	$\Delta = \pm 0,03$ Гц $\Delta = \pm 0,003$ Гц $\Delta = \pm 0,03$ Гц	при $U_{и} < 5$ В при $U_{и} \geq 5$ В при $U_{и} \geq 10$ В
Среднеквадратическое значение силы переменного тока в диапазоне частот от 40 до 65 Гц ($I_{(RMS)}$), основной гармоники ($I_{(1)}$): – при использовании ДТИ-1: – режим «ВАФ» – режим «РАС» – при использовании ДТИ-2 в режимах «ВАФ» и «РАС»	от 0,004 до 40,000 А от 0,04 до 40,00 А от 0,5 до 200,0 А от 200,001 до 500,000 А	$\gamma = \pm 0,01 \%$ $\delta = \pm 1 \%$ $\gamma = \pm 1 \%$ $\gamma = \pm 1 \%$ $\delta = \pm 2 \%$	при $I_{и} \leq 0,4$ А - - - -

– при использовании ДТИ-3: – для диапазона 0,3 кА в режимах «ВАФ» и «РАС» – для диапазона 3,0 кА в режимах «ВАФ» и «РАС»	от 3,000 до 300,000 А от 40 до 1000 А	$\delta = \pm[2,0 + 0,2 \times (I_k/I_n - 1)] \%^{3) 4)}$ $\delta = \pm[2,0 + 0,2 \times (I_k/I_n - 1)] \%^{3) 4)}$	5) 5)
Частота силы переменного тока (f_l): – при использовании ДТИ-1: – режим «ВАФ» – режим «РАС» – при использовании ДТИ-2: – режим «ВАФ» – режим «РАС» – при использовании ДТИ-3 для диапазона 0,3 кА: – режим «ВАФ» – режим «РАС» – при использовании ДТИ-3 для диапазона 3,0 кА: – режим «ВАФ» – режим «РАС»	от 40 до 65 Гц от 45 до 55 Гц от 40 до 65 Гц от 45 до 55 Гц от 40 до 65 Гц от 45 до 55 Гц от 40 до 65 Гц от 45 до 55 Гц	$\Delta = \pm 0,03$ Гц $\Delta = \pm 0,003$ Гц $\Delta = \pm 0,03$ Гц $\Delta = \pm 0,03$ Гц $\Delta = \pm 0,003$ Гц $\Delta = \pm 0,03$ Гц $\Delta = \pm 0,003$ Гц $\Delta = \pm 0,03$ Гц	при $I_n < 100$ мА при $I_n \geq 100$ мА при $I_n \geq 100$ мА при $I_n < 1,5$ А при $I_n \geq 1,5$ А при $I_n \geq 2,0$ А при $I_n \geq 3$ А при $I_n \geq 5$ А при $I_n \geq 40$ А при $I_n \geq 40$ А
Среднеквадратическое значение напряжения переменного тока прямой (U_1), обратной (U_2) и нулевой (U_0) последовательности: – режим «ВАФ» – режим «РАС»	от 1,0 до 650,0 В от 1,0 до 650,0 В	$\delta = \pm 1,5 \%$ $\delta = \pm 2,0 \%$	- -
Коэффициент несимметрии по нулевой последовательности напряжения (K_{0U}) в режиме «ВАФ»	от 0 до 100 %	$\Delta = \pm 1,5 \%$	-
Коэффициент несимметрии по обратной последовательности напряжения (K_{2U}) в режиме «ВАФ»	от 0 до 100 %	$\Delta = \pm 1,5 \%$	-

Мощность постоянного тока (P): – при использовании: – ДТИ-5 в режимах «ВАФ» и «РАС» – ДТИ-4 в режимах «ВАФ» и «РАС»	от 0,05 до 6,50 Вт от 6,501 до 6500,000 Вт от 0,05 до 30,00 кВт от 30,001 до 650,000 кВт	$\Delta = \pm 0,05 \text{ Вт}$ $\delta = \pm 2,0 \%$ $\gamma = \pm 0,5 \%$ $\delta = \pm 2,0 \%$	- - - -
Активная (P), реактивная (Q) и полная (S) однофазная и трехфазная мощности, активная ($P_{(1)}$), реактивная ($Q_{(1)}$) и полная ($S_{(1)}$) однофазная и трехфазная мощности основной гармоник: – при использовании ДТИ-1: – по одной фазе – по трем фазам – при использовании ДТИ-2: – по одной фазе – по трем фазам – при использовании ДТИ-3: – по одной фазе для диапазона 0,3 кА – по трем фазам для диапазона 0,3 кА – по одной фазе для диапазона 3,0 кА – по трем фазам для диапазона 3,0 кА	от 0,5 до 26000,0 Вт/вар/В·А от 1,5 до 78000,0 Вт/вар/В·А от 0,025 до 325,000 кВт/квар/кВ·А от 0,075 до 975,000 кВт/квар/кВ·А	$\delta = \pm 1,5 \%$ $\delta = \pm 1,5 \%$ $\delta = \pm 2,5 \%$ $\delta = \pm 2,5 \%$	P при $(0,5 \geq \cos\varphi \geq 1)$ Q при $(0,5 \geq \sin\varphi \geq 1)$
	от 0,015 до 195,000 кВт/квар/кВ·А от 0,045 до 585,000 кВт/квар/кВ·А от 0,200 до 650,000 кВт/квар/кВ·А от 0,60 до 1950,00 кВт/квар/кВ·А	$\delta = \pm 3,5 \%$ $\delta = \pm 3,5 \%$ $\delta = \pm 3,5 \%$ $\delta = \pm 3,5 \%$	P при $(0,5 \geq \cos\varphi \geq 1)$ Q при $(0,5 \geq \sin\varphi \geq 1)$
режим «ВАФ»			
Фазовый угол сдвига напряжения основной частоты ($\varphi_{U(1)}$)	от 0 до 360°	$\Delta = \pm 2^\circ$ $\Delta = \pm 0,2^\circ$	при $U_{и} < 5 \text{ В}$ при $U_{и} \geq 5 \text{ В}$

Фазовый угол сдвига тока основной частоты ($\varphi_{I(1)}$): – при использовании: – ДТИ-1 – ДТИ-2 – ДТИ-3 для диапазона 0,3 кА – ДТИ-3 для диапазона 3,0 кА	от 0 до 360°	$\Delta = \pm 1,0^\circ$ $\Delta = \pm 1,5^\circ$ $\Delta = \pm 1,5^\circ$ $\Delta = \pm 2,0^\circ$	при $I_{\text{и}} \geq 100 \text{ мА}$ при $I_{\text{и}} \geq 5 \text{ А}$ при $I_{\text{и}} \geq 10 \text{ А}$ при $I_{\text{и}} \geq 40 \text{ А}$
Фазовый угол сдвига между напряжением и током основной частоты ($\varphi_{UI(1)}$): – при использовании: – ДТИ-1 – ДТИ-2 – ДТИ-3 для диапазона 0,3 кА – ДТИ-3 для диапазона 3,0 кА	от 0 до 360°	$\Delta = \pm 1,0^\circ$ $\Delta = \pm 2,0^\circ$ $\Delta = \pm 2,0^\circ$ $\Delta = \pm 2,0^\circ$	при $I_{\text{и}} \geq 100 \text{ мА}$ при $U_{\text{и}} \geq 5 \text{ В}$ при $I_{\text{и}} \geq 5 \text{ А}$ при $U_{\text{и}} \geq 5 \text{ В}$ при $I_{\text{и}} \geq 3 \text{ А}$ при $U_{\text{и}} \geq 5 \text{ В}$ при $I_{\text{и}} \geq 40 \text{ А}$ при $U_{\text{и}} \geq 5 \text{ В}$
¹⁾ При нормировании пределов допускаемой относительной погрешности измерений среднеквадратических значений силы переменного тока в диапазоне частот от 40 до 65 Гц (I_{RMS}), основной гармонике ($I_{(1)}$) при использовании ДТИ-3 применим термин «основная погрешность». ²⁾ За нормирующее значение принимают конечное значение диапазона измерений. ³⁾ $I_{\text{и}}$ ($U_{\text{и}}$) – Измеренное значение силы постоянного/переменного тока или напряжения постоянного/переменного тока, А (В). ⁴⁾ $I_{\text{к}}$ ($U_{\text{к}}$) – Конечное значение диапазона измерений силы постоянного/переменного тока или напряжения постоянного/переменного тока, А (В). ⁵⁾ Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений среднеквадратического значения силы переменного тока в диапазоне частот от 40 до 65 Гц (I_{RMS}), основной гармонике ($I_{(1)}$) при использовании ДТИ-3 в зависимости от позиционирования датчика тока $\pm 1,5 \%$.			

