

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1241

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.	Газоанализаторы	Protea	C	85610-22	мод. P2000, зав. № 050095E, мод. P2000ATEX, зав. № 048416E, мод. P2000D, зав. № 014577E, мод. P5000, зав. № 021216D, мод. AtmosIRr, зав. № 064282A, мод. AtmosIRi, зав. № 084926A, мод. AtmosIRw, зав. № 001741A, мод. AtmosIRt, зав. № 041304A, мод. AtmosUVr, зав. № 075463F, мод. AtmosUVi, зав. № 086065F, мод. AtmosUVw, зав. № 098911F, мод. AtmosUVt, зав. № 002242F, мод. AtmosFIRs, зав. №	Protea Limited, Великобритания	Protea Limited, Великобритания	OC	МП-385/11-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "РИАС" (ООО "РИАС"), г. Москва	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	22.11.2021

					093288S, мод. AtmosFIRi, зав. № 053425S, мод. AtmosFIRw, зав. № 045458S, мод. AtmosFIRt, зав. № 042101S								
2.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 1015 (резервная система учета)	Обозначение отсутствует	Е	85611-22	142	Общество с ограниченной ответственностью "Эмерсон" (ООО "Эмерсон"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Афипский НПЗ" (ООО "Афипский НПЗ"), пгт Афипский, Краснодарский край	ОС	МП 1358-14-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация-Метрология-ЭКСПЕРТ" (ООО "Автоматизация-Метрология-ЭКСПЕРТ"), г. Уфа	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	01.12.2021
3.	Трансформаторы тока разделительные трехфазные	ТТР-3.100	С	85612-22	004	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие Марс-Энерго" (ООО "НПП Марс-Энерго"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие Марс-Энерго" (ООО "НПП Марс-Энерго"), г. Санкт-Петербург	ОС	НФЦР.411 914.018МП	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие Марс-Энерго" (ООО "НПП Марс-Энерго"), г. Санкт-Петербург	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	24.12.2021
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС	Обозначение отсутствует	Е	85613-22	У006	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-050-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью Управляющая компания "Рус-ЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнергоМир"), г. Новосибирск	ООО "Энерг-Тест", г. Москва	22.12.2021

	220 кВ Бале- зино												
5.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Ко- шай	Обозна- чение отсут- ствует	Е	85614-22	У017	Публичное акционерное общество "Фе- деральная се- тевая компа- ния Единой энергетиче- ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Фе- деральная се- тевая компа- ния Единой энергетиче- ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП-054- 2021	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью Управ- ляющая ком- пания "Рус- ЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнерго- Мир"), г. Но- восибирск	ООО "Энер- Тест", г. Москва	17.12.2021
6.	Система из- мерений ко- личества и параметров нефти сырой на ЦППН-8 Приобского месторожде- ния ООО "РН- Юганскнеф- тегаз"	Обозна- чение отсут- ствует	Е	85615-22	01	Акционерное общество "Нефтеавтома- тика" (АО "Нефтеавтома- тика"), Рес- публика Баш- кортостан, г. Уфа	Акционерное общество "Нефтеавтома- тика" (АО "Нефтеавтома- тика"), Рес- публика Баш- кортостан, г. Уфа	ОС	НА.ГНМЦ. 0654-21 МП	1 год	Акционерное общество "Нефтеавтома- тика" (АО "Нефтеавтома- тика"), Респу- блика Башкор- тостан, г. Уфа	АО "Нефтеав- томатика", г. Казань	23.12.2021
7.	Преобразо- ватели дав- ления	PTM	С	85616-22	PTM-1 с зав. № 046496; PTM-M-2 с зав. № 032971; PTM-M-1 с зав. № 030657	Общество с ограниченной ответственно- стью "Микро- тензор", г. Орел	Общество с ограниченной ответственно- стью "Микро- тензор", г. Орел	ОС	МИ 1997- 89	3 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Микро- тензор", г. Орел	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	11.03.2022
8.	Реометры ротационные	LAMY RHEOL OGY	С	85617-22	21.07.D1011; 21.10.D1012	LAMY RHEOLOGY, Франция	LAMY RHEOLOGY, Франция	ОС	МП 2302- 0161-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственно- стью (ООО "Базис Групп"), г. Санкт- Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделе- ева", г. Санкт- Петербург	30.03.2022
9.	Система ав- томатизиро-	Обозна- чение	Е	85618-22	352	Общество с ограниченной	Публичное акционерное	ОС	МП 206.1- 027-2022	4 года	Общество с ограниченной	ФГБУ "ВНИИМС",	28.03.2022

	ванная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ "Узловая"	отсутствует				ответственно-стью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва				ответственно-стью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	г. Москва	
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ "Южная"	Обозначение отсутствует	Е	85619-22	353	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП 206.1-026-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	28.03.2022
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ "Левобережная"	Обозначение отсутствует	Е	85620-22	351	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП 206.1-025-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	28.03.2022
12.	Система автоматизированная ин-	Обозначение отсут-	Е	85621-22	354	Общество с ограниченной ответственности	Публичное акционерное общество "Фе-	ОС	МП 206.1-024-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственности	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	28.03.2022

	формационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 500 кВ "Осиновка"	отсутствует				стью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	деральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва				стью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва		
13.	Система измерительная массового расхода (массы) в составе комплекса по перегрузке сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей на причале №1	Обозначение отсутствует	Е	85622-22	3163-21	Закрытое акционерное общество "Научно-инженерный центр "ИНКОМСИ-СТЕМ" (ЗАО НИЦ "ИНКОМСИ-СТЕМ"), г. Казань	Закрытое акционерное общество "Научно-инженерный центр "ИНКОМСИ-СТЕМ" (ЗАО НИЦ "ИНКОМСИ-СТЕМ"), г. Казань	ОС	МП 2202/1-311229-2022	4 года	Закрытое акционерное общество "Научно-инженерный центр "ИНКОМСИ-СТЕМ" (ЗАО НИЦ "ИНКОМСИ-СТЕМ"), г. Казань	ООО ЦМ "СТП", г. Казань	22.02.2022
14.	Преобразователи термоэлектрические	TS	С	85623-22	№№: 002 (мод. TS-TC-MC, диапазон измерений от 0 до +800, класс точности 1, К), 003 (мод. TS-TC-VC, диапазон измерений от -60 до +180, класс точности 2, К), 004 (мод. TS-TC-M01/02, диапазон измерений от -60 до +650, класс точности 2, Е), 005 (мод. TS-TC-MN, диапазон измерений от -60 до +900,	Termics S.r.l., Италия	Termics S.r.l., Италия	ОС	МП 207-073-2021	Первичная поверка до ввода в эксплуатацию - для ТП модификаций TS-TC-VC, TS-	Termics S.r.l., Италия	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	15.11.2021

					класс точности 2, К), 006 (мод. TS-TC-FC диапазон измерений от -60 до +450, класс точности 1, К), 007 (мод. TS-TC-FT, диапазон измерений от -60 до +800, класс точности 1, КК), 008 (мод. TS-TC-CTF, диапазон измерений от -60 до +350, класс точности 1, Т), 009 (мод. TS-TC-MT, диапазон измерений от 0 до +1100, класс точности 1, К), 010 (мод. TS-TC-TT, диапазон измерений от -50 до +200, класс точности 1, К), 011 (мод. TS-TC-TC, диапазон измерений от 0 до +200, класс точности 1, К)					TC-VSC, TS-CVO-TC-VC, TS-CVO-TC-VSC, TS-CE-TC-VC, TS-CE-TC-VSC, TS-NA-TC-VC, TS-EC-TC-VC, TS-EC-TC-VSC, TS-IC-TC-VC, TS-IC-TC-VSC; 3 года - для преобразователей термоэлек-			
--	--	--	--	--	---	--	--	--	--	--	--	--	--

										триче- ских с верх- ним преде- лом диапа- зона изме- рений до +300 °С включ. ; 2 года - для преоб- разо- вате- лей термо- элек- триче- ских с верх- ним преде- лом диапа- зона изме- рений св. +300 °С			
15.	Резервуары горизон- тальные стальные цилиндриче- ские	РГСН- 100	Е	85624-22	359/1, 359/2, 359/3, 359/4, 359/5, 359/6, 359/7	Общество с ограниченной ответственно- стью "Произ- водственно- коммерческая фирма "КУБ- сервис" (ООО	Общество с ограниченной ответственно- стью "Произ- водственно- коммерческая фирма "КУБ- сервис" (ООО	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственно- стью "ИН- ВЕСТКАПИ- ТАЛГРУПП" (ООО "ИКГ"), г. Казань	ООО фирма "Метролог", г. Казань	31.03.2022

						"ПКФ "КУБ-сервис"), г. Екатеринбург	"ПКФ "КУБ-сервис"), г. Екатеринбург						
16.	Резервуары вертикальные стальные цилиндрические	РВС-500	Е	85625-22	Е10, Е11, Е12, Е13, Е23	Закрытое акционерное общество "Энергострой-монтаж" (ЗАО "ЭСМ"), г. Владимир	Закрытое акционерное общество "Энергострой-монтаж" (ЗАО "ЭСМ"), г. Владимир	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	ООО "Татнефть-АЗС-Запад", г. Москва	ООО фирма "Метролог", г. Казань	29.03.2022
17.	Резервуары вертикальные стальные цилиндрические	РВС-1000	Е	85626-22	Е14, Е15, Е16, Е17, Е18	Закрытое акционерное общество "Энергострой-монтаж" (ЗАО "ЭСМ"), г. Владимир	Закрытое акционерное общество "Энергострой-монтаж" (ЗАО "ЭСМ"), г. Владимир	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Татнефть-АЗС-Запад" (ООО "Татнефть-АЗС-Запад"), г. Москва	ООО фирма "Метролог", г. Казань	29.03.2022
18.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Ижевск	Обозначение отсутствует	Е	85627-22	У007	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-053-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью Управляющая компания "Рус-ЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнергоМир"), г. Новосибирск	ООО "Энер-Тест", г. Москва	15.12.2021
19.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС	Обозначение отсутствует	Е	85628-22	047	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 016-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Велес" (ООО "Велес"), г. Екатеринбург	ООО "Спец-энергопроект", г. Москва	18.03.2022

	КУЭ) ПС 220 кВ Меж- дуреченская												
20.	Анализаторы кремния	МАРК- 1202	С	85629-22	МАРК-1202-К-П6С № 001, блок преоб- разовательный № 001, панель пере- ключения пробы № 001, блок сигнали- зации № 001; МАРК-1202-Н-П6С № 002, блок преоб- разовательный № 002, панель пере- ключения пробы № 002, блок сигнали- зации № 002; МАРК-1202-Щ- П6С № 003, блок преобразователь- ный № 003, панель переключения про- бы № 003, блок сигнализации № 003	Общество с ограниченной ответственно- стью "ВЗОР" (ООО "ВЗОР"), г. Нижний Нов- город	Общество с ограниченной ответственно- стью "ВЗОР" (ООО "ВЗОР"), г. Нижний Нов- город	ОС	ВР79.00.00 ОРЭ При- ложение А	2 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "ВЗОР" (ООО "ВЗОР"), г. Нижний Новгород	ФБУ "Нижне- городский ЦСМ", г. Нижний Новгород	14.12.2021

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1241

Регистрационный № 85610-22

Лист № 1
Всего листов 40

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы Protea

Назначение средства измерений

Газоанализаторы Protea (далее по тексту – газоанализаторы), предназначены для непрерывного измерения объемной доли различных компонентов в газовых средах, промышленных выбросах, чистых газах, биогазах и других технологических газах.

Описание средства измерений

Принципы действия газоанализаторов основаны на:

- Недисперсионной инфракрасной спектроскопии (NDIR), принцип действия которой основан на избирательном поглощении инфракрасного излучения определенной длины волны молекулами;
- Недисперсионной ультрафиолетовой спектроскопии (NDUV), принцип действия которой основан на избирательном поглощении ультрафиолетового излучения определенной длины волны молекулами с использованием фильтр-газовой корреляции;
- Фурье-инфракрасной спектроскопии (FTIR), на базе инфракрасной Фурье-спектроскопии с двухлучевым интерферометром, в котором при перемещении одного из зеркал происходит изменение разности хода между интерферирующими лучами, зеркала имеют форму уголкового световоотражателя и двигаются с помощью прецизионного двигателя, положение которого регистрирует лазер. Спектр получается после анализа интерферограммы с выполнением специальных математических расчетов (обратное преобразование Фурье);
- Электрохимический, с использованием твердотельного электрохимического чувствительного элемента на основе диоксида циркония (ZrO_2) для измерения кислорода (для всех моделей газоанализаторов).

Способы отбора пробы:

- принудительный для экстрактивных газоанализаторов модификаций AtmosIRr, AtmosIRi, AtmosIRw, AtmosIRt, AtmosUVr, AtmosUVi, AtmosUVw, AtmosUVt, AtmosFIRs, AtmosFIRi, AtmosFIRw и AtmosFIRt, а также модификаций P2000, P2000ATEX, P2000D и P5000 в их экстрактивных версиях;
- диффузионный для беспробоотборных модификаций P2000, P2000ATEX, P2000D и P5000 (измерительная ячейка расположена непосредственно в газовой среде процесса).

Газоанализаторы выпускаются в шестнадцати модификациях: P2000, P2000ATEX, P2000D, P5000, AtmosIRr, AtmosIRi, AtmosIRw, AtmosIRt, AtmosUVr, AtmosUVi, AtmosUVw, AtmosUVt, AtmosFIRs, AtmosFIRi, AtmosFIRw и AtmosFIRt которые отличаются методом измерения, способом отбора пробы и конструкцией корпуса.

Модификация P2000 – беспробоотборный газоанализатор общепромышленного исполнения с методом измерения NDIR. Может комплектоваться блоками управления Р-РС и Р-НМІ. Прибор оснащен модулем автоматической калибровки и обратной продувки фильтра измерительной ячейки. Газоанализатор проводит непрерывный анализ от одного до шести компонентов газовой смеси одновременно с использованием фильтр-газовой корреляции;

Модификация P2000 ATEX – беспробоотборный газоанализатор взрывозащищенного исполнения с методом измерения NDIR, уровень и вид взрывозащиты: 1 Ex db IIB T4/T6. Может комплектоваться блоками управления Р-РС и Р-НМІ. Прибор оснащен модулем автоматической калибровки и обратной продувки фильтра измерительной ячейки. Газоанализатор проводит непрерывный анализ от одного до шести компонентов газовой смеси одновременно с использованием фильтр-газовой корреляции. Имеет три аналоговых входа на прием сигналов от различных видов оборудования;

Модификация P2000 D – беспробоотборный газоанализатор общепромышленного исполнения с комбинированным методом измерения NDIR+NDUV. Может комплектоваться блоками управления Р-РС и Р-НМІ. Прибор оснащен модулем автоматической калибровки и обратной продувки фильтра измерительной ячейки. Газоанализатор проводит непрерывный анализ от одного до восьми компонентов газовой смеси одновременно с использованием фильтр-газовой корреляции;

Модификация P5000 - беспробоотборный газоанализатор общепромышленного исполнения с методом измерения NDUV. Может комплектоваться блоками управления Р-РС и Р-НМІ. Прибор оснащен модулем автоматической калибровки и обратной продувки фильтра измерительной ячейки. Газоанализатор проводит непрерывный анализ от одного до шести компонентов газовой смеси одновременно с использованием фильтр-газовой корреляции;

Модификация atmosIRr – экстрактивный газоанализатор с методом измерения NDIR. Газоанализатор проводит непрерывный анализ от одного до пяти компонентов газовой смеси. Выполнен в виде отдельного блока с микропроцессорным управлением без цифровой индикации результатов измерения. Предназначен для монтажа в стойки, шкафы и прочие конструкции на основе 19" монтажной системы;

Модификация atmosIRi – экстрактивный газоанализатор с методом измерения NDIR. Газоанализатор проводит непрерывный анализ от одного до пяти компонентов газовой смеси. Выполнен в виде отдельного блока с микропроцессорным управлением и цифровой индикацией результатов измерения на ЖК-дисплее. Предназначен для монтажа в стойки, шкафы и прочие конструкции на основе 19" монтажной системы;

Модификация atmosIRw – экстрактивный газоанализатор с методом измерения NDIR. Газоанализатор проводит непрерывный анализ от одного до пяти компонентов газовой смеси. Выполнен в виде отдельного блока с микропроцессорным управлением и цифровой индикацией результатов измерения на ЖК-дисплее. Предназначен для монтажа на раме или креплению к плоской поверхности;

Модификация *atmosIRt* – экстрактивный газоанализатор с методом измерения NDIR. Газоанализатор проводит непрерывный анализ от одного до пяти компонентов газовой смеси. Выполнен в виде портативного переносного прибора с микропроцессорным управлением и цифровой индикацией результатов измерения на ЖК-дисплее. Предназначен для проведения замеров концентраций газовой пробы в дымовых отходящих газах, промышленных выбросах, технологических газах;

Модификация *atmosUVr* – экстрактивный газоанализатор с методом измерения NDUV. Газоанализатор проводит непрерывный анализ от одного до пяти компонентов газовой смеси. Выполнен в виде отдельного блока с микропроцессорным управлением без цифровой индикации результатов измерения. Предназначен для монтажа в стойки, шкафы и прочие конструкции на основе 19" монтажной системы;

Модификация *atmosUVi* – экстрактивный газоанализатор с методом измерения NDUV. Газоанализатор проводит непрерывный анализ от одного до пяти компонентов газовой смеси. Выполнен в виде отдельного блока с микропроцессорным управлением и цифровой индикацией результатов измерения на ЖК-дисплее. Предназначен для монтажа в стойки, шкафы и прочие конструкции на основе 19" монтажной системы;

Модификация *atmosUVw* – экстрактивный газоанализатор с методом измерения NDUV. Газоанализатор проводит непрерывный анализ от одного до пяти компонентов газовой смеси. Выполнен в виде отдельного блока с микропроцессорным управлением и цифровой индикацией результатов измерения на ЖК-дисплее. Предназначен для монтажа на раме или креплению к плоской поверхности;

Модификация *atmosUVt* – экстрактивный газоанализатор с методом измерения NDUV. Газоанализатор проводит непрерывный анализ от одного до пяти компонентов газовой смеси. Выполнен в виде портативного переносного прибора с микропроцессорным управлением и цифровой индикацией результатов измерения на ЖК-дисплее. Предназначен для проведения замеров концентраций газовой пробы в дымовых отходящих газах, промышленных выбросах, технологических газах;

Модификация *atmosFIRs* – экстрактивный газоанализатор с методом измерения FTIR. Газоанализатор проводит непрерывный анализ от одного до шестнадцати компонентов газовой смеси. Выполнен в виде отдельного блока с микропроцессорным управлением без цифровой индикации результатов измерения. Предназначен для монтажа в стойки, шкафы и прочие конструкции на основе 19" монтажной системы;

Модификация *atmosFIRi* – экстрактивный газоанализатор с методом измерения FTIR. Газоанализатор проводит непрерывный анализ от одного до шестнадцати компонентов газовой смеси с возможностью измерения высоких концентраций. Выполнен в виде отдельного блока с микропроцессорным управлением без цифровой индикации результатов измерения. Предназначен для монтажа в стойки, шкафы и прочие конструкции на основе 19" монтажной системы;

Модификация *atmosFIRw* – экстрактивный газоанализатор с методом измерения FTIR. Газоанализатор проводит непрерывный анализ от одного до шестнадцати компонентов газовой смеси. Выполнен в виде отдельного блока с микропроцессорным управлением и цифровой индикацией результатов измерения на ЖК-дисплее. Предназначен для монтажа на раме или креплению к плоской поверхности;

Модификация *atmosIRt* – экстрактивный газоанализатор с методом измерения FTIR. Газоанализатор проводит непрерывный анализ от одного до шестнадцати компонентов газовой смеси. Выполнен в виде портативного переносного прибора с микропроцессорным управлением и цифровой индикацией результатов измерения на ЖК-дисплее. Предназначен для проведения замеров концентраций газовой пробы в дымовых отходящих газах, промышленных выбросах, технологических газах;

Все экстрактивные газоанализаторы оснащены встроенным фильтром твердых частиц с опцией обогрева и модулем приема аналоговых сигналов (при необходимости).

Выходными сигналами анализатора в зависимости от поставляемой модификаций, являются:

- показания ЖК-дисплея;
- унифицированные аналоговые токовые выходные сигналы от 0 (4) до 20 мА; - цифровые интерфейсы RS 232, RS-422/485, Ethernet, Modbus и аналоги;
- выходные сигналы типа «сухой» контакт.

Во всех газоанализаторах могут быть реализованы аналоговые входы 4-20 мА на прием сигналов от внешних устройств.

Общий вид газоанализаторов представлен на рисунках 1-14.

Маркировка газоанализаторов, в том числе нанесение серийного номера, производится путём наклеивания идентификационной таблички на заднюю крышку газоанализатора. Пример идентификационной таблички представлены на рисунке 15.

Нанесения знака поверки на газоанализатор не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в соответствии с действующим законодательством.



Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов Protea модификаций P2000 и P2000D



Рисунок 2 – Общий вид газоанализаторов Protea модификации P5000

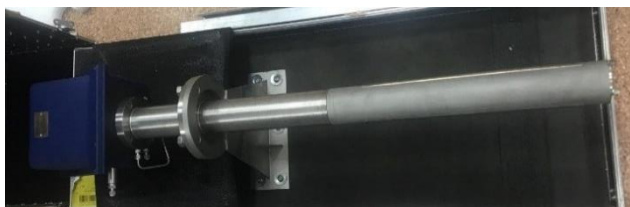


Рисунок 3 – Общий вид газоанализаторов Protea модификации P2000 ATEX



Рисунок 4 – Общий вид газоанализаторов Protea модификации atmosIRr



Рисунок 5 – Общий вид газоанализаторов Protea модификации atmosIRi



Рисунок 6 – Общий вид газоанализаторов Protea модификации atmosIRw



Рисунок 7 – Общий вид газоанализаторов Protea модификации atmosIRt



Рисунок 8 – Общий вид газоанализаторов Protea модификации atmosUVr



Рисунок 9 – Общий вид газоанализаторов Protea модификации atmosUVi



Рисунок 10 – Общий вид газоанализаторов Protea модификации atmosUVw



Рисунок 11 – Общий вид газоанализаторов Protea модификации atmosUVt



Рисунок 12 – Общий вид газоанализаторов Protea модификаций atmosFIRs и atmosFIRi

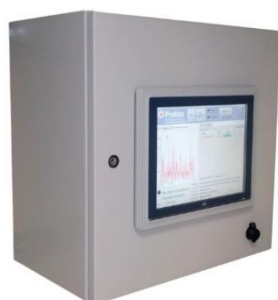


Рисунок 13 – Общий вид газоанализаторов Protea модификации atmosFIRw



Рисунок 14 – Общий вид газоанализаторов Protea модификации atmosFIRt



Рисунок 15 – Пример идентификационной таблички

Программное обеспечение

Газоанализаторы Protea имеют:

- встроенное программное обеспечение;
- автономное программное обеспечение.

Встроенное программное обеспечение (ПО) осуществляет следующие функции:

- расчет объемной доли и массовой концентрации анализируемого для каждого измерительного канала;

- передачу результатов измерений по интерфейсу связи с ПК;
- контроль общих неисправностей (связь, конфигурация).

Уровень защиты встроенного ПО в соответствии с Р 50.2.077-2014 – «высокий».

Влияние встроенного ПО газоанализаторов учтено при нормировании метрологических характеристик.

Автономное ПО базируется на операционной системе Microsoft Windows и осуществляет следующие функции:

- функция приёма, хранения и обработки данных от газоанализатора Protea;
- отображение результатов измерений на экран персонального компьютера (ПК);
- просмотр параметров газоанализаторов Protea;
- фиксация и устранение ошибок;
- контроль журналов изменений.
- составление отчетов

Уровень защиты автономного ПО в соответствии с Р 50.2.077-2014 – «высокий».

Влияние автономного ПО газоанализаторов учтено при нормировании метрологических характеристик.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014 (метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений).

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1- Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение (встроенное ПО)	Значение (автономное ПО)
Модификация P2000, P2000D, P2000 АТЕХ		
Идентификационное наименование ПО	29104-15	ACWn
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже версии	V15	V15
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-	-
Модификация P5000		
Идентификационное наименование ПО	2-9111-02	ACWn
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже версии	V02	V02
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-	-
Модификация atmosIRw, atmosIRr, atmosIRi, atmosIRt		
Идентификационное наименование ПО	PAS Pro	PAS Pro
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже версии	V2.15.6	V2.15.6
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-	-
Модификация atmosUVw, atmosUVr, atmosUVi, atmosUVt		
Идентификационное наименование ПО	PAS Pro	PAS Pro
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже версии	V2.15.6	V2.15.6
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-	-
Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Модификация atmosFIRs, atmosFIRi, atmosFIRw, atmosFIRt		
Идентификационное наименование ПО	PAS Pro	PAS Pro
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже версии	V2.15.6	V2.15.6
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики газоанализаторов Protea модификаций P2000, P2000 АТЕХ, P2000D

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 100 до 500 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 200 до 1000 млн ⁻¹	—	±10

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 500 до 5000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±5	—
		св. 1 до 5 %	—	±5
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
		св. 3 до 10 %	—	±5
	от 0 до 20 %	от 0 до 5 % включ.	±5	—
		св. 5 до 20 %	—	±5
Бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹	±15	—
		от 0 до 150 млн ⁻¹ включ.	±15	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	св. 150 до 1000 млн ⁻¹	—	±15
		от 0 до 1500 млн ⁻¹ включ.	±12	—
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	св. 1500 до 5000 млн ⁻¹	—	±12
		от 0 до 0,4 % включ.	±10	—
	от 0 до 1 %	св. 0,4 до 1 %	—	±10
		от 0 до 3 % включ.	±5	—
Вода (H ₂ O)	от 0 до 10 %	св. 3 до 10 %	—	±5
		от 0 до 15 % включ.	±5	—
	от 0 до 50 %	св. 15 до 50 %	—	±5
		от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ.	±10	—
	от 0 до 10000 млн ⁻¹	св. 1000 до 10000 млн ⁻¹	—	±10
		от 0 до 3 % включ.	±8	—
	от 0 до 10 %	св.3 до 10 %	—	±8
		от 0 до 10 % включ.	±8	—
Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 20 %	св. 10 до 20 %	—	±8
		от 0 до 24 % включ.	±5	—
	от 0 до 40 %	св. 24 до 40 %	—	±5
		от 0 до 200 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 300 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 300 до 1000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св.1000 до 5000 млн ⁻¹	—	±8
Диоксид углерода (CO ₂)	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 0,2 % включ.	±6	—
		св. 0,2 до 1%	—	±6
	от 0 до 1 %	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 50 до 100 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±5	—
		св.100 до 500 млн ⁻¹	—	±5
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±5	—
		св. 500 до 2000 млн ⁻¹	—	±5