Основные формулы, используемые в ВАФ:

Значение активной мощности фазы P_{ϕ} , Вт, вычисляется по формуле:

$$P_{\phi} = U_{\phi} \cdot I_{\phi} \cdot \cos \varphi, \quad (1)$$

где U_{ϕ} – среднеквадратическое значение фазного напряжения

переменного тока, В;

I_{ϕ} – среднеквадратическое значение фазной силы переменного тока, А;

φ – угол между векторами тока и напряжения, °.

Значение реактивной мощности фазы Q_{ϕ} , вар, вычисляется по формуле:

$$Q_{\phi} = U_{\phi} \cdot I_{\phi} \cdot \sin \varphi, \quad (2)$$

где U_{ϕ} – среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока, В;

I_{ϕ} – среднеквадратическое значение фазной силы переменного тока, А;
 φ – угол между векторами тока и напряжения, °.

Значение полной мощности фазы S_{ϕ} , В·А, вычисляется по формуле:

$$S_{\phi} = U_{\phi} \cdot I_{\phi}, \quad (3)$$

где U_{ϕ} – среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока, В;

I_{ϕ} – среднеквадратическое значение фазной силы переменного тока, А.

Значение полной мощности трехфазной системы S , В·А, вычисляется по формуле:

$$S = S_a + S_b + S_c \quad (4)$$

где S_a (S_b) (S_c) – полная мощность каждой фазы трхфазной системы Вт;

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
режимы «ВАФ» и «РАС»	
Диапазон показаний напряжения постоянного тока (U), В	от -1000 до +1000
Диапазон показаний среднеквадратического значения напряжения переменного тока в диапазоне частот от 40 до 65 Гц ($U_{(RMS)}$) и основной гармоники ($U_{(1)}$), В	от 0,5 до 1000,0
Диапазон показаний среднеквадратического значения силы переменного тока в диапазоне частот от 40 до 65 Гц ($I_{(RMS)}$) и основной гармоники ($I_{(1)}$), А ¹⁾	от 0,004 до 3000,000
Диапазоны показаний силы переменного тока прямой (I_1), обратной (I_2) и нулевой (I_0) последовательности, А: – при использовании ДТИ-1 – при использовании ДТИ-2 – при использовании ДТИ-3	от 0,004 до 40,000 от 0,5 до 200,0; от 200,001 до 500,000 от 3 до 300; от 40 до 3000
Диапазон показаний коэффициента n -ой гармонической составляющей тока (режим «ВАФ») для n от 2 до 19 ($K_{I(n)}$), %	от 0 до 90
Диапазон показаний коэффициента n -ой гармонической составляющей тока (режим «РАС») для n от 2 до 14 ($K_{I(n)}$), %	от 0 до 90
Диапазон показаний коэффициента искажения синусоидальности кривой тока (режим «ВАФ» и режим «РАС»), (K_I), %	от 0 до 100
Диапазон показаний коэффициента n -ой гармонической составляющей напряжения (режим «ВАФ») для n от 2 до 19 ($K_{U(n)}$), %	от 0 до 90
Диапазон показаний коэффициента n -ой гармонической составляющей напряжения (режим «РАС») для n от 2 до 14 ($K_{U(n)}$), %	от 0 до 90
Диапазон показаний коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения (режим «ВАФ» и режим «РАС»), (K_U), %	от 0 до 100
Диапазон показаний коэффициента мощности, отн.ед.	от -1 до +1
Частота дискретизации, Гц: – в режиме «ВАФ» (с адаптивной подстройкой под период входного сигнала) – в режиме «РАС»	6400 1600

Наименование характеристики	Значение
Режим «ВАФ»	
Диапазон показаний коэффициента несимметрии по нулевой последовательности тока (K_{0I}), %	от 0 до 100
Диапазон показаний коэффициента несимметрии по обратной последовательности тока (K_{2I}), %	от 0 до 100
Диапазон показаний полного (Z , Ом), активного (R , Ом), емкостного (C , пФ), индуктивного (L , мГн) импеданса: – при использовании ДТИ-1 (при $I_n \geq 60$ мА) – при использовании ДТИ-2 (при $I_n \geq 5$ А) – при использовании ДТИ-3 (при $I_n \geq 5$ А) для диапазона силы переменного тока 0,3 кА – при использовании ДТИ-3 (при $I_n \geq 40,0$ А) для диапазона силы переменного тока 3,0 кА	от 0 до 500 от 0 до 500 от 0 до 500 от 0 до 500
Сопротивление электрической цепи, Ом	от 1 до 200
Диапазон показаний активной энергии в однофазных двухпроводных и трехфазных четырехпроводных цепях переменного тока промышленной частоты и постоянного тока, кВт·ч	от 0,004 до 1000 А от 0,5 до 600 В ($0,5 \geq \cos\varphi \geq 1$)
Входное сопротивление каналов измерений напряжения переменного и постоянного тока, МОм, не менее	1
Параметры электропитания: – тип аккумуляторных элементов типоразмера АА – количество аккумуляторных элементов, шт. – напряжение постоянного тока аккумуляторных элементов, В – электрическая емкость аккумуляторных элементов, мА·ч – потребляемая мощность от установленных аккумуляторных элементов, Вт, не более	NiMH 4 4,8 2450 4,5
Рабочие условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность воздуха (при +30 °С), %, не более – атмосферное давление, кПа	от -30 до +55 90 от 84 до 106
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более ²⁾	153×104×50
Масса, кг, не более ³⁾	9,5
Средняя наработка на отказ, ч	25000
Средний срок службы, лет	15
¹⁾ При использовании датчиков тока ДТИ-1, ДТИ-2, ДТИ-3. ²⁾ Без учета габаритных размеров комплектов датчиков тока. ³⁾ Масса измерительного блока с учетом массы комплектов датчиков тока ДТИ-1, ДТИ-2, ДТИ-3, ДТИ-4, ДТИ-5, набора измерительных щупов, аксессуаров и сумок.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра и руководства по эксплуатации типографским способом и на лицевую панель ВАФ любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Вольтамперфазометр «ПАРМА ВАФ®-А(М2)» (с установленным встроенным ПО, обеспечивающим режимы работы «ВАФ» или «ВАФ»/«РАС») ¹⁾ в комплекте с датчиками тока:	РА1.007.006 или РА1.007.006-01	1 шт.
– датчики тока ДТИ-1	РА6.179.130	до 4 шт. включительно ¹⁾
– датчики тока ДТИ-2	РА6.179.129	до 4 шт. включительно ¹⁾
– датчики тока ДТИ-3	РА6.179.131	до 4 шт. включительно ¹⁾
– датчики тока ДТИ-4	РА6.179.132	до 4 шт. включительно ¹⁾
– датчики тока ДТИ-5	РА6.179.133	до 4 шт. включительно ¹⁾
Карта памяти типа microSD	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РА1.007.006РЭ	поставляется на карте – памяти типа microSD
Методика поверки	-	
Формуляр	РА1.007.006ФО	1 экз.
Сетевой блок электропитания с кабелем microUSB	-	1 шт.
Аккумуляторные элементы питания типоразмера AA	-	4 шт.
Набор измерительных щупов и аксессуаров	-	1 шт.
Дополнительный набор измерительных щупов и аксессуаров	РА4.070.040	1 шт. ¹⁾
Комплект дополнительный	РА4.070.051	1 шт. ¹⁾
Сумка	-	1 шт.
Сумка для ДТИ, не более	-	3 шт. ¹⁾