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
	от 0 до 10 %	от 0 до 1 % включ.	±5	
		св.1 до 10%	—	±5
	от 0 до 20 %	от 0 до 2 % включ.	±5	—
		св. 2 до 20 %	—	±5
	от 0 до 30 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
		св. 3 до 30 %	—	±5
	от 0 до 100 %	от 0 до 10 % включ.	±5	—
		св. 10 до 100 %	—	±5
Кислород (O ₂)	от 0 до 1 %	от 0 до 1 %	±5	—
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±3	—
		св.1 до 5 %	—	±3
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±3	—
		св.3 до 10 %	—	±3
	от 0 до 21 %	от 0 до 5 % включ.	±3	—
		св.5 до 21 %	—	±3
	от 0 до 30 %	от 0 до 7 % включ.	±3	—
		св. 7 до 30 %	—	±3
Метан (CH ₄)	от 0 до 300 млн ⁻¹	от 0 до 300 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 400 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 400 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 1500 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 1500 до 5000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 1 %	от 0 до 1 %	±5	—
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±5	—
		св. 1 до 5 %	—	±5
	от 0 до 10 %	от 0 до 1 % включ.	±5	—
		св. 1 до 10 %	—	±5
	от 0 до 20 %	от 0 до 2 % включ.	±3	—
		св. 2 до 20 %	—	±3
	от 0 до 100 %	от 0 до 10 % включ.	±3	—
		св. 10 до 100 %	—	±3
Монооксид углерода (CO)	от 0 до 150 млн ⁻¹	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ.	±10	
		св. 30 до 150 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 150 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 150 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 3000 млн ⁻¹	от 0 до 1500 млн ⁻¹ включ.	±9	—
		св. 1500 до 3000 млн ⁻¹	—	±9
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,5 % включ.	±6	—
		св. 0,5 до 1 %	—	±6
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
		св. 3 до 10 %	—	±5
	от 0 до 20 %	от 0 до 5 % включ.	±3	—

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
		св. 5 до 20 %	—	±3
	от 0 до 50 %	от 0 до 20 % включ.	±3	—
		св. 20 до 50 %	—	±3
Оксид азота (NO)	от 0 до 240 млн ⁻¹	от 0 до 240 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 500 до 1000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 3000 млн ⁻¹	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 1000 до 3000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,5 % включ.	±6	—
		св. 0,5 до 1 %	—	±6
	от 0 до 10 %	от 0 до 1 % включ.	±5	—
		св. 1 до 10 %	—	±5
	от 0 до 20 %	от 0 до 2 % включ.	±4	—
		св. 2 до 20 %	—	±4
Оксид диоксида азота (N ₂ O)	от 0 до 300 млн ⁻¹	от 0 до 300 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 400 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 400 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 500 до 5000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 2 %	от 0 до 0,5 % включ.	±7	—
		св. 0,5 до 2 %	—	±7
	от 0 до 10 %	от 0 до 1 % включ.	±6	—
		св. 1 до 10 %	—	±6
	от 0 до 20 %	от 0 до 2 % включ.	±6	—
		св. 2 до 20 %	—	±6
Диоксид серы (SO ₂)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 0 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 500 до 1000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 1500 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 1500 до 5000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±6	—
		св. 1 до 5 %	—	±6
	от 0 до 10 %	от 0 до 2 % включ.	±5	—
		св. 2 до 10 %	—	±5
	от 0 до 15 %	от 0 до 5 % включ.	±4	—
		св. 5 до 15 %	—	±4
Фтористый водород (HF)	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹	±16	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 300 млн ⁻¹ включ.	±16	—

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
			св. 300 до 1000 млн ⁻¹	—
Хлористый водород (HCl)	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 3000 млн ⁻¹	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 1000 до 3000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 2 %	от 0 до 0,5 % включ.	±10	—
		св. 0,5 до 2 %	—	±10
Этан (C ₂ H ₆)	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹	±12	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 300 млн ⁻¹ включ.	±12	—
		св. 300 до 1000 млн ⁻¹	—	±12
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 1500 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 1500 до 5000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,4 % включ.	±6	—
		св.0,4 до 1 %	—	±6
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
св. 3 до 10 %		—	±5	
Этилен (C ₂ H ₄)	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 600 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 600 до 2000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5 %	от 0 до 0,6 % включ.	±6	—
		св. 0,6 до 5 %	—	±6
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
св. 3 до 10 %		—	±5	
1,1,2-трихлорэтан (C ₂ H ₃ Cl ₃)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 150 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 150 до 500 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 200 до 1000 млн ⁻¹	—	±8
1) – приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений.				

Таблица 3 – Метрологические характеристики газоанализаторов Protea модификации P5000

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 40 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 40 до 100 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 150 млн ⁻¹ включ.	±10	—
св. 150 до 500 млн ⁻¹		—	±10	
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 200 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 500 до 5000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±5	—
		св. 1 до 5 %	—	±5
	от 0 до 10 %	от 0 до 2 % включ.	±5	—
		св. 2 до 10 %	—	±5
от 0 до 20 %	от 0 до 5 % включ.	±5	—	
	св. 5 до 20 %	—	±5	
Вода (H ₂ O)	от 0 до 1 %	от 0 до 0,3 % включ.	±10	—
		св. 0,3 до 1 %	—	±10
	от 0 до 5 %	от 0 до 2 % включ.	±5	—
		св. 2 до 5 %	—	±5
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
		св.3 до 10 %	—	±5
	от 0 до 20 %	от 0 до 4 % включ.	±5	—
		св. 4 до 20 %	—	±5
Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 30 до 200 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 50 до 500 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 300 млн ⁻¹ включ.	±8	—
св. 300 до 5000 млн ⁻¹		—	±8	
от 0 до 1 %	от 0 до 0,2 %включ.	±6	—	
	св. 0,2 до 1 %	—	±6	
Кислород (O ₂)	от 0 до 1 %	от 0 до 1 %	±5	—
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±3	—
		св.1 до 5 %	—	±3
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±3	—
		св.3 до 10 %	—	±3
	от 0 до 21 %	от 0 до 5 % включ.	±3	—
св.5 до 21 %		—	±3	

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
	от 0 до 30 %	от 0 до 7 % включ.	±3	—
		св. 7 до 30 %	—	±3
Озон (O ₃)	от 0 до 5 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹	±20	—
Оксид азота (NO)	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹	±12	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 25 млн ⁻¹ включ.	±12	—
		св. 25 до 100 млн ⁻¹	—	±12
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 50 до 500 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 200 до 5000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 3 %	от 0 до 1 % включ.	±5	—
		св. 1 до 3 %	—	±5
	от 0 до 5 %	от 0 до 2 % включ.	±5	—
		св. 2 до 5 %	—	±5
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±4	—
		св. 3 до 10 %	—	±4
	от 0 до 20 %	от 0 до 5 % включ.	±4	—
		св. 5 до 20 %	—	±4
Оксид диазота (N ₂ O)	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 600 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 600 до 2000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 750 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 750 до 5000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 3 %	от 0 до 0,6 % включ.	±7	—
		св. 0,6 до 3 %	—	±7
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±6	—
		св. 1 до 5 %	—	±6
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
		св. 3 до 10 %	—	±5
Оксид серы (SO ₂)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±10	—
		от 0 до 15 млн ⁻¹ включ.	±10	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	св. 15 до 100 млн ⁻¹	—	±10
		от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±10	—
	от 0 до 500 млн ⁻¹	св. 50 до 500 млн ⁻¹	—	±10
		от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
		от 0 до 300 млн ⁻¹ включ.	±7	—
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	св. 300 до 5000 млн ⁻¹	—	±7

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
	от 0 до 3 %	от 0 до 0,6 % включ.	±6	—
		св. 0,6 до 3 %	—	±6
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±5	—
		св. 1 до 5 %	—	±5
	от 0 до 10 %	от 0 до 2 % включ.	±5	—
		св. 2 до 10 %	—	±5
	от 0 до 20 %	от 0 до 10 % включ.	±5	—
		св. 10 до 20 %	—	±5
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹	±20	—
		св. 20 до 20 млн ⁻¹	—	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 30 до 100 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 150 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 150 до 500 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 250 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 250 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 500 до 5000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±8	—
		св. 1 до 5 %	—	±8
	от 0 до 10 %	от 0 до 2 % включ.	±8	—
		св. 2 до 10 %	—	±8
	от 0 до 20 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
		св. 3 до 20 %	—	±5
Фтор (F ₂)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±20	—
		св. 10 до 10 млн ⁻¹	—	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 20 до 100 млн ⁻¹	—	±20
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 150 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 150 до 500 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±14	—
		св. 200 до 1000 млн ⁻¹	—	±14
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±12	—
		св. 500 до 5000 млн ⁻¹	—	±12
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±10	—
		св. 1 до 5 %	—	±10
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±10	—
		св. 3 до 10 %	—	±10
	от 0 до 20 %	от 0 до 5 % включ.	±7	—
		св. 5 до 20 %	—	±7
Хлор (Cl ₂)	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹	±20	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ.	±20	—

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
		св. 30 до 100 млн ⁻¹	—	±15
от 0 до 500 млн ⁻¹		от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 200 до 500 млн ⁻¹	—	±15
от 0 до 1000 млн ⁻¹		от 0 до 350 млн ⁻¹ включ.	±14	—
		св. 350 до 1000 млн ⁻¹	—	±14
от 0 до 5000 млн ⁻¹		от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±12	—
		св. 500 до 5000 млн ⁻¹	—	±12
от 0 до 5 %		от 0 до 1 % включ.	±10	—
		св. 1 до 5 %	—	±10
от 0 до 10 %		от 0 до 3 % включ.	±10	—
		св. 3 до 10 %	—	±10
от 0 до 20 %		от 0 до 5 % включ.	±8	—
		св. 5 до 20 %	—	±8

¹⁾ – приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений.

Таблица 4 – Метрологические характеристики газоанализаторов Protea модификации P2000D

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 40 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 40 до 100 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 150 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 150 до 500 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 200 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 500 до 5000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±5	—
		св. 1 до 5 %	—	±5
	от 0 до 10 %	от 0 до 2 % включ.	±5	—
		св. 2 до 10 %	—	±5
	от 0 до 20 %	от 0 до 5 % включ.	±5	—
		св. 5 до 20 %	—	±5
	от 0 до 50 %	от 0 до 10 % включ.	±5	—
		св. 10 до 50 %	—	±5

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
Бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±15	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 150 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 150 до 1000	—	±15
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 1500 млн ⁻¹ включ.	±12	—
		св. 1500 до 5000 млн ⁻¹	—	±12
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,4 % включ.	±10	—
		св. 0,4 до 1 %	—	±10
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
		св. 3 до 10 %	—	±5
Вода (H ₂ O)	от 0 до 10000 млн ⁻¹	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 1000 до 10000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±8	—
		св. 3 до 10 %	—	±8
	от 0 до 20 %	от 0 до 10 % включ.	±8	—
		св. 10 до 20 %	—	±8
	от 0 до 40 %	от 0 до 24 % включ.	±5	—
		св. 24 до 40 %	—	±5
Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 300 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 300 до 1000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 2000 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 2000 до 5000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,2 % включ.	±6	—
		св. 0,2 до 1 %	—	±6
Диоксид углерода (CO ₂)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 50 до 100 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±5	—
		св. 100 до 500 млн ⁻¹	—	±5
	от 0 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±5	—
		св. 500 до 2000 млн ⁻¹	—	±5
	от 0 до 10 %	от 0 до 1 % включ.	±5	—
		св. 1 до 10 %	—	±5
	от 0 до 20 %	от 0 до 2 % включ.	±5	—
		св. 2 до 20 %	—	±5
	от 0 до 30 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
		св. 3 до 30 %	—	±5
	от 0 до 100 %	от 0 до 10 % включ.	±5	—
		св. 10 до 100 %	—	±5