¹⁾ Наличие и количество определяется техническим заданием заказчика на поставку.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6.8 «Порядок проведения измерений» руководства по эксплуатации РА1.007.006РЭ «Вольтамперфазометр «ПАРМА ВАФ®-А(М2)». Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 июля 2021 г. № 1436 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3457 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 17 марта 2022 г. № 668 «Об утверждении Государственной поверочной схемы 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»;

ТУ 26.51.45-033-31920409-2020 «Вольтамперфазометры «ПАРМА ВАФ®-А(М2)». Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ПАРМА» (ООО «ПАРМА»)

Адрес юридического лица: 198216, Россия, г. Санкт-Петербург, Ленинский пр., д. 140 литер А, помещение 15 Н
ИНН 7812045760

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ПАРМА» (ООО «ПАРМА»)

Адрес юридического лица: 198216, Россия, г. Санкт-Петербург, Ленинский пр., д. 140 литер А, помещение 15Н

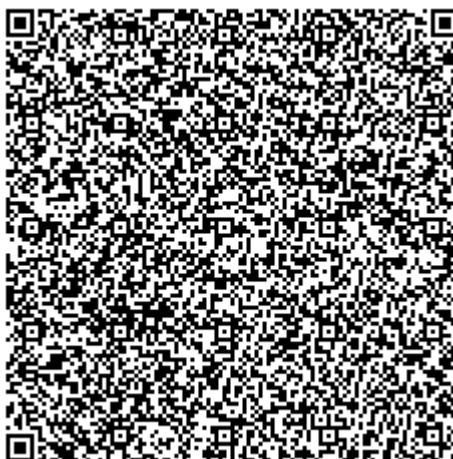
Адрес места осуществления деятельности: 198216, Россия, г. Санкт-Петербург, Ленинский пр., д. 140 литер А, помещение 15 Н
ИНН 7812045760

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./пом. 1/1, ком. 14-17

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-2000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-2000 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной вертикальный цилиндрический, номинальной вместимостью 2000 м³.

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью или нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуар представляет собой наземный вертикально расположенный стальной сосуд, состоящий из цилиндрической стенки, днища и крыши.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части резервуара.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр, нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара. Знак поверки наносится в свидетельство о поверке резервуара.

Резервуар РВС-2000 с заводским номером 44 расположен по адресу: Алтайский край, г. Барнаул, ул. Карла Маркса, 124 Барнаульская нефтебаза ООО «Газпромнефть-Терминал».

Общий вид резервуара РВС-2000 с указанием места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-2000 с указанием места нанесения заводского номера

Пломбирование резервуара РВС-2000 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,20

Т а б л и ц а 2 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 3- Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-2000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Терминал»
(ООО «Газпромнефть-Терминал»)
ИНН 5406807595
Адрес: 630099, Новосибирская область, г. Новосибирск, ул. Максима Горького, д. 80,
помещ. 13
Телефон: +7 (812) 679-56-00
Web-сайт: www.gazprom-neft.ru
E-mail: terminal@gazprom-neft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Терминал»
(ООО «Газпромнефть-Терминал»)
ИНН 5406807595
Адрес: 630099, Новосибирская область, г. Новосибирск, ул. Максима Горького, д. 80,
помещ. 13
Телефон: +7 (812) 679-56-00
Web-сайт: www.gazprom-neft.ru
E-mail: terminal@gazprom-neft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ» (ООО «МетроКонТ»)

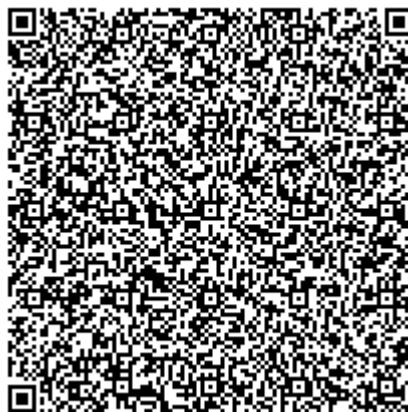
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.312640.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-3000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-3000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные вертикальные цилиндрические, номинальной вместимостью 3000 м³.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью или нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары представляют собой наземные вертикально расположенные стальные сосуды, состоящие из цилиндрической стенки, днища и крыши.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части резервуара.

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, нанесены аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара. Знак поверки наносится в свидетельство о поверке резервуара.

Резервуары РВС-3000 с заводскими номерами 8, 14 расположены по адресу: Алтайский край, г. Барнаул, ул. Карла Маркса, 124 Барнаульская нефтебаза ООО «Газпромнефть-Терминал».

Общий вид резервуаров РВС-3000 с указанием мест нанесения заводских номеров приведены на рисунках 1, 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-3000 №8 с указанием места нанесения заводского номера



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РВС-3000 №14 с указанием места нанесения заводского номера

Пломбирование резервуаров РВС-3000 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	3000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,20

Т а б л и ц а 2 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 3- Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-3000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Терминал»
(ООО «Газпромнефть-Терминал»)

ИНН 5406807595

Адрес: 630099, Новосибирская область, г. Новосибирск, ул. Максима Горького, д. 80,
помещ. 13

Телефон: +7 (812) 679-56-00

Web-сайт: www.gazprom-neft.ru

E-mail: terminal@gazprom-neft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Терминал»
(ООО «Газпромнефть-Терминал»)

ИНН 5406807595

Адрес: 630099, Новосибирская область, г. Новосибирск, ул. Максима Горького, д. 80,
помещ. 13

Телефон: +7 (812) 679-56-00

Web-сайт: www.gazprom-neft.ru

E-mail: terminal@gazprom-neft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ» (ООО «МетроКонТ»)

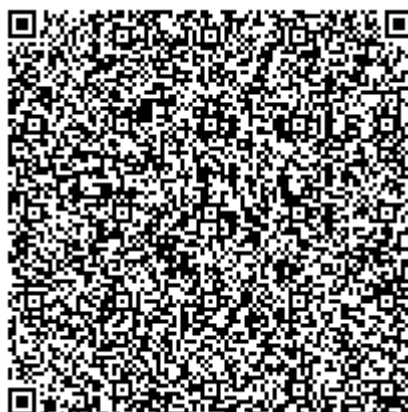
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.312640.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» августа 2022 г. № 1977

Регистрационный № 86376-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» КС «Славянская», КС «Дивенская», КС «Волховская», КС «Пикалёвская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» КС «Славянская», КС «Дивенская», КС «Волховская», КС «Пикалёвская» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), multifunctionalные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», сервер синхронизации времени, каналобразующую аппаратуру, серверы баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт».