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
Кислород (O ₂)	от 0 до 1 %	от 0 до 1 %	—	±5
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±3	—
		св. 1 до 5 %	—	±3
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±3	—
		св. 3 до 10 %	—	±3
	от 0 до 21 %	от 0 до 5 % включ.	±3	—
		св. 5 до 21 %	—	±3
	от 0 до 30 %	от 0 до 7 % включ.	±3	—
		св. 7 до 30 %	—	±3
Метан (CH ₄)	от 0 до 300 млн ⁻¹	от 0 до 300 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 400 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 400 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 1500 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 1500 до 5000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 1 %	от 0 до 1 %	±5	—
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±5	—
		св. 1 до 5 %	—	±5
	от 0 до 10 %	от 0 до 1 % включ.	±5	—
		св. 1 до 10 %	—	±5
	от 0 до 20 %	от 0 до 2 % включ.	±3	—
		св. 2 до 20 %	—	±3
	от 0 до 100 %	от 0 до 10 % включ.	±3	—
		св. 10 до 100 %	—	±3
Монооксид углерода (CO)	от 0 до 150 млн ⁻¹	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 30 до 150 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 150 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 150 до 1000 млн ⁻¹	—	±9
	от 0 до 3000 млн ⁻¹	от 0 до 1500 млн ⁻¹ включ.	±9	—
		св. 1500 до 3000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,5 % включ.	±6	—
		св. 0,5 до 1 %	—	±5
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
		св. 3 до 10 %	—	±5
	от 0 до 20 %	от 0 до 5 % включ.	±3	—
		св. 5 до 20 %	—	±3
	от 0 до 50 %	от 0 до 20 % включ.	±3	—
		св. 20 до 50 %	—	±3
Озон (O ₃)	от 0 до 5 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹	±20	—
Оксид азота (NO)	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹	±12	—
	от 0 до 240 млн ⁻¹	от 0 до 240 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 500 до 1000 млн ⁻¹	—	±8

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
	от 0 до 3000 млн ⁻¹	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 1000 до 3000 млн ⁻¹	—	±6
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,5 включ.	±6	—
		св. 0,5 до 1	—	±5
	от 0 до 10 %	от 0 до 1 включ.	±5	—
		св. 1 до 10	—	±4
Оксид диоксида азота (N ₂ O)	от 0 до 300 млн ⁻¹	от 0 до 300 млн ⁻¹	±10	—
		св. 300 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 400 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 400 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 500 до 5000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 2 %	от 0 до 0,5 % включ.	±7	—
		св. 0,5 до 2 %	—	±7
	от 0 до 10 %	от 0 до 1 % включ.	±6	—
		св. 1 до 10%	—	±6
	от 0 до 20 %	от 0 до 2 % включ.	±6	—
		св. 2 до 20 %	—	±6
Оксид серы (SO ₂)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 0 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 500 до 1000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 1500 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 1500 до 5000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±6	—
		св. 1 до 5 %	—	±6
	от 0 до 10 %	от 0 до 2 % включ.	±5	—
		св. 2 до 10 %	—	±5
	от 0 до 15 %	от 0 до 5 % включ.	±4	—
		св. 5 до 15 %	—	±4
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹	±20	—
		св. 20 до 100 млн ⁻¹	—	±20
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 30 до 100 млн ⁻¹	—	±20
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 150 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 150 до 500 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 250 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 250 до 1000 млн ⁻¹	—	±10

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 500 до 5000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±8	—
		св. 1 до 5 %	—	±8
	от 0 до 10 %	от 0 до 2 % включ.	±8	—
		св. 2 до 10%	—	±8
	от 0 до 20 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
		св. 3 до 20 %	—	±5
Фтор (F ₂)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±20	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 20 до 100 млн ⁻¹	—	±20
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 150 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 150 до 500 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±14	—
		св. 200 до 1000 млн ⁻¹	—	±14
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±12	—
		св. 500 до 5000 млн ⁻¹	—	±12
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±10	—
		св. 1 до 5 %	—	±10
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±10	—
		св. 3 до 10 %	—	±10
Фтористый водород (HF)	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹	±16	—
		св. 200 до 300 млн ⁻¹	—	±16
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 300 млн ⁻¹ включ.	±16	—
		св. 300 до 1000 млн ⁻¹	—	±16
Хлор (Cl ₂)	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹	±20	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 30 до 100 млн ⁻¹	—	±20
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 200 до 500 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 350 млн ⁻¹ включ.	±14	—
		св. 350 до 1000 млн ⁻¹	—	±14
Хлор (Cl ₂)	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±12	—
		св. 500 до 5000 млн ⁻¹	—	±12
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±10	—
		св. 1 до 5 %	—	±10
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±10	—
		св. 3 до 10 %	—	±10
	от 0 до 20 %	от 0 до 5 % включ.	±8	—
		св. 5 до 20 %	—	±8
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹	±10	—

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
Хлористый водород (HCl)	от 0 до 3000 млн ⁻¹	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 1000 до 3000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 2 %	от 0 до 0,5 % включ.	±10	—
		св. 0,5 до 2 %	—	±10
Этан (C ₂ H ₆)	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹	±12	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 300 млн ⁻¹ включ.	±12	—
		св. 300 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 1500 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 1500 до 5000 млн ⁻¹	—	±6
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,4 % включ.	±6	—
		св.0,4 до 1 %	—	±5
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
св. 3 до 10 %		—	±5	
Этилен (C ₂ H ₄)	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 600 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 600 до 2000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5 %	от 0 до 0,6 % включ.	±6	—
		св. 0,6 до 5 %	—	±6
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
св. 3 до 10 %		—	±5	
1,1,2-трихлорэтан (C ₂ H ₃ Cl ₃)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 150 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 150 до 500 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 200 до 1000 млн ⁻¹	—	±8
1) – приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений.				

Таблица 5 – Метрологические характеристики газоанализаторов Protea модификаций AtmosIRr, AtmosIRi, AtmosIRw, AtmosIRt

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 25 млн ⁻¹	от 0 до 25 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 40 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 40 до 100 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 100 до 500 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 200 до 1000 млн ⁻¹	—	±10

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 500 до 5000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±5	—
		св. 1 до 5 %	—	±5
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
		св. 3 до 10 %	—	±5
	от 0 до 20 %	от 0 до 5 % включ.	±5	—
		св. 5 до 20 %	—	±5
Бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 25 млн ⁻¹	от 0 до 25 млн ⁻¹	±15	—
		от 0 до 25 млн ⁻¹ включ.	±15	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	св. 25 до 100 млн ⁻¹		±15
		от 0 до 150 млн ⁻¹ включ.	±12	
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	св. 150 до 1000 млн ⁻¹		±12
		от 0 до 1500 млн ⁻¹ включ.	±10	—
	от 0 до 5 %	св. 1500 до 5000 млн ⁻¹	—	±10
		от 0 до 0,4 % включ.	±8	—
	от 0 до 10 %	св. 0,4 до 1 %		±5
		от 0 до 3 % включ.	±5	—
Вода (H ₂ O)	от 0 до 500 млн ⁻¹	св. 3 до 10 %	—	±3
		от 0 до 15 % включ.	±3	—
	от 0 до 50 %	св. 15 до 50 %	—	±15
		от 0 до 500 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 10000 млн ⁻¹	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 1000 до 10000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5 %	от 0 до 2 % включ.	±10	—
		св. 2 до 5 %	—	±10
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±8	—
		св.3 до 10 %	—	±8
Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 20 %	от 0 до 10 % включ.	±8	—
		св. 10 до 20 %	—	±8
	от 0 до 40 %	от 0 до 24 % включ.	±5	—
		св. 24 до 40 %	—	±5
	от 0 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹	±12	—
		от 0 до 50 млн ⁻¹	±12	—
	от 0 до 200 млн ⁻¹	св. 50 до 200 млн ⁻¹	—	±12
		от 0 до 300 млн ⁻¹ включ.	±8	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	св. 300 до 1000 млн ⁻¹	—	±8
		от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ.	±8	—
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	св.1000 до 5000 млн ⁻¹	—	±8

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
	от 0 до 10000 млн ⁻¹	от 0 до 300 млн ⁻¹ включ.	±6	—
		св.300 до 10000 млн ⁻¹	—	±6
Диоксид углерода (CO ₂)	от 0 до 25 млн ⁻¹	от 0 до 25 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 25 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 25 до 100 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±5	—
		св.100 до 500 млн ⁻¹	—	±5
	от 0 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±5	—
		св. 500 до 2000 млн ⁻¹	—	±5
	от 0 до 3 %	от 0 до 1 % включ.	±5	—
		св.1 до 10%	—	±5
	от 0 до 10 %	от 0 до 2 % включ.	±5	—
		св. 2 до 20 %	—	±5
	от 0 до 25 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
		св. 3 до 25 %	—	±5
Кислород (O ₂)	от 0 до 1 %	от 0 до 1 %	±5	—
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±3	—
		св.1 до 5 %	—	±3
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±3	—
		св.3 до 10 %	—	±3
	от 0 до 21 %	от 0 до 5 % включ.	±3	—
		св.5 до 21 %	—	±3
	от 0 до 30 %	от 0 до 7 % включ.	±3	—
		св. 7 до 30 %	—	±3
Метан (CH ₄)	от 0 до 75 млн ⁻¹	от 0 до 75 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 300 млн ⁻¹	от 0 до 80 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 80 до 300 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 200 до 5000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 10000 млн ⁻¹	от 0 до 300 млн ⁻¹ включ.	±5	—
		св.300 до 10000 млн ⁻¹	—	±5
	от 0 до 5 %	от 0 до 2 % включ.	±5	—
		св. 2 до 5 %	—	±5
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±3	—
		св.3 до 10 %	—	±3
	от 0 до 20 %	от 0 до 5 % включ.	±3	—
		св. 5 до 20 %	—	±3
	от 0 до 100 %	от 0 до 10 % включ.	±3	—

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
		св. 10 до 100 %	—	±3
Монооксид углерода (CO)	от 0 до 25 млн ⁻¹	от 0 до 25 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 150 млн ⁻¹	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ.	±10	
		св. 30 до 150 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 150 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 150 до 1000 млн ⁻¹	—	±9
	от 0 до 3000 млн ⁻¹	от 0 до 1500 млн ⁻¹ включ.	±9	—
		св. 1500 до 3000 млн ⁻¹	—	±9
	от 0 до 3 %	от 0 до 0,5 % включ.	±6	—
		св. 0,5 до 1 %	—	±6
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
		св. 3 до 10 %	—	±5
	от 0 до 20 %	от 0 до 5 % включ.	±3	—
		св. 5 до 20 %	—	±3
Оксид азота (NO)	от 0 до 240 млн ⁻¹	от 0 до 240 млн ⁻¹	±10	—
		от 0 до 300 млн ⁻¹ включ.	±8	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	св. 300 до 1000 млн ⁻¹	—	±8
		от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ.	±8	—
	от 0 до 3000 млн ⁻¹	св. 1000 до 3000 млн ⁻¹	—	±8
		от 0 до 0,5 % включ.	±6	—
	от 0 до 1 %	св. 0,5 до 1 %	—	±6
		от 0 до 1 % включ.	±5	—
	от 0 до 10 %	св. 1 до 10 %	—	±4
		от 0 до 2 % включ.	±4	—
Оксид диоксида азота (N ₂ O)	от 0 до 75 млн ⁻¹	от 0 до 75 млн ⁻¹	±10	—
		от 0 до 75 млн ⁻¹ включ.	±10	—
	от 0 до 300 млн ⁻¹	св. 75 до 300 млн ⁻¹	—	±10
		от 0 до 400 млн ⁻¹ включ.	±10	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	св. 400 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
		от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ.	±8	—
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	св. 500 до 5000 млн ⁻¹	—	±8
		от 0 до 0,5 % включ.	±7	—
	от 0 до 5 %	св. 0,5 до 5 %	—	±7
		от 0 до 1 % включ.	±6	—
	от 0 до 10 %	св. 1 до 10 %	—	±6
		от 0 до 2 % включ.	±6	—
Оксид серы (SO ₂)	от 0 до 25 млн ⁻¹	св. 2 до 20 %	—	±5
		от 0 до 25 млн ⁻¹ включ.	±10	—

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
	от 0 до 100 млн ⁻¹	св. 25 до 100 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 75 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 75 до 500 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 3000 млн ⁻¹	от 0 до 300 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св.300 до 3000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±6	—
		св. 1 до 5 %	—	±6
	от 0 до 15 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
св. 3 до 15 %		—	±5	
от 0 до 30 %	от 0 до 5% включ.	±4	—	
	св. 5 до 30 %	—	±4	
Стирол (C ₈ H ₈)	от 0 до 25 млн ⁻¹	от 0 до 25 млн ⁻¹	±15	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св.30 до 100 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 75 млн ⁻¹ включ.	±15	—
св. 75 до 1000 млн ⁻¹		—	±15	
Фтористый водород (HF)	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹	±16	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 300 млн ⁻¹ включ.	±16	—
		св. 300 до 1000 млн ⁻¹	—	±16
Хлористый водород (HCl)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 100 до 500 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 3000 млн ⁻¹	от 0 до 300 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 300 до 3000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 2 %	от 0 до 0,5 % включ.	±10	—
св.0,5 до 2 %		—	±10	
Этан (C ₂ H ₆)	от 0 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15	—
	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 75 млн ⁻¹ включ.	±12	—
		св. 75 до 200 млн ⁻¹	—	±12
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±6	—
		св. 500 до 5000 млн ⁻¹	—	±6
	от 0 до 3 %	от 0 до 1 % включ.	±5	—
св. 1 до 3 %		—	±5	
от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—	
	св. 3 до 10 %	—	±5	
Этилен (C ₂ H ₄)	от 0 до 125 млн ⁻¹	от 0 до 125 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 150 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 150 до 500 млн ⁻¹	—	±10

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 175 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 175 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±6	—
		св. 1 до 5 %	—	±6
	от 0 до 10 %	от 0 до 2 % включ.	±5	—
		св. 2 до 10 %	—	±5
1,1,2-трихлорэтан (C ₂ H ₃ Cl ₃)	от 0 до 25 млн ⁻¹	от 0 до 25 млн ⁻¹	±15	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 30 до 100 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 75 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 0 до 500 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,2 % включ.	±5	—
		св. 0,2 до 1 %	—	±5

¹⁾ – приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений.

Таблица 6 – Метрологические характеристики газоанализаторов Protea модификаций AtmosUVr, atmosUVi, atmosUVw, atmosUVt

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 25 млн ⁻¹	от 0 до 25 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 40 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 40 до 100 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 150 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 150 до 500 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 200 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 500 до 5000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±5	—
		св. 1 до 5 %	—	±5
	от 0 до 10 %	от 0 до 2 % включ.	±5	—
		св. 2 до 10 %	—	±5
	от 0 до 20 %	от 0 до 5 % включ.	±5	—
		св. 5 до 20 %	—	±5

Продолжение таблицы 6

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
Вода (H ₂ O)	от 0 до 1 %	от 0 до 1	±8	—
	от 0 до 5 %	от 0 до 2 % включ.	±5	—
		св. 2 до 5 %	—	±5
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
		св. 3 до 10 %	—	±5
	от 0 до 20 %	от 0 до 4 % включ.	±5	—
		св. 4 до 20 %	—	±5
	от 0 до 40 %	от 0 до 15 % включ.	±5	—
		св. 15 до 40 %	—	±5
Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 15 млн ⁻¹	от 0 до 15 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 20 до 100 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 30 до 500 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 500 до 5000 млн ⁻¹	—	±8
Кислород (O ₂)	от 0 до 1 %	от 0 до 1 %	±5	—
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±3	—
		св. 1 до 5 %	—	±3
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±3	—
		св. 3 до 10 %	—	±3
	от 0 до 21 %	от 0 до 5 % включ.	±3	—
		св. 5 до 21 %	—	±3
	от 0 до 30 %	от 0 до 7 % включ.	±3	—
		св. 7 до 30 %	—	±3
Озон (O ₃)	от 0 до 5 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹	±20	—
Оксид азота (NO)	от 0 до 15 млн ⁻¹	от 0 до 15 млн ⁻¹	±12	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±12	—
		св. 20 до 100 млн ⁻¹	—	±12
	от 0 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 50 до 500 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 500 до 5000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 2 %	от 0 до 0,5 % включ.	±6	—
		св. 0,5 до 2 %	—	±6

Продолжение таблицы 6

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±5	—
		св. 1 до 5 %	—	±5
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±4	—
		св.3 до 10%	—	±4
	от 0 до 20 %	от 0 до 5 % включ.	±4	—
		св. 5 до 20 %	—	±4
Оксид серы (SO ₂)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 15 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 15 до 100 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 50 до 500 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 500 до 5000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 10000 млн ⁻¹	от 0 до 750 млн ⁻¹ включ.	±6	—
		св. 750 до 10000 млн ⁻¹	—	±6
	от 0 до 5 %	от 0 до 2 % включ.	±5	—
		св. 2 до 5 %	—	±5
	от 0 до 10 %	от 0 до 3% включ.	±5	—
		св. 3 до 10 %	—	±5
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 15 до 100 млн ⁻¹	—	±20
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 15 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 50 до 500 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 500 до 5000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 2 %	от 0 до 0,5 % включ.	±10	—
		св. 0,5 до 2 %	—	±10
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±8	—
		св. 1 до 5 %	—	±8
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±8	—
		св. 3 до 10 %	—	±8
	от 0 до 20 %	от 0 до 5 % включ.	±5	—
		св. 5 до 20 %	—	±5

Продолжение таблицы 6

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
Фтор (F ₂)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±20	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 20 до 100 млн ⁻¹	—	±20
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 150 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 150 до 500 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±14	—
		св. 200 до 1000 млн ⁻¹	—	±14
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±12	—
		св. 500 до 5000 млн ⁻¹	—	±12
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±10	—
		св.1 до 5 %	—	±10
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±10	—
св. 3 до 10 %		—	±10	
от 0 до 20 %	от 0 до 5 % включ.	±7	—	
	св. 5 до 20 %	—	±7	
Хлор (Cl ₂)	от 0 до 17 млн ⁻¹	от 0 до 17 млн ⁻¹	±20	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 20 до 100 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 50 до 500 млн ⁻¹	—	±14
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±14	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±12
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±12	—
		св. 500 до 5000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 2 %	от 0 до 0,5 % включ.	±10	—
		св.0,5 до 2 %	—	±10
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±10	—
		св. 1 до 5%	—	±10
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±10	—
		св. 3 до 10 %	—	±10
	от 0 до 20 %	от 0 до 5 % включ.	±8	—
		св. 5 до 20 %	—	±8
1) – приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений.				

Таблица 7 – Метрологические характеристики газоанализаторов Protea модификаций atmosFIRt, atmosFIRs, atmosFIRi, atmosFIRw

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 15 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 5 до 15 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 50 до 500 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 10000 млн ⁻¹	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 1000 до 10000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
		св. 3 до 10 %	—	±5
	от 0 до 25 %	от 0 до 5 % включ.	±5	—
		св. 5 до 25 %	—	±5
	от 0 до 50 %	от 0 до 10 % включ.	±5	—
		св. 10 до 50 %	—	±5
Ацетилен (C ₂ H ₂)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±20	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	—	±20
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,1 % включ.	±10	—
		св. 0,1 до 1 %	—	±10
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
		св. 3 до 10 %	—	±5
Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 1 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹	±25	—
	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±20	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	—	±20
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±20
	от 0 до 3 %	от 0 до 0,1 % включ.	±15	—
		св. 0,1 до 3 %	—	±15
Бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹	±15	—
	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 20 до 200 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±12
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,1 % включ.	±12	—
		св. 0,1 до 1 %	—	±12

Продолжение таблицы 7

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±10	—
		св. 3 до 10 %	—	±10
	от 0 до 25 %	от 0 до 4 % включ.	±5	—
		св. 4 до 25 %	—	±5
	от 0 до 50 %	от 0 до 5 % включ.	±3	—
		св. 5 до 50 %	—	±3
Вода (H ₂ O)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹	±10	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,5 % включ.	±10	—
		св. 0,5 до 1 %	—	±10
Вода (H ₂ O)	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±8	—
		св. 3 до 10 %	—	±8
	от 0 до 25 %	от 0 до 5 % включ.	±8	—
		св. 5 до 25 %	—	±8
	от 0 до 40 %	от 0 до 24 % включ.	±5	—
		св. 24 до 40 %	—	±5
Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹	±20	—
	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 20 до 200 млн ⁻¹	—	±20
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,1 % включ.	±12	—
		св. 0,1 до 1 %	—	±12
Гексафторэтан (R-116) [C ₂ F ₆]	от 0 до 1 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹	±25	—
	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±20	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 15 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 15 до 100 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 50 до 500 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,2 % включ.	±10	—
		св. 0,2 до 1 %	—	±10
Диоксид углерода (CO ₂)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±5	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±5
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,2 % включ.	±5	—
		св. 0,2 до 1 %	—	±5

Продолжение таблицы 7

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±5	
		св. 3 до 10 %	—	±5
	от 0 до 25 %	от 0 до 2 % включ.	±5	—
		св. 2 до 25 %	—	±5
	от 0 до 30 %	от 0 до 4 % включ.	±5	—
		св. 4 до 30 %	—	±5
Карбонилсульфид (COS)	от 0 до 1 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹	±20	—
		от 0 до 10 млн ⁻¹	±20	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	—	±20
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,1 % включ.	±12	—
		св. 0,1 до 1 %	—	±12
	от 0 до 10 %	от 0 до 1 % включ.	10	—
		св.1 до 10 %	—	±10
Кислород (O ₂)	от 0 до 1 %	от 0 до 1 %	±5	—
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±3	—
		св.1 до 5 %	—	±3
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±3	—
		св.3 до 10 %	—	±3
	от 0 до 21 %	от 0 до 5 % включ.	±3	—
		св.5 до 21 %	—	±3
	от 0 до 30 %	от 0 до 7 % включ.	±3	—
		св. 7 до 30 %	—	±3
Метан (CH ₄), C _x H _y сумма углеводородов в пересчете на метан ³⁾	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±15	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 20 до 200 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 50 до 500 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,1 % включ.	±8	—
		св. 0,1 до 1 %	—	±8
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±5	—
		св. 1 до 5 %	—	±5
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±4	—
		св. 3 до 10 %	—	±4

Продолжение таблицы 7

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
	от 0 до 25 %	от 0 до 4 % включ.	±4	—
		св. 4 до 25 %	—	±4
	от 0 до 50 %	от 0 до 5 % включ.	±3	—
		св. 5 до 50 %	—	±3
	от 0 до 100 %	от 0 до 10 % включ.	±2	—
		св. 10 до 100 %	—	±2
Метанол (CH ₃ OH)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±12	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±12	—
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	—	±13
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,1 % включ.	±8	—
		св. 0,1 до 1 %	—	±8
	от 0 до 4 %	от 0 до 0,4 % включ.	±6	—
		св. 0,4 до 4 %	—	±6
Монооксид углерода (CO)	от 0 до 80 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 10 до 80 млн ⁻¹	—	±20
	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±15	—
	от 0 до 200 млн ⁻¹	св. 20 до 200 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 50 до 500 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±9	—
		св. 200 до 2000 млн ⁻¹	—	±9
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,1 % включ.	±6	—
		св. 0,1 до 1 %	—	±6
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
		св. 3 до 10 %	—	±5
Озон (O ₃)	от 0 до 5 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹	±20	—
	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±15	—
Оксид азота (NO), диоксид азота (NO ₂) Сумма оксидов азота NO _x в пересчете на NO ₂ ¹⁾	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 300 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 50 до 300 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±6	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±6
	от 0 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±5	—
		св. 200 до 2000 млн ⁻¹	—	±5

Продолжение таблицы 7

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±4	—
		св. 3 до 10 %	—	±4
Оксид азота (N ₂ O)	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св.2 до 20 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св.100 до 1000 млн ⁻¹	—	±7
	от 0 до 5 %	от 0 до 1 % включ.	±7	—
		св. 1 до 5 %	—	±6
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±6	—
		св. 3 до 10 %	—	±5
	от 0 до 25 %	от 0 до 5 % включ.	±6	—
		св. 5 до 25 %	—	±5
Оксид серы (SO ₂)	от 0 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 5 до 50 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 50 до 500 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±8	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±8
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,1 % включ.	±6	—
		св. 0,1 до 1 %	—	±6
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
		св. 3 до 10 %	—	±5
	от 0 до 15 %	от 0 до 5 % включ.	±4	—
		св. 5 до 15 %	—	±4
	от 0 до 30 %	от 0 до 10 % включ.	±4	—
		св. 10 до 30 %	—	±4
Пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±20	—
	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 20 до 200 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,1 % включ.	±8	—
		св. 0,1 до 1 %	—	±8
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±5	—
		св. 3 до 10 %	—	±5
	от 0 до 25 %	от 0 до 4 % включ.	±5	—
		св.4 до 25 %	—	±5
	от 0 до 50 %	от 0 до 5 % включ.	±4	—

Продолжение таблицы 7

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
		св. 5 до 50 %	—	±4
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 300 млн ⁻¹	от 0 до 300 млн ⁻¹ .	±20	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 300 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 300 до 1000 млн ⁻¹	—	±20
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,2 % включ.	±10	—
		св. 0,2 до 1 %	—	±10
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±10	—
		св. 3 до 10 %	—	±10
Тетрафторметан (R-14) (CF ₄)	от 0 до 1 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹	±25	—
	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±20	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±12	—
		св. 50 до 500 млн ⁻¹	—	±12
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,1 % включ.	±10	—
		св. 0,1 до 1 %	—	±10
Тетрахлорметан (R-10) (CCl ₄)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±20	—
		от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,1 % включ.	±10	—
		св. 0,1 до 1 %	—	±10
	от 0 до 4 %	от 0 до 0,4 % включ.	±10	—
		св. 0,4 до 4 %	—	±10
Толуол (C ₇ H ₈)	от 0 до 5 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹	±25	—
	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±20	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	—	±20
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,1 % включ.	±15	—
		св. 0,1 до 1 %	—	±15
Формальдегид (CH ₂ O)	от 0 до 5 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹	±20	—
	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±20	—
Фтористый водород (HF),	от 0 до 2 млн ⁻¹	от 0 до 2 млн ⁻¹	±25	—
	от 0 до 5 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹	±25	—
	от 0 до 15 млн ⁻¹	от 0 до 15 млн ⁻¹	±20	—

Продолжение таблицы 7

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
сумма фтористых соединений в пересчете на HF ²⁾	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 15 млн ⁻¹	±20	—
	от 0 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 5 до 50 млн ⁻¹	—	±20
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	—	±20
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 50 до 500 млн ⁻¹	—	±15
Хлористый водород (HCl)	от 0 до 5 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹	±20	—
	от 0 до 15 млн ⁻¹	от 0 до 5 включ.	±20	—
		св. 5 до 15 млн ⁻¹	—	±20
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 15 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 15 до 100 млн ⁻¹	—	±20
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 50 до 500 млн ⁻¹	—	±15
Цианистый водород (HCN)	от 0 до 5 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹	±20	—
	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±20	—
	от 0 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 10 до 50 млн ⁻¹	—	±20
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±20	—
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	—	±20
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 100 до 500 млн ⁻¹	—	±15
Этан (C ₂ H ₆)	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹	±15	—
	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±15	—
	от 0 до 200 млн ⁻¹	св. 20 до 200 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±12	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±12
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,1 % включ.	±10	—
		св. 0,1 до 1 %	—	±10
	от 0 до 10 %	от 0 до 3 % включ.	±6	—
		св. 3 до 10 %	—	±6
Этанол (C ₂ H ₅ OH)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±20	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±15	—
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	—	±15
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±12	—
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±12

Продолжение таблицы 7

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,1 % включ.	±10	—
		св. 0,1 до 1%	—	±10
Этилен (C ₂ H ₄)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±10	—
		от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±10	—
	от 0 до 200 млн ⁻¹	св. 20 до 200 млн ⁻¹	—	±10
		от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±10
		от 0 до 0,1 % включ.	±8	—
	от 0 до 1 %	св. 0,1 до 1 %	—	±8
		от 0 до 3 % включ.	±5	—
	от 0 до 10 %	св. 3 до 10 %	—	±5
		от 0 до 4 % включ.	±5	—
1,1,2-трихлорэтан (C ₂ H ₃ Cl ₃)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	±10	—
		от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±10	—
	от 0 до 100 млн ⁻¹	св. 10 до 100 млн ⁻¹	—	±10
		от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±8	—
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	св. 100 до 1000 млн ⁻¹	—	±8
		от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	±6	—
	от 0 до 1 %	св. 0,1 до 1 млн ⁻¹	—	±6

¹⁾ – приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений.