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с, проводится перемножение результатов измерений на коэффициенты трансформации ТТ и ТН. Измерительная информация на выходе счетчика:

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 минут;

- средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИВК;
- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий;
- дистанционный доступ к компонентам АИИС КУЭ.

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИВК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством локальной вычислительной сети для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;
- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до ИВК;
- посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от уровня ИИК до уровня ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;

- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и с сервера баз данных на АРМ (основной канал);
- посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и с сервера баз данных на АРМ (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя сервер синхронизации времени, часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД ± 1 с.

Журналы событий счетчика и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 13.001-2022 в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	КС «Славянская», ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч. 9, Ввод №1	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	КС «Славянская», ЗРУ-10 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТС Кл.т. 0,5 Ктт = 250/5 Рег. № 26100-03	Не используется	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
3	КС «Славянская», ЗРУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч. 26, Ввод №2	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
4	КС «Славянская», ЗРУ-10 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТС Кл.т. 0,5 Ктт = 250/5 Рег. № 26100-03	Не используется	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
5	КС «Дивенская», ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч. 13 Ввод №1	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
6	КС «Дивенская», ЗРУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч. 14 Ввод №2	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
7	КС «Волховская», ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч. 5 Ввод №1	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	КС «Волховская», ЗРУ-10 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТС Кл.т. 0,5 Ктт = 250/5 Рег. № 26100-03	Не используется	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	ССБ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
9	КС «Волховская», ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч. 6, Ввод №2	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
10	КС «Волховская», ЗРУ-10 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТС Кл.т. 0,5 Ктт = 250/5 Рег. № 26100-03	Не используется	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
11	КС «Пикалёвская», ЗРУ-10 кВ КЦ-4, 1СШ 10 кВ, яч.5, Ввод №1	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 400/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
12	КС «Пикалёвская», ЗРУ-10 кВ КЦ-4, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТС Кл.т. 0,5 Ктт = 250/5 Рег. № 26100-03	Не используется	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
13	КС «Пикалёвская», ЗРУ-10 кВ КЦ-4, 2СШ 10 кВ, яч.24, Ввод №2	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 400/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
14	КС «Пикалёвская», ЗРУ-10 кВ КЦ-4, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТС Кл.т. 0,5 Ктт = 250/5 Рег. № 26100-03	Не используется	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2. Допускается замена сервера БД АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО) и сервера синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %
1, 3, 5, 6, 7, 9, 11, 13	0,50	±2,1	±1,6	±1,7	±1,4	±1,4	±1,0	±1,4	±1,0
	0,80	±1,3	±2,0	±1,1	±1,7	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
	0,87	±1,3	±2,3	±1,0	±1,9	±0,8	±1,5	±0,8	±1,5
	1,00	±1,0	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-
2, 4, 8, 10, 12, 14	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,7	±1,6	±1,9	±1,3
	0,80	-	-	±2,9	±4,5	±1,5	±2,4	±1,1	±1,8
	0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,3	±2,8	±1,0	±2,1
	1,00	-	-	±1,7	-	±1,0	-	±0,8	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %
1, 3, 5, 6, 7, 9, 11, 13	0,50	±2,2	±2,1	±1,7	±1,9	±1,5	±1,7	±1,5	±1,7
	0,80	±1,5	±2,4	±1,2	±2,2	±1,1	±1,9	±1,1	±1,9
	0,87	±1,4	±2,7	±1,2	±2,3	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
	1,00	±1,2	-	±0,8	-	±0,8	-	±0,8	-
2, 4, 8, 10, 12, 14	0,50	-	-	±5,5	±3,9	±3,0	±3,1	±2,3	±3,0
	0,80	-	-	±3,2	±5,2	±2,0	±3,6	±1,8	±3,2
	0,87	-	-	±2,9	±6,1	±1,9	±3,9	±1,7	±3,4
	1,00	-	-	±1,9	-	±1,3	-	±1,1	-

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

Примечание к таблицам 3 и 4:

I_2 – сила тока 2 % относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5 % относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20 % относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100 % относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120 % относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

δ_{w0}^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

δ_{w0}^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	14
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °C	от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от (2)5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, мин	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, мин	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

–счётчика, с фиксированием событий:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

– ИВК, с фиксированием событий:

- даты начала регистрации измерений;
- перерывы электропитания;
- программные и аппаратные перезапуски;
- установка и корректировка времени;
- переход на летнее/зимнее время;
- нарушение защиты ИВК;
- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на Сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра 060-1000639.87570424.411711.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» КС «Славянская», КС «Дивенская», КС «Волховская», КС «Пикалёвская». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	24
Трансформаторы тока	ТС	18
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК	24
Счетчики	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R	7
Счетчики	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R	1
Счетчики	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G	6
Сервер БД	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	CCB-1Г	1
Формуляр	060-1000639.87570424.411711.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» КС «Славянская», КС «Дивенская», КС «Волховская», КС «Пикалёвская»». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

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

ГОСТ 34.601-90 Межгосударственный стандарт. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Правообладатель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Изготовитель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Испытательный центр

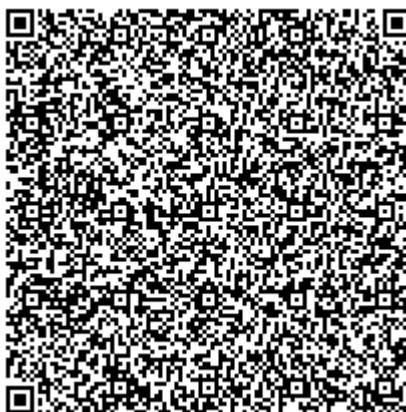
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» августа 2022 г. № 1977

Регистрационный № 86377-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформатор тока TG 550

Назначение средства измерений

Трансформатор тока TG 550 (далее по тексту – трансформатор) предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, в том числе в схемах коммерческого учета электроэнергии, устройствам защиты и управления в установках переменного тока частотой 50Гц и номинальным напряжением 500 кВ.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на явлении электромагнитной индукции. Первичный ток, протекая по первичной обмотке, создает в магнитопроводе вторичной обмотки электродвижущую силу (далее по тексту – ЭДС). Так как вторичная обмотка замкнута на внешнюю нагрузку, ЭДС вызывает появление во вторичной обмотке и внешней нагрузке тока, пропорционального первичному току.

Трансформатор состоит из металлического основания, силиконовой крышки и головной части, в которой расположена магнитная система. Вторичные обмотки намотаны на ленточные тороидальные магнитопроводы и заключены в защитный экран. Высоковольтная изоляция внутри обеспечивается за счет смеси элегаза и азота. Трансформатор снабжен сигнализатором плотности газа (денсиметром), градуированным в единицах давления, и защитной мембраной, которая разрушается при скачкообразном повышении давления газа в случае дуговых перекрытий внутри аппарата, тем самым предохраняя его от взрыва. Мембрана расположена на голове и прикрыта защитным кожухом.

Внешний вид трансформатора представлен на рисунке 1.

Трансформатором данного типа является трансформатор с зав. №2GJF2200000109.

Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта.

Знак поверки наносится в паспорт или на свидетельство о поверке в соответствии с действующим законодательством.

Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, нанесен на табличку технических данных трансформатора методом лазерной гравировки.



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 1 - Внешний вид трансформатора

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	500
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	525
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	2000
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	1
Классы точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746-2015: - для измерений и учета - для защиты	0,2S 10P
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2\text{ном}}$ с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$, В·А: - для обмоток класса точности 0,2S - для обмоток класса точности 10P	30 75
Номинальный коэффициент безопасности приборов вторичной обмотки для измерений, $K_{\text{Бном}}$	10
Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты, $K_{\text{ном}}$	20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество вторичных обмоток: - для измерений - для защиты	1 4
Масса, кг, не более	1000
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от -60 до +40
Габаритные размеры, мм (Длина×Ширина×Высота)	5825×1300×1300
Срок службы, лет, не менее	25
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	400000

Знак утверждения типа

знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	TG 550	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	УЕАР.768.020 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Руководство по эксплуатации» документа УЕАР.768.020 РЭ «Трансформатор тока TG 550. Руководство по эксплуатации. Редакция 6».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;

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

Правообладатель

Hitachi Energy Italy S.p.A, Италия

Адрес: Via dei Ceramisti, Localita San Grato, 26900 Lodi, Italy

Телефон: +39 0371 452 1

Факс: +39 0371 452 222

Изготовители

Hitachi Energy Italy S.p.A, Италия

Адрес: Via dei Ceramisti, Localita San Grato, 26900 Lodi, Italy

Телефон: +39 0371 452 1

Факс: +39 0371 452 222

Испытательный центр

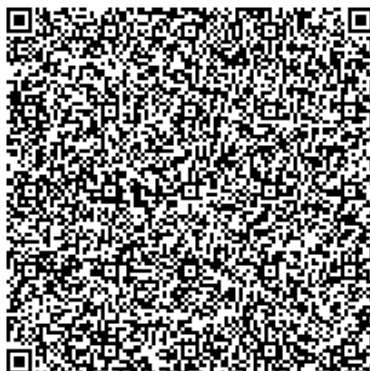
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119415, г. Москва, проспект Вернадского, дом 41, строение 1, этаж 4,
помещение I, комната 28

Телефон: + 7 495 481 33 80

E-mail: info@prommashtest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» августа 2022 г. № 1977

Регистрационный № 86378-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «КМА-Энергосбыт» для энергоснабжения ПАО «МегаФон» (г. Тверь) и ООО «Линде Газ Новотроицк»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «КМА-Энергосбыт» для энергоснабжения ПАО «МегаФон» (г. Тверь) и ООО «Линде Газ Новотроицк» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии и мощности (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС-приемника типа ЭКОМ-3000, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) программный комплекс (ПК) «Энергосфера».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Также сервер может принимать измерительную информацию от серверов прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, в виде xml-файлов установленных форматов и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электрической энергии (ОРЭ).

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ производится по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ ± 1 с и более производится синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ ± 1 с и более производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 001 указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «КМА-Энергосбыт» для энергоснабжения ПАО «МегаФон» (г. Тверь) и ООО «Линде Газ Новотроицк».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.1
Наименование программного модуля ПО	pso_metr.dll
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	ТП 6/0,4 кВ МегаФон, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч. 2	ТШЛ 2500/5 Кл. т. 0,5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	–	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ: ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL120 Gen9	активная реактивная
2	ТП 6/0,4 кВ МегаФон, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 6	ТШЛ 2500/5 Кл. т. 0,5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	–	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
3	ГПП-2, КРУ-10 кВ, яч. № 20	ТЛО-10 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
4	ГПП-2, КРУ-10 кВ, яч. № 40	ТЛО-10 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная

П р и м е ч а н и я

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.

3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.

5 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1; 2 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,3	5,6
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	1,7	2,9	5,4	2,2	3,4	5,6
3; 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	2,1	3,0	5,5	2,7	3,5	5,8
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до +35 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.							

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6
1; 2 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,3	2,6	5,5	4,3
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	4,5	2,9	5,7	4,5

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
3; 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,6	3,0	5,8	4,5
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$; 0,5 и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до +35 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +35 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	220000 3 70000 1 100000 2

Продолжение таблицы 5

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	56
- при отключении питания, лет, не менее	5
Сервер АИИС КУЭ:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5
Ход часов компонентов АИИС КУЭ, с, не более	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
- испытательной коробки;
- сервера (серверного шкафа);

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «КМА-Энергосбыт» для энергоснабжения ПАО «МегаФон» (г. Тверь) и ООО «Линде Газ Новотроицк» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТШЛ	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Меркурий 234	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройство синхронизации системного времени	ЭКОМ-3000	1
Сервер АИИС КУЭ	HP ProLiant DL120 Gen9	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	ЭНСТ.411711.280.2.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «КМА-Энергосбыт» для энергоснабжения ПАО «МегаФон» (г. Тверь) и ООО «Линде Газ Новотроицк», аттестованной ООО «АСЭ», аттестат аккредитации № RA.RU.312617.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «КМА-Энергосбыт» (АО «КМА-Энергосбыт»)

ИНН 4633013798

Адрес: 307170, Курская область, г. Железногорск, пер. Автолюбителей, д. 5

Изготовитель

Акционерное общество «КМА-Энергосбыт» (АО «КМА-Энергосбыт»)

ИНН 4633013798

Адрес: 307170, Курская область, г. Железногорск, пер. Автолюбителей, д. 5

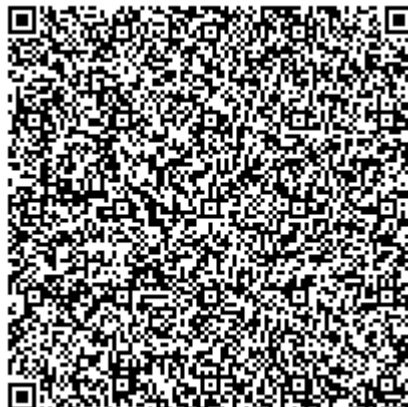
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Адрес: 600009, Владимирская область, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Юридический адрес: 600031, Владимирская область, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № RA.RU.312617.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ 220-58

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ 220-58 (далее – трансформаторы напряжения) предназначены для передачи сигналов измерительной информации средствам измерений, устройствам защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на преобразовании посредством электромагнитной индукции переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения при неизменной частоте без существенных потерь мощности. Трансформаторы напряжения относятся к классу масштабных измерительных преобразователей электрических величин.

Конструктивно трансформаторы напряжения состоят из стержневого магнитопровода, выполненного из электротехнической стали, первичных и вторичных обмоток с высоковольтной изоляцией, конструктивных вспомогательных деталей, соединяющих части трансформаторов напряжения в единую конструкцию.

Трансформаторы напряжения представляют собой один блок, состоящий из активной части (магнитопровода с обмотками), установленной на основании. На активную часть надета фарфоровая крышка, наполненная трансформаторным маслом и закрытая маслорасширителем.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения НКФ 220-58 с зав. №№ 1032535, 1032540, 1032545.

Заводской номер нанесен на маркировочную табличку методом штамповки в виде цифрового кода.

Общий вид трансформаторов напряжения с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1. Пломбирование трансформаторов напряжения не предусмотрено. Нанесение знака поверки на трансформаторы напряжения в обязательном порядке не предусмотрено.