Таблица 8 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Модификации P2000, P2000 АТЕХ, P2000D, P5000	
Габаритные размеры средства измерения, (высота×длина×ширина), мм, не более:	230x380x1390
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц - при комплектации без преобразователя напряжения, В постоянного тока	110±20, 220±20 60±1, 50±1 24±4
Потребляемая мощность, В·А, не более	3000
Габаритные размеры средства измерения, (высота×длина×ширина), мм, не более: - блок приемопередачи; - измерительный зонд; - блок управления Р-РС (Р-НМИ).	230x380x390 80x80x1000 480x510x165

Продолжение таблицы 8

Наименование характеристики	Значение
Масса, кг, не более:	
- аналитический блок (блок приемопередачи в комплекте с измерительным зондом)	25
- блок управления Р-РС (Р-НМИ)	23
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от - 20 до +45
- относительная влажность, %	до 95
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 120
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	70000
Время прогрева, мин, не более	60
Маркировка взрывозащиты (только для модификации Р2000 АTEX):	1 Ex db IIB T4/T6
Модификации atmosIRr, atmosIRi atmosUVr, atmosUVi	
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	110±20, 220±20
- частота переменного тока, Гц	60±1, 50±1
Потребляемая мощность, В·А, не более	175
Габаритные размеры средства измерения, (высота×длина×ширина), мм, не более:	230x485x450
Масса, кг, не более	10
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от - 20 до +55
- относительная влажность, %	до 95
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 120
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	70000
Время прогрева, мин, не более	60
Модификации atmosIRt, atmosUVt, atmosFIRt	
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	110±20, 220±20
- частота переменного тока, Гц	60±1, 50±1
Потребляемая мощность, В·А, не более	250
Габаритные размеры средства измерения, (высота×длина×ширина), мм, не более:	245x570x550
Масса, кг, не более	21
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от - 20 до +55
- относительная влажность, %	до 95
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 120
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	70000
Время прогрева, мин, не более	60
Модификации atmosIRw, atmosUVw	
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	110±20, 220±20
- частота переменного тока, Гц	60±1, 50±1

Продолжение таблицы 8

Наименование характеристики	Значение
Потребляемая мощность, В·А, не более	175
Габаритные размеры средства измерения, (высота×длина×ширина), мм, не более:	460х470х230
Масса, кг, не более	22
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от - 20 до +55 до 95 от 84 до 120
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	70000
Время прогрева, мин, не более	60
Модификация atmosFIRw	
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	110±20, 220±20 60±1, 50±1
Потребляемая мощность, В·А, не более	250
Габаритные размеры средства измерения, (высота×длина×ширина), мм, не более:	530х550х330
Масса, кг, не более	24
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от - 20 до +55 до 95 от 84 до 120
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	70000
Время прогрева, мин, не более	60
Модификации atmosFIRs, atmosFIRi	
Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	110±20, 220±20 60±1, 50±1
Потребляемая мощность, В·А, не более	250
Габаритные размеры средства измерения, (высота×длина×ширина), мм, не более:	230х500х520
Масса, кг, не более	24
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от - 20 до +55 до 95 от 84 до 120
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	70000
Время прогрева, мин, не более	60

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта средства измерения методом наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 9 – Комплектность средства измерения

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор Protea	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Метод измерения газоанализатора» документа «Газоанализатор Protea. Руководство по эксплуатации»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газоанализаторам Protea

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

Приказ Росстандарта от 31.12.2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»

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

Стандарт предприятия Protea Limited, Великобритания

Изготовитель

Protea Limited, Великобритания

Адрес: Unit 2, Venture Park, Stirling Way, Bretton, Peterborough, PE3 8YD, United Kingdom

Телефон (факс): +44 (0) 1270 872 000

Web-сайт: www.protea.ltd.uk

E-mail: sales@protea.ltd.uk

Правообладатель

Protea Limited, Великобритания

Адрес: Unit 2, Venture Park, Stirling Way, Bretton, Peterborough, PE3 8YD, United Kingdom

Телефон (факс): +44 (0) 1270 872 000

Web-сайт: www.protea.ltd.uk

E-mail: sales@protea.ltd.uk

Испытательный центр

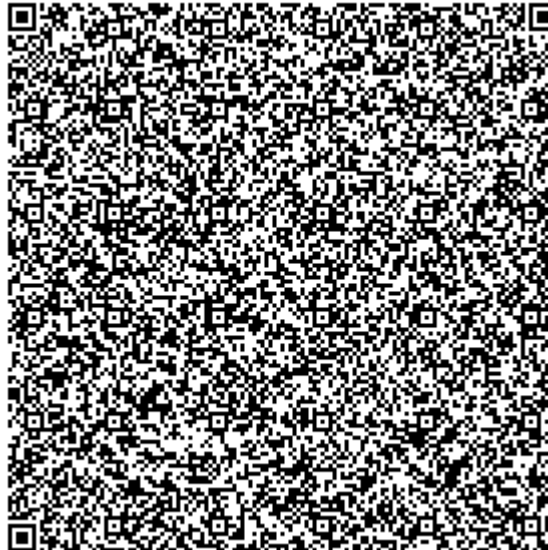
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

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

Регистрационный номер RA.RU.312126 в Реестре аккредитованных лиц в области
обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1241

Регистрационный № 85611-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1015 (резервная система учета)

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1015 (резервная система учета) (далее – СИКН РСУ) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН РСУ основан на косвенном методе динамических измерений массы нефти.

При косвенном методе динамических измерений массу нефти определяют с применением измерительных компонентов: ультразвуковых преобразователей объемного расхода, преобразователей плотности, температуры, давления, объемной доли воды в нефти. Выходные электрические сигналы с ультразвукового преобразователя объемного расхода, преобразователей плотности, температуры, давления, объемной доли воды в нефти поступают на соответствующие входы контроллера измерительного, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН РСУ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта. Монтаж и наладка СИКН РСУ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН РСУ и эксплуатационными документами на ее компоненты.

Заводской номер СИКН РСУ нанесен графическим методом на маркировочную табличку, установленную на стойке рамы СИКН РСУ.

Измерительные компоненты СИКН РСУ, участвующие в измерениях массы нефти, контроле и измерениях показателей качества нефти, приведены в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на такие же измерительные компоненты утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 - Состав СИКН РСУ

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода жидкости ультразвуковые Daniel модель 3814 (далее – ПР)	76457-19

Продолжение таблицы 1

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи давления измерительные 3051, модель 3051TG	14061-10
Преобразователи давления измерительные 3051, модель 3051T	14061-15
Датчики температуры Rosemount 3144P	63889-16
Преобразователи измерительные 3144P	14683-09
Преобразователи измерительные Rosemount 3144P	56381-14
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-11
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	15644-06
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм (модификация УДВН-1пм) (далее – влагомер)	14557-10
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	15642-06
Преобразователь давления измерительный 3051, модель 3051CD	14061-10
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модификации R	45115-10
Контроллер измерительный FloBoss модели S600+ (далее – ИВК)	38623-11
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – ТПУ)	20054-12

В состав СИКН РСУ входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов:

- манометры показывающие для точных измерений МПТИ-1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. №) 44641-10;

- манометры показывающие МПТИ, рег. № 26803-11

- манометры для точных измерений МТИф Кс, рег. № 60168-15;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ4 № 2, рег. № 303-91.

СИКН РСУ обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;

- автоматические вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды в блоке измерений показателей качества нефти с применением влагомера;

- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;

- контроль метрологических характеристик ПР с применением стационарной ТПУ;

- автоматический и ручной отбор проб;

- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами;

- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на точность измерений, средства измерений снабжены средствами защиты.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН РСУ (ИВК, автоматизированные рабочие места оператора СИКН РСУ на базе системы измерительно-управляющей и противоаварийной автоматической защиты Delta V) обеспечивает реализацию функций СИКН РСУ. ПО СИКН РСУ разделено на метрологически значимую и метрологически не значимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, оставляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений параметров технологического процесса, а также защиту и идентификацию ПО СИКН РСУ. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями параметров технологического процесса).

Метрологические характеристики СИКН РСУ указаны с учетом влияния ПО.

Защита ПО от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «средний» согласно Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения». Примененные специальные средства защиты исключают возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления, изменения конфигурации и иных преднамеренных изменений ПО и измеряемых (вычисляемых) данных. ПО СИКН РСУ опробовано и настроено при испытаниях в целях утверждения типа единичного экземпляра СИКН РСУ. Наименование и идентификационные данные ПО указаны в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Linux Binary.app
Номер версии (идентификационный номер ПО)	06.30/30 290121
Цифровой идентификатор ПО	e508
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН РСУ, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3, 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН РСУ

Наименование характеристики	Значение
Рабочий диапазон измерений расхода нефти *: - массового расхода, т/ч - объемного расхода, м³/ч	от 80,0 до 480,0 от 93,0 до 570,1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %: - массы брутто нефти - массы нетто нефти	±0,25 ±0,35
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема жидкости рабочих преобразователей расхода, %	±0,15
* - указан максимальный диапазон измерений, фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений	

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКН РСУ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	2 (2 рабочие)
Избыточное давление измеряемой среды, МПа: - рабочее - минимальное допускаемое - максимальное допускаемое	0,8 0,2 1,0
Диапазон измерений температуры измеряемой среды, °С	от +5 до +35
Диапазон измерений плотности измеряемой среды, кг/м ³	от 790 до 930
Диапазон измерений кинематической вязкости измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт),	от 2 до 100
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН РСУ	периодический *
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22 (однофазное), 380±38 (трехфазное) 50±1
Условия эксплуатации: - расчетная температура воздуха на открытой площадке, °С - температура в помещении операторной и аппаратной, °С	от –20 до +50 от +5 до +25
Средний срок службы, лет, не менее	20
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Характеристики измеряемой среды: - кинематическая вязкость в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт) - температура, °С - плотность в рабочем диапазоне температуры и избыточного давления, кг/м ³ - массовая доля воды, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - массовая доля механических примесей, %, не более	от 6,69 до 20,42 от +9,2 до +28 от 842,0 до 860,0 0,5 100 0,05
*- допускается непрерывный режим работы СИКН РСУ	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН РСУ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность СИКН РСУ

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 1015 (резервная система учета), зав. № 142	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации СИКН РСУ	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений массы нефти с применением СИКН РСУ приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 1015 резервная система учета», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/172014-21 от 10.11.2021.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящийся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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».

Изготовитель

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

ИНН 7705130530

Адрес: 115054, г. Москва, ул. Дубининская, д. 53, стр. 5

Тел.: +7 (495) 995-95-59; факс: +7 (495) 424-88-50

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью "Афипский НПЗ" (ООО "Афипский НПЗ")

ИНН 7704214548

Адрес: 353236, Россия, Краснодарский край, Северский р-он промзона

Тел.: +7 (861) 201-05-00, +7 (861) 663-46-10

Испытательный центр

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

ИНН 7809022120

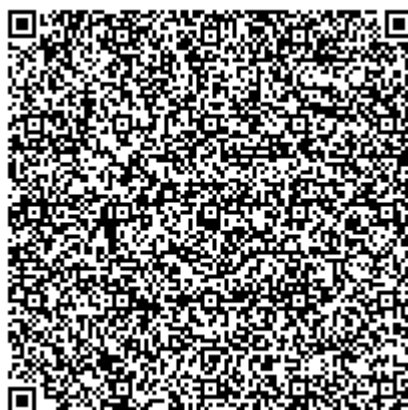
Фактический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»

Юридический адрес: 190005, Россия, г. Санкт-Петербург, проспект Московский, д. 19

Телефон (факс): +7 (843) 272-70-62 (+7 (843) 272-00-32)

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310592



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1241

Регистрационный № 85612-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока разделительные трехфазные ТТР-3.100

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока разделительные трехфазные ТТР-3.100 (далее по тексту – трансформаторы) предназначены для гальванической изоляции последовательных цепей однофазных и трехфазных счетчиков электрической энергии от цепей тока поверочных установок при поверке и калибровке счетчиков переменного тока с номинальным напряжением до 0,66 кВ, номинальной частотой 50 или 60 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на законе электромагнитной индукции. Трансформаторы осуществляют трансформацию первичного тока во вторичную цепь без изменения уровня и фазы тока при обеспечении гальванической изоляции.