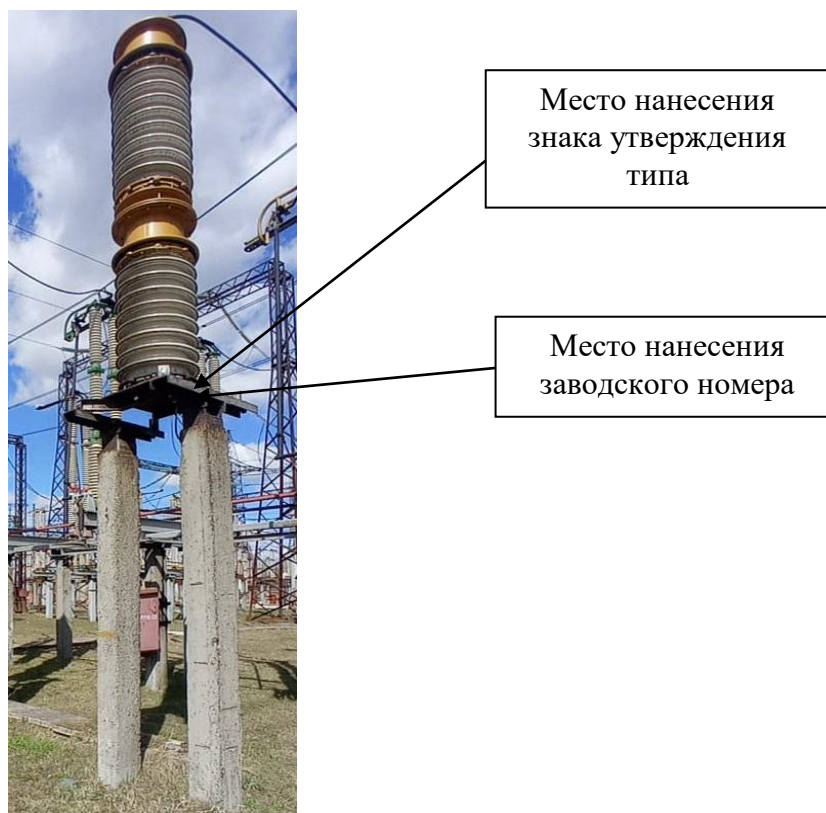


Рисунок 1 - Общий вид трансформаторов напряжения с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Номинальное значение напряжения первичной обмотки, кВ	220√3		
Номинальное напряжение основной вторичной обмотки, В	100√3		
Номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки, В	100		
Классы точности основной вторичной обмотки для измерений по ГОСТ 1983-67	0,5	1	3
Номинальная мощность основной вторичной обмотки для измерений при коэффициенте мощности (cos φ) активно-индуктивной нагрузки 0,8, В·А	400	600	1200
Класс точности дополнительной вторичной обмотки по ГОСТ 1983-67	3		
Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки при коэффициенте мощности (cos φ) активно-индуктивной нагрузки 0,8, В·А	1200		
Номинальная частота напряжения сети, Гц	50		

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	1044×1044×3330
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 (диапазон рабочих температур, °С)	У1 (от -45 до +40)

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом и на маркировочную табличку методом штамповки.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор напряжения	НКФ 220-58	3
Паспорт	-	3

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Методы измерений» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 1983-67 «Трансформаторы напряжения. Общие технические требования»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3453 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ».

Правообладатель

Акционерное общество холдинговая компания «Электрозавод» (АО «Электрозавод»)

ИНН 7718013390

Адрес: г. Москва, ул. Электрозаводская, д. 21

Изготовители

Акционерное общество холдинговая компания «Электрозавод» (АО «Электрозавод»)
(изготовлены в 1973 г.)

ИНН 7718013390

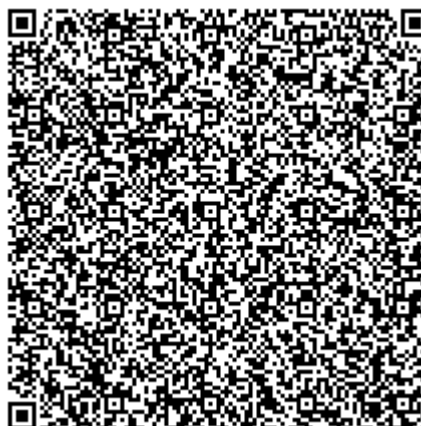
Адрес: г. Москва, ул. Электрозаводская, д. 21

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./пом. 1/1, ком. 14-17

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» августа 2022 г. № 1977

Регистрационный № 86380-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ-220-58 У1

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ-220-58 У1 (далее – трансформаторы напряжения) предназначены для передачи сигналов измерительной информации средствам измерений, устройствам защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на преобразовании посредством электромагнитной индукции переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения при неизменной частоте без существенных потерь мощности. Трансформаторы напряжения относятся к классу масштабных измерительных преобразователей электрических величин.

Конструктивно трансформаторы напряжения состоят из стержневого магнитопровода, выполненного из электротехнической стали, первичных и вторичных обмоток с высоковольтной изоляцией, конструктивных вспомогательных деталей, соединяющих части трансформаторов напряжения в единую конструкцию.

Трансформаторы напряжения представляют собой один блок, состоящий из активной части (магнитопровода с обмотками), установленной на основании. На активную часть надета фарфоровая крышка, наполненная трансформаторным маслом и закрытая маслорасширителем. К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения НКФ-220-58 У1 с зав. №№ 9091, 9112, 12554.

Заводской номер нанесен на маркировочную табличку методом штамповки в виде цифрового кода.

Общий вид трансформаторов напряжения с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1. Пломбирование трансформаторов напряжения не предусмотрено. Нанесение знака поверки на трансформаторы напряжения в обязательном порядке не предусмотрено.

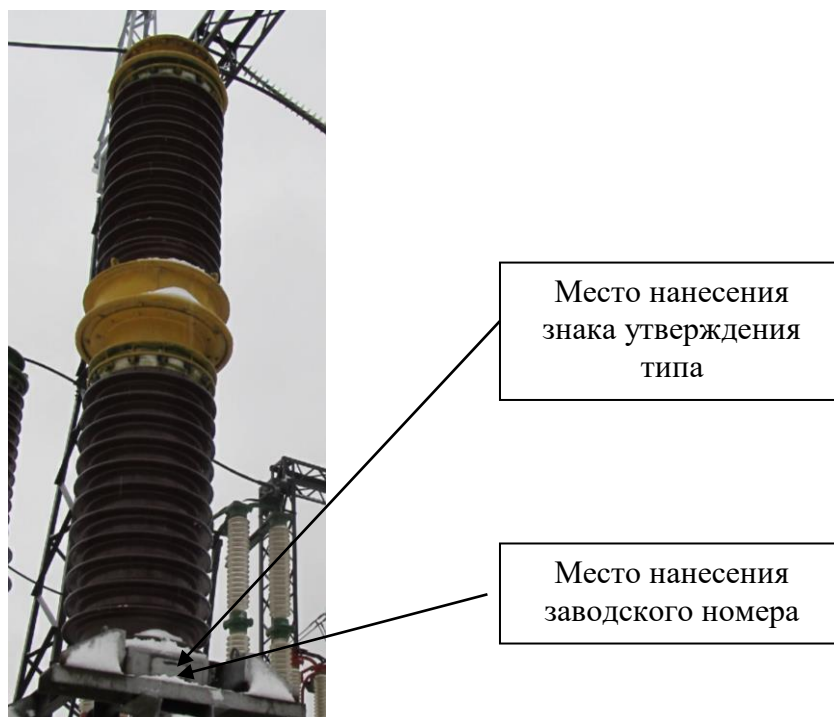


Рисунок 1 - Общий вид трансформаторов напряжения с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Номинальное значение напряжения первичной обмотки, кВ	220/ $\sqrt{3}$		
Номинальное напряжение основной вторичной обмотки, В	100/ $\sqrt{3}$		
Номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки, В	100		
Классы точности основной вторичной обмотки для измерений по ГОСТ 1983-77	0,5	1	3
Номинальная мощность основной вторичной обмотки для измерений при коэффициенте мощности ($\cos \varphi$) активно-индуктивной нагрузки 0,8, В·А	400	600	1200
Класс точности дополнительной вторичной обмотки по ГОСТ 1983-77	3		
Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки при коэффициенте мощности ($\cos \varphi$) активно-индуктивной нагрузки 0,8, В·А	1200		
Номинальная частота напряжения сети, Гц	50		

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	1044×1044×3330
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 (диапазон рабочих температур, °С)	У1 (от -45 до +40)

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом и на маркировочную табличку методом штамповки.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./зкз.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	3
Паспорт	-	3

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Методы измерений» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 1983-77 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3453 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ».

Правообладатель

Производственное объединение «Запорожтрансформатор»
(ПО «Запорожтрансформатор»), Украина

Адрес: 69600, Украина, г. Запорожье, Днепровское шоссе, д. 3

Изготовители

Производственное объединение «Запорожтрансформатор»
(ПО «Запорожтрансформатор»), Украина (изготовлены в 1981-1982 гг.)

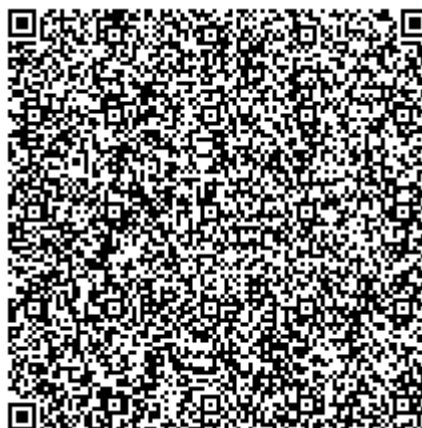
Адрес: 69600, Украина, г. Запорожье, Днепровское шоссе, д. 3

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./пом. 1/1, ком. 14-17

Уникальный номер записи в Реестре аккредитованных лиц №RA.RU.314019.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» августа 2022 г. № 1977

Регистрационный № 86381-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОЛСАМ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОЛСАМ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчик активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее – УССВ) и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчика поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСП/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС). УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится 1 раз в сутки при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ± 2 с. Часы счетчика синхронизируются от сервера БД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчика проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ: 057

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	КВЛ 10 кВ № 23, оп. № 51, ВЛ 10 кВ в сторону КТП 10 кВ №333, ПКУ 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ-10-1 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 55024-13	Меркурий 234 ARTM-00 DPBR.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ-2 Рег. № 54074-13 HP DL160 Gen8	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд I=0,02 I_{ном} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика от 0 до +40 °С. 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчика на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 5 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов. 6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	1
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчика, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от – 60 до +40 от – 45 до +70 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчик: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	320000 2 70000
Глубина хранения информации Счетчик: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчике (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10-1	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM-00 DPBR.G	1
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	РЭ.14.0009.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОЛСАМ», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ОЛСАМ»

(ООО «ОЛСАМ»)

ИНН 3666170875

Адрес: 394036, г. Воронеж, проспект Революции, д.51, офис 2

Телефон: +7 (47341) 5-32-88

Факс: +7 (47341) 5-32-88

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «РеконЭнерго»

(ЗАО «РеконЭнерго»)

ИНН 3666089896

Юридический адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, д. 12А

Телефон: +7 (473) 260-21-71

E-mail: office@rekonenergo.ru

Испытательный центр

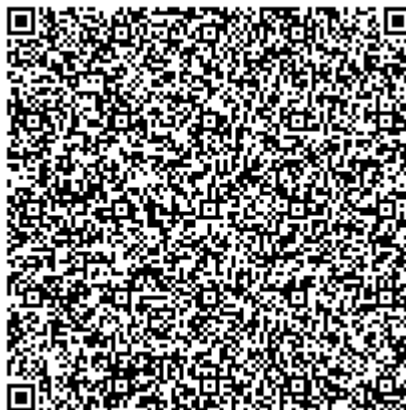
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.312429.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» августа 2022 г. № 1977

Регистрационный № 86382-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Зеледино

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Зеледино (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 367. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	КРУЭ 220 кВ Новогорьковская ТЭЦ - Зелецино	АМТ-245/1 кл.т. 0,2S КТТ= 2000/1 рег.№ 37101-08	SU 245/S кл.т. 0,2 КТН= 220000/√3/100/√3 рег.№ 37115-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11	RTU-325H рег.№ 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	КРУЭ 220 кВ, КЛ 220 кВ Зелецино-Русвинил №1	АМТ-245/1 кл.т. 0,2S КТТ= 2000/1 рег.№ 37101-08	SU 245/S кл.т. 0,2 КТН= 220000/√3/100/√3 рег.№ 37115-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		
3	КРУЭ 220 кВ, КЛ 220 кВ Зелецино-Русвинил №2	АМТ-245/1 кл.т. 0,2S КТТ= 2000/1 рег.№ 37101-08	SU 245/S кл.т. 0,2 КТН= 220000/√3/100/√3 рег.№ 37115-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		
4	КЛ - 0.4 кВ ТСН-1	TAR5 кл.т. 0,2S КТТ= 1500/5 рег.№ 83130-21	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	КЛ - 0.4 кВ ТСН-2	TAR5 кл.т. 0,2S КТТ= 1500/5 рег.№ 83130-21	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 31857-11	RTU-325H рег.№ 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 - 3 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	1,0	1,1	0,5	0,4	0,4
	0,8	1,1	0,7	0,5	0,5
	0,5	1,8	1,2	0,9	0,9
4, 5 (ТТ 0,2S; ТН-; Счетчик 0,5S)	1,0	1,4	0,7	0,6	0,6
	0,8	1,5	0,9	0,7	0,7
	0,5	2,0	1,4	0,9	0,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	0,8	1,8	1,3	2,2	1,9
	0,5	1,4	0,9	1,9	1,5
4, 5 (ТТ 0,2S; ТН-; Счетчик 1,0)	0,8	2,0	1,7	1,2	1,2
	0,5	1,5	1,3	1,1	1,1
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 - 3 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	0,9	0,8	0,8
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,4
4, 5 (ТТ 0,2S; ТН-; Счетчик 0,5S)	1,0	1,8	1,4	1,4	1,4
	0,8	1,9	1,6	1,5	1,5
	0,5	2,4	2,0	1,7	1,7

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100}$ %	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120}$ %
1	2	3	4	5	6
1-3 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
4, 5 (ТТ 0,2S; ТН-; Счетчик 1,0)	0,8	3,7	3,5	3,3	3,3
	0,5	3,3	3,3	3,2	3,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72

Продолжение таблицы 4

1	2
УСПД RTU-325H: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	55000
УССВ ИВК комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
при отключенном питании, лет, не менее	3
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

– резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

– в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.

– наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчиках электроэнергии;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к

измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	АМТ-245/1	9
Трансформатор тока	TAR5	6
Трансформатор напряжения	SU 245/S	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	5
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325H	1
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.060.367.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Зелецино», аттестованной ФГБУ «ВНИИМС, регистрационный номер № RA.RU.311787 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4.

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4.

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

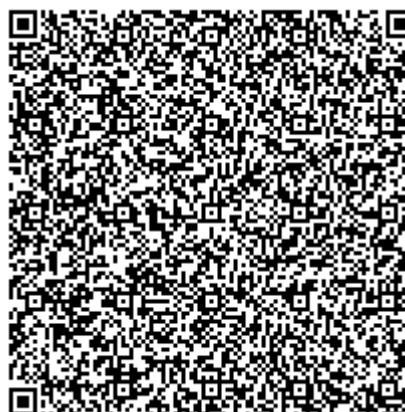
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» августа 2022 г. № 1977

Регистрационный № 86383-22

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Мокша

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Мокша (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более, чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более, чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 376. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Мокша - Кочелаево	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт= 300/5 рег.№ 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Мокша-Инсар	ТРГ-110 П* кл.т. 0,2 Ктт= 600/5 рег.№ 26813-04	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
3	ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт= 600/5 рег.№ 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
4	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Мокша - Ковылкино 2 цепь (ВЛ-110 кВ Мокша - Ковылкино 2)	СА 123 кл.т. 0,2S Ктт= 600/5 рег.№ 23747-02	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
5	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Мокша - Ковылкино 1 цепь (ВЛ-110 кВ Мокша - Ковылкино 1)	СА 123 кл.т. 0,2S Ктт= 600/5 рег.№ 23747-02	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Мокша- Казенный Майдан	СА 123 кл.т. 0,2S КТТ= 600/5 рег.№ 23747-02	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 КТН= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643- 07	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	ЗРУ-10 кВ, яч.15, КЛ-10 кВ Птицесовхоз	ТЛО-10 кл.т. 0,5S КТТ= 300/5 рег.№ 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 КТН= 10000/100 рег.№ 11094-87 НОМ-10-66У2 кл.т. 0,5 КТН= 10000/100 рег.№ 82753-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
8	ЗРУ-10 кВ, яч.13, КЛ-10 кВ АБЗ Парапино	ТЛО-10 кл.т. 0,5S КТТ= 300/5 рег.№ 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 КТН= 10000/100 рег.№ 11094-87 НОМ-10-66У2 кл.т. 0,5 КТН= 10000/100 рег.№ 82753-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
9	ЗРУ-10 кВ, яч.14, КЛ-10 кВ Ков. ЭС. ЦРП-2	ТЛО-10 кл.т. 0,5S КТТ= 300/5 рег.№ 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 КТН= 10000/100 рег.№ 11094-87 НОМ-10-66У2 кл.т. 0,5 КТН= 10000/100 рег.№ 82753-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
10	ЗРУ-10 кВ, яч.16, КЛ-10 кВ в сторону ПС И-615	ТЛИМ-10 кл.т. 0,5 КТТ= 300/5 рег.№ 2473-69	НАМИ-10 кл.т. 0,2 КТН= 10000/100 рег.№ 11094-87 НОМ-10-66У2 кл.т. 0,5 КТН= 10000/100 рег.№ 82753-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
11	ЗРУ-10 кВ, яч.10, КЛ-10 кВ Город-1 ТП-42	ТЛО-10 кл.т. 0,5S КТТ= 150/5 рег.№ 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 КТН= 10000/100 рег.№ 11094-87 НОМ-10-66У2 кл.т. 0,5 КТН= 10000/100 рег.№ 82753-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
12	ЗРУ-10 кВ, яч.11, КЛ-10 кВ Очистные, водозабор ТП-27	ТЛО-10 кл.т. 0,5S КТТ= 150/5 рег.№ 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 КТН= 10000/100 рег.№ 11094-87 НОМ-10-66У2 кл.т. 0,5 КТН= 10000/100 рег.№ 82753-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
13	ЗРУ-10 кВ, яч.12, КЛ-10 кВ 3-ий микрорайон	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт= 400/5 рег.№ 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн= 10000/100 рег.№ 11094-87 НОМ-10-66У2 кл.т. 0,5 Ктн= 10000/100 рег.№ 82753-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
14	ЗРУ-10 кВ, яч.2, ЛЭП-10 кВ КЭМЗ	ТОЛ-10 кл.т. 0,2S Ктт= 100/5 рег.№ 47959-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн= 10000/100 рег.№ 11094-87 НОМ-10-66У2 кл.т. 0,5 Ктн= 10000/100 рег.№ 82753-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
15	ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТШ-0,66У3 кл.т. 0,5 Ктт= 1000/5 рег.№ 6891-84		ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 22422-07		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 3-6, 14 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
2 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	-	1,1	0,8	0,7
	0,8	-	1,4	1,0	0,9
	0,5	-	2,3	1,6	1,4
7-9, 11-13 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
15 (ТТ 0,5; ТН -; Сч 0,5S)	1,0	-	1,7	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,7	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 3-6, 14 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	2,3	2,0	1,6	1,6
	0,5	1,7	1,5	1,3	1,3
2 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	-	2,5	1,7	1,6
	0,5	-	2,1	1,4	1,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
7-9, 11-13 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,5	1,9	1,5	1,5
10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	3,0	1,8	1,5
15 (ТТ 0,5; ТН -; Сч 1,0)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,6	1,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 3-6, 14 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
2 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	-	1,2	1,0	0,9
	0,8	-	1,5	1,2	1,1
	0,5	-	2,4	1,7	1,6
7-9, 11-13 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
15 (ТТ 0,5; ТН -; Сч 0,5S)	1,0	-	2,1	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	2,0	1,7
	0,5	-	5,5	3,0	2,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{2\%} \leq I_{\text{изм}} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{\text{изм}} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1, 3-6, 14 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	3,8	3,7	3,5	3,5
	0,5	3,4	3,3	3,3	3,3
2 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	-	4,0	3,5	3,5
	0,5	-	3,6	3,3	3,3
7-9, 11-13 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	5,1	4,2	3,7	3,7
	0,5	3,9	3,5	3,4	3,4
10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	-	5,5	4,0	3,7
	0,5	-	4,2	3,5	3,4
15 (ТТ 0,5; ТН -; Сч 1,0)	0,8	-	5,4	3,9	3,6
	0,5	-	4,0	3,4	3,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	- от 99 до 101 - от 1(5) до 120 0,87 - от 49,85 до 50,15 - от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК	- от 90 до 110 - от 1(5) до 120 0,5 - от 49,6 до 50,4 - от -45 до +40 - от +10 до +30 - от +10 до +30 - от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ZMD: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - средняя наработка на отказ, ч, не менее УССВ ИВК комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	35000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТГФМ-110 УХЛ1*	6
Трансформатор тока	ТРГ-110 II*	3
Трансформатор тока	СА 123	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	12
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10	3
Трансформатор тока	ТШ-0,66У3	3
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НОМ-10-66У2	2
Счетчик электрической энергии	ZMD	15
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L	1
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.007.376.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Мокша, аттестованной ФГБУ «ВНИИМС», регистрационный номер № RA.RU.311787 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн. тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д.4

Телефон: +7 (495) 710-96-99

Факс: +7 (495) 710-96-60

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн. тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д.4

Телефон: +7 (495) 710-90-91

Факс: +7 (495) 710-96-55

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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