Конструктивно трансформаторы содержат в себе три идентичных трансформатора тока, помещенных в металлический прямоугольный корпус. Трансформаторы выполнены на тороидальных магнитопроводах и содержат одну первичную и одну вторичную обмотки, образованные внешними токоведущими изолированными кабелями. Изделия содержат в себе дополнительно трансформаторы тока с компенсирующими обмотками, связанными с электронной встроенной схемой компенсации, обеспечивающей требуемую точность преобразования тока.

Схема компенсации может быть отключена или автоматически, или с помощью кнопок на панели управления изделия, или командой, передаваемой управляющим программным обеспечением (ПО) по интерфейсу Ethernet.

Знак поверки наносится на лицевую панель трансформатора или на свидетельство о поверке.

Заводской номер трансформатора наносится на информационную табличку (шильд) на корпусе.

Общий вид трансформатора представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид средства измерений и место пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Программное обеспечение ТТР-3.100 включает:

- встроенное программное обеспечение (ВПО) аппаратной части;
- внешнее программное обеспечение (внешнее ПО).

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ВПО и внешнего программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ВПО	Внешнее ПО
Идентификационное наименование ПО	-	Mars-Energo IsoCT
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-	не ниже 1.03
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Встроенное программное обеспечение и внешнее программное обеспечение не являются метрологически значимыми частями программного обеспечения и контролю не подлежат.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики ТТР-3.100

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений среднеквадратического значения силы переменного тока (I), А	от 0,005 до 120,0
Пределы допускаемой основной относительной погрешности по току в поддиапазоне от 1 А включ. до 120 А, %	$\pm 0,02$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности по току в поддиапазоне от 50 мА включ. до 1 А, %	$\pm 0,05$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности по току в поддиапазоне от 5 мА включ. до 50 мА, %	$\pm 0,2$
Пределы допускаемой основной абсолютной угловой погрешности в поддиапазоне токов от 1 А включ. до 120 А, '	± 1
Пределы допускаемой основной абсолютной угловой погрешности в поддиапазоне токов от 5 мА включ. до 1 А, '	± 2

Таблица 3 - Основные технические характеристики ТТР-3.100

Наименование характеристики	Значение
Номинальный коэффициент трансформации	1:1
Номинальное значение первичного тока, А	100
Нормальная область значений частоты, Гц	от 45 до 66
Сопротивление нагрузки вторичной цепи при номинальном значении первичного тока, МОм, не более	5,0

Продолжение таблицы 3

Внутренний диаметр отверстий для подключения первичных и вторичных токовых цепей, мм	25±0,5
Технология передачи данных	Fast Ethernet IEEE 802.3
Интерфейс канала 100Base-TX	RJ 45
Количество портов Ethernet	1
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	230±23 50±5
Полная мощность, потребляемая от сети питания, В·А, не более	80
Габаритные размеры средства измерений, мм, не более - высота - ширина - длина	350 220 150
Масса, кг, не более:	15
Время установления рабочего режима, мин, не менее	5
Время работы при токе от 100 А, ч, не более	8
Степень защиты корпуса, обеспечиваемая оболочками, по ГОСТ 14254	IP20
Нормальные и рабочие условия эксплуатации - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +18 до +28 80 от 70,0 до 106,7
Средняя наработка на отказ, ч	20000
Установленный срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

Наносится на титульный лист руководства по эксплуатации трансформатора типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока разделительный трехфазный ТТР-3.100	НФЦР.411914.018	1 шт.
Кабель питания 230 В	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	НФЦР.411914.018РЭ	1 экз.
Комплект кабелей ¹	-	1 компл.
Примечание: - Дополнительные принадлежности поставляются в соответствии с договором поставки. Номенклатура дополнительных принадлежностей может изменяться и расширяться.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.4 «Устройство и работа» Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока разделительным трехфазным ТТР-3.100

НЦФР.411914.018ТУ Трансформаторы тока разделительные трехфазные ТТР-3.100.
Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие Марс-Энерго» (ООО «НПП Марс-Энерго»)

ИНН 7826694683

Адрес: 199034, г. Санкт-Петербург, 13-я линия В.О., д. 6-8, лит. А, пом.40Н

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие Марс-Энерго» (ООО «НПП Марс-Энерго»)

ИНН 7826694683

Адрес: 199034, г. Санкт-Петербург, 13-я линия В.О., д. 6-8, лит. А, пом.40Н

Испытательный центр

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

ИНН 9729315781

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46

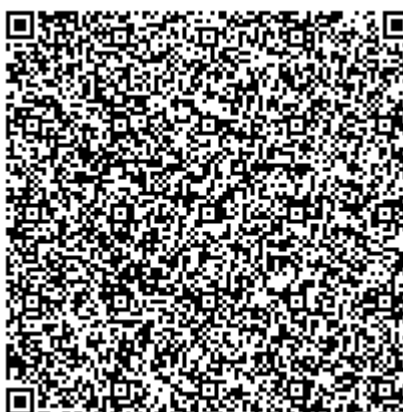
Телефон: +7 (495) 437-55-77

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 «23» мая 2022 г. № 1241

Регистрационный № 85613-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Балезино (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 центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), 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 проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

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. В состав ИВК входит УССВ, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 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 ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

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)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	АТ1 110 кВ	ТВ-110-I-5 ХЛ2 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 83057-21	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	ЭКОМ-3000 рег.№ 17049-14
2	АТ2 110 кВ	ТВ-110-I-5 ХЛ2 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 83057-21	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
3	КЛ 10 кВ фидер №11	ТОЛ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
4	КЛ 10 кВ фидер №5	ТОЛ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-04	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
5	КЛ 10 кВ фидер №15	ТОЛ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
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 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
3-5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	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
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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
3-5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	3,9	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, 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 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
3-5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	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
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
3-5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7

Продолжение таблицы 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	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: 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, УССВ ИВКЭ - 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

Продолжение таблицы 4

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ZMD: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 72
УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка до отказа, ч, не менее	100000
Радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	55000
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	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформаторы тока опорный	ТОЛ	47959-16	9
Трансформатор тока	ТВ-110-I-5 ХЛ2	83057-21	6
Трансформатор напряжения измерительный	ЗНОЛ.06	3344-04	3
Трансформатор напряжения заземляемый	ЗНОЛ	46738-11	3
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	60353-15	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	ZMD	53319-13	5
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	17049-14	1
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01	40586-12	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.У006-ФО	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Балезино», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Балезино

Постановление Правительства РФ от 16.11.2020 N 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 6.12; п. 6.13)

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

Изготовители

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

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

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

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

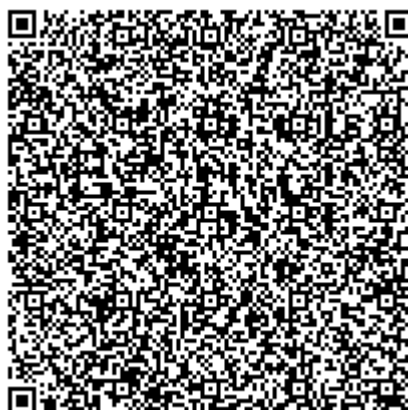
Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., пер. 1-й Советский, д. 25, офис 3031

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311723.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1241

Регистрационный № 85614-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Кошай (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 центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), 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 проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

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. В состав ИВК входит УССВ, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 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 ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

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)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 110 кВ Андрушино – Кошай 1 (ВЛ 110 кВ Андрушино1)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13	ЕРQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ЭКОМ-3000 рег.№ 17049-04
2	ВЛ 110 кВ Андрушино – Кошай 2 (ВЛ 110 кВ Андрушино2)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13	ЕРQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
3	ВЛ 110 кВ Кошай - Гари с отпайкой на ПС Олга (ВЛ 110 кВ Гари)	TG кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 75894-19	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
4	ВЛ 110 кВ Кошай - Морозково с отпайками (ВЛ 110 кВ Морозково)	TG кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 75894-19	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
5	ВЛ 110 кВ Кошай – Предтурье (ВЛ 110 кВ Предтурье)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13	ЕРQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
6	ВЛ 110 кВ Кошай - Романово (ВЛ 110 кВ Романово)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13	ЕРQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
7	ОВМ 110 кВ	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13	ЕРQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	НПС Сосьва 1-1	ТОЛ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04
9	НПС Сосьва 1-2	ТОЛ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
10	НПС Сосьва 2-1	ТОЛ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
11	НПС Сосьва 2-2	ТОЛ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
12	ВЛ 10 кВ Кошай №1 (ввод 10 кВ Т-5)	ТЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 82221-21	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
13	ВЛ 10 кВ Кошай №2 (ввод 10 кВ Т-6)	ТЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 82221-21	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
14	ВЛ 10 кВ Кошай 1	ТОЛ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 75/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
15	ВЛ 10 кВ Кошай 2	ТОЛ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 75/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
16	Т-3 10 кВ	ТОЛ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
17	Т-4 10 кВ	ТОЛ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
18	ЩСН 0,4 кВ Базовая станция	-	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1 рег. № 31857-20	
19	Рембаза СПМЭС, ввод 0,4 кВ от КТП-431	ТШП кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 64182-16	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
8-11, 14-17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	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
12-13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
18 (Счетчик 0,5S)	1,0	1,1	0,6	0,6	0,6
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,1	1,1	0,7	0,7
19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
8-11, 14-17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	3,9	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
12-13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2

Продолжение таблицы 3

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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
18 (Счетчик 1)	0,8	1,7	1,5	1,1	1,1
	0,5	1,7	1,2	1,1	1,1
19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
8-11, 14-17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	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
12-13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
18 (Счетчик 0,5S)	1,0	1,6	1,3	1,3	1,3
	0,8	1,7	1,5	1,4	1,4
	0,5	1,7	1,7	1,5	1,5
19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
8-11, 14-17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	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 эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
12-13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
18 (Счетчик 1)	0,8	3,5	3,4	3,2	3,2
	0,5	3,4	3,2	3,2	3,2
19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	1,6	1,6
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	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: 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, УССВ ИВКЭ - 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

Продолжение таблицы 4

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
счетчики электроэнергии АльфаА1800:	
- средняя наработка до отказа, ч, не менее	120000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	72
счетчики электроэнергии EPQS:	
- средняя наработка до отказа, ч, не менее	70000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	72
УСПД ЭКОМ-3000:	
- средняя наработка до отказа, ч, не менее	75000
Радиосервер точного времени РСТВ-01:	
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	55000
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	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформаторы тока	TG	75894-19	6
Трансформатор тока шинный	ТШП	64182-16	3
Трансформатор тока опорный	ТОЛ	47959-16	24
Трансформатор тока	ТВ-ЭК исп. МЗ	56255-14	15
Трансформатор тока	ТЛМ-10	82221-21	4
Трансформатор напряжения заземляемый	ЗНОЛ	46738-11	24
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ-110 УХЛ1	24218-13	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-20	8
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	25971-06	11
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	17049-04	1
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01	40586-12	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.У017-ФО	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Кошай», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Кошай

Постановление Правительства РФ от 16.11.2020 N 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 6.12; п. 6.13)

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

Изготовители

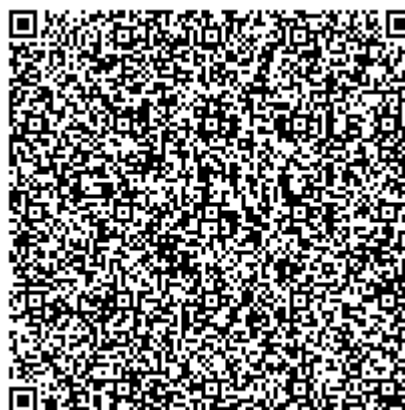
Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А
Телефон: +7 (495) 710-93-33
Факс: +7 (495) 710-96-55
Web-сайт: www.fsk-ees.ru
E-mail: info@fsk-ees.ru

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А
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

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., пер. 1-й Советский, д. 25, офис 3031
Телефон: +7 (499) 991-19-91
Web-сайт: www.enertest.ru
E-mail: info@enertest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311723.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1241

Регистрационный № 85615-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ЦППН-8 Приобского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ЦППН-8 Приобского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» (далее – СИКНС) предназначена для измерений массы брутто нефти и вычислений массы нетто нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью расходомеров массовых Promass (далее – МПР). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей МПР поступают на соответствующие входы контроллера измерительного FloBoss S600+ (далее – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКНС и эксплуатационными документами на ее компоненты.

Конструктивно СИКНС состоит из блока фильтров (БФ), блока измерительных линий (БИЛ), узла подключения передвижной поверочной установки (ПУ), блока измерений параметров нефти (далее – БИК) и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКНС не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из двух рабочих измерительных линий (ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

БИК выполняет функции определения текущих показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) МПР по передвижной ПУ.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два ИВК (рабочий и резервный), осуществляющие сбор измерительной информации; автоматизированное рабочее место оператора на базе ПО ПК «Скорос» (далее – АРМ оператора), формирующее отчетные данные и оснащенное средствами отображения, управления и печати.

В состав СИКНС входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – регистрационный №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКН

Наименование СИ	Регистрационный №
Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 83F)	15201-11
Преобразователи давления измерительные SITRANS P серии 7MF	66310-16
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR62	68002-17
Преобразователи измерительные серии iTEMP TMT82	57947-14
Влагомеры нефти микроволновые MBH-1	63973-16
Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400	57762-14
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	64224-16
Преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-E2H	42693-15

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти;
- автоматическое измерение давления и температуры нефти;
- автоматическое вычисление массовой доли воды в нефти по результатам измерений объемной доли воды в нефти;
- автоматический и ручной отбор объединенной пробы нефти;
- поверка и КМХ МПР по передвижной ПУ, КМХ рабочего МПР по контрольно-резервному МПР;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с описанием типа данных СИ и учетом требований МИ 3002-2006.

Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

Знак утверждения типа наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится ударным способом на шильд-табличку блок-бокса СИКНС.

Программное обеспечение

СИКНС реализовано в ИВК и в АРМ оператора, оснащенные средствами отображения, управления и печати. Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) СИКН приведены в таблице 2.

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения.

Уровень защиты ПО СИКН «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора	ИВК
Идентификационное наименование ПО	metrology.dll	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.41.0.0	06.25
Цифровой идентификатор ПО	16BB1771	0x1990
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 110 до 1320
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Т а б л и ц а 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть
Характеристики измеряемой среды: - плотность при 20°C, кг/м ³ - давление, МПа - рабочее - минимальное допустимое - максимальное допустимое - температура, °C - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - содержание свободного газа, % - содержание растворенного газа, м ³ /м ³ - кинематическая вязкость, сСт, не более - плотность пластовой воды при 20°C, кг/м ³ , не более	от 850 до 880 от 2,7 до 5,8 0,9 6,0 от +25 до +60 0,5 0,05 100 не допускается не допускается 19,5 1011
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22, 380±38 50±0,4
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -55 до +34 90 от 97,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч	20000
Режим работы СИКНС	непрерывный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой на ЦППН-8 Приобского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», заводской № 01	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 766-2021 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на ЦППН-8 Приобского месторождения», ФР.1.29.2022.42598.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на ЦППН-8 Приобского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 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

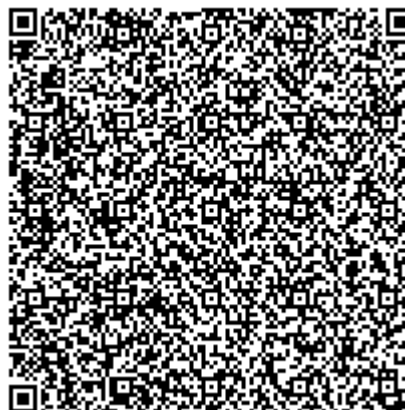
Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»);
Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24.
ИНН: 0278005403

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, 50-летия Октября ул., д. 24
ИНН: 0278005403

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311366.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1241

Регистрационный № 85616-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи давления РТМ

Назначение средства измерений

Преобразователи давления РТМ (далее – преобразователи) предназначены для измерений и непрерывного преобразования значений измеряемого параметра - избыточного давления и избыточного давления-разрежения в унифицированный электрический аналоговый выходной сигнал, используемый в качестве входного в системах сбора данных, автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователя основан на явлении тензоэффекта в полупроводниках. Первичным преобразователем служит металлическая мембрана, на которой жестко закреплен полупроводниковый чувствительный элемент, представляющий собой монокристаллическую сапфировую подложку с кремниевыми тензорезисторами (структура «кремний на сапфире» - КНС), соединенными в мостовую схему.

Под действием давления измеряемой среды мембрана деформируется, вызывая изменение сопротивления тензорезисторов, что приводит к разбалансу моста Уитсона и изменению напряжения выходного сигнала моста, пропорционально измеряемому давлению.

Электронный блок (вторичный преобразователь) питает стабилизированным напряжением мостовую схему и преобразует выходной сигнал моста в унифицированный выходной сигнал постоянного тока или напряжения постоянного тока.

Конструктивно преобразователи выполнены в цилиндрическом корпусе, внутри которого расположены первичный преобразователь и электронный блок. В нижней части преобразователей для подачи измеряемого давления расположен резьбовой штуцер. В верхней части преобразователя для подсоединения внешних электрических цепей расположен электрический соединитель.

Преобразователи выпускаются в пяти модификациях РТМ-1, РТМ-2, РТМ-М-1, РТМ-М-2 и РТМ-М-3, которые отличаются выходным сигналом, габаритными размерами и материалом резьбового штуцера. Преобразователи давления с индексом (-1) имеют выходной сигнал от 4 до 20 мА, с индексом (-2) имеют выходной сигнал от 0 до 5 В, с индексом (-3) имеют ратиометрический выходной сигнал от 0,5 до 4,5 В. Преобразователи давления РТМ с индексом (-М-) являются малогабаритным исполнением. Резьбовой штуцер РТМ выполнен из нержавеющей стали, РТМ-М - из титанового сплава. По заявлению заказчика преобразователь модификации РТМ-1 (РТМ-М-1) может быть выпущен с цифровым индикатором.

Общий вид преобразователей приведен на рисунках 1-3.



Рисунок 1 – Общий вид преобразователей давления РТМ-М-1



Рисунок 2 – Общий вид преобразователей давления РТМ-1 с индикатором



Рисунок 3 – Общий вид преобразователей давления РТМ-1 и место нанесения заводского номера

Пломбирование преобразователей от несанкционированного доступа не предусмотрено.

Заводской номер преобразователей наносится на корпус методом гравировки или типографским методом на этикетку, прикрепленную к преобразователю.

Конструкция не предусматривает нанесение знака поверки на преобразователи.

Программное обеспечение

Отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 1-2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений избыточного давления, давления-разрежения, МПа: ^{1) 4)}	от минус 0,1 до 250
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, % от диапазона изменения выходного сигнала ^{2) 3)}	$\pm 0,25$; $\pm 0,5$;
Пределы допускаемой суммарной приведенной погрешности, % от диапазона изменения выходного сигнала ^{2) 3)}	$\pm 1,0$
Вариация выходного сигнала, не более, % от диапазона изменения выходного сигнала	0,1
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности, вызванной изменением температуры окружающей среды, %/10 °С от диапазона изменения выходного сигнала ^{2) 3)}	$\pm 0,2$; $\pm 0,35$
¹⁾ конкретный диапазон измерений, посредством указания нижнего предела измерений и верхнего предела измерений приведен в паспорте и нанесен на корпус преобразователя методом гравировки или типографским способом на этикетку, прикрепленную к преобразователю; ²⁾ преобразователи давления у которых нормируется значением суммарной приведенной погрешности (взамен основной и дополнительной погрешности) сохраняется данное значение приведенной погрешности во всем рабочем диапазоне температур (от минус 10 до плюс 70°С). Изменение температуры окружающей среды от нормальных условий не влияет на точность измерений; ³⁾ конкретное значение указано на этикетке или корпусе преобразователя и (или) в паспорте; ⁴⁾ по заказу, датчики могут быть изготовленными в единицах измерений давления, допускаемых к применению в Российской Федерации.	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Выходные сигналы: - для РТМ-1, РТМ-М-1, мА - для РТМ-2, РТМ-М-2, В - для РТМ-М-3, В	от 4 до 20 от 0 до 5 от 0,5 до 4,5, ратиометрический (от 10 до 90 % $U_{пит}=5$ В)
Напряжение питания постоянного тока, В: - для РТМ-1, РТМ-2, РТМ-М-1, РТМ-М-2 - для РТМ-1, РТМ-М-1 с индикатором - для РТМ-М-3	от 9 до 30 от 12 до 33 от 4,5 до 5,5
Потребляемая мощность, не более, Вт: - для РТМ-1, РТМ-М-1 - для РТМ-1, РТМ-М-1 с индикатором - для РТМ-2, РТМ-М-2 - для РТМ-М-3	0,6 0,66 0,3 0,04
Масса, не более, кг: - для РТМ - для РТМ с индикатором - для РТМ-М - для РТМ-М с индикатором	0,15 0,2 0,12 0,17

Продолжение таблицы 2 – Основные технические характеристики

Габаритные размеры (ширина×высота), не более, мм - для РТМ - для РТМ с индикатором - для РТМ-М - для РТМ-М с индикатором	55x110 59,5x162 55x109 59,5x160,4
Нормальные условия измерений: - Температура окружающего воздуха, °С - Относительная влажность (без конденсации), % - Атмосферное давление, кПа	от +21 до +25 от 30 до 80 от 84 до 106, 7
Условия эксплуатации: - Температура окружающего воздуха, °С - Относительная влажность (без конденсации), % не более - Атмосферное давление, кПа	от -40 до +85 (-10 + 70 для исполнения с нормированием суммарной приведенной погрешности) 95 при +35 °С от 84 до 106, 7
Условия хранения и транспортирования: - Температура окружающего воздуха, °С - Относительная влажность (без конденсации), % не более - Атмосферное давление, кПа	от -60 до +50 95 при +35 °С от 84 до 106, 7
Средняя наработка до отказа, не менее, ч	80 000
Средний срок службы, не менее, лет	12

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

приведена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечания
Преобразователь давления	РТМ-Х или РТМ-М-Х	1 шт.	В соответствии с заказом
Паспорт	-	1 экз.	-
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.	На партию
Шайба уплотнительная	-	1 шт.	-

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям давления РТМ

ГОСТ 22520-85 «Датчики давления, разрежения и разности давлений с электрическими аналоговыми выходными сигналами ГСП. Общие технические условия»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 июня 2018 г. № 1339 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

ТУ 26.51.52-002-37400562-2017 «Преобразователи давления РТМ, РТМ-М. Технические условия».

Изготовитель

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

ИНН: 5753059002

Адрес: 302040, г. Орел, ул. Ломоносова, д.6, помещение 2

Телефон: +7(4862)303-450

E-mail: ooo@microtensor.ru

Правообладатель

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

ИНН: 5753059002

Адрес: 302040, г. Орел, ул. Ломоносова, д.6, помещение 2

Телефон: +7(4862)303-450

E-mail: ooo@microtensor.ru

Испытательный центр

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

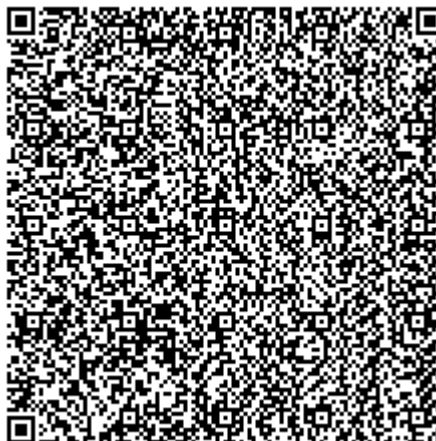
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: +7(495) 437-55-77, факс: +7(495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru,

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1241

Регистрационный № 85617-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Реометры ротационные LAMY RHEOLOGY

Назначение средства измерений

Реометры ротационные LAMY RHEOLOGY (далее – реометры) предназначены для измерений динамической вязкости жидкостей и пастообразных смесей в лабораторных и производственных условиях.

Описание средства измерений

Принцип действия реометров основан на измерении крутящего момента двигателя (напряжение сдвига), необходимого для поддержания заданной скорости сдвига в измерительной системе, заполненной исследуемым образцом. Крутящий момент является величиной пропорциональной вязкости исследуемого образца.

Реометры выпускаются в модификациях: DSR500, RM200, DSR500 CP4000, RM200 CP4000, которые отличаются диапазонами измерений динамической вязкости, наличием или отсутствием термостатирующего устройства, набором измерительных систем.

Конструкция реометров зависит от модификации средства измерения:

- DSR500 и RM200 состоят из измерительной головки, измерительных систем (MS-R3, MS RV2 – RV7, MS DIN11);
- DSR500 CP4000 и RM200 CP4000 состоят из измерительной головки, термостатирующего устройства (CP4000), измерительных систем (CP4010, CP6005, CP1020-196, CP2005-485).

Измерительная головка оснащена 7-дюймовым цветным сенсорным экраном, с которого ведется управление функциями измерений и на котором отображаются результаты измерений. Измерительные системы представляют собой шпиндели различной геометрии, что позволяет решать различные измерительные задачи.

Алюминиевый кронштейн (для модификаций DSR500, RM200) оснащен ручкой для затяжки, которая позволяет поддерживать высоту измерительной головки и рукоятки для удобства использования. Возможно два исполнения кронштейна штатива: стандартное и с зубчатой рейкой.

Термостатирующее устройство CP4000 (для модификаций DSR500 CP4000, RM200 CP4000) регулирует температуру образца. Оснащен дисплеем/регулятором (программатором для некоторых моделей) фирмы OMRON.

Общий вид реометров приведен на рисунке 1.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке (при его оформлении).

Заводской номер наносится на заднюю сторону реометра (рисунок 2) методом трафаретной печати.

Пломбирование реометров не предусмотрено.

а)



б)



в)



г)



Рисунок 1 – Общий вид реометров:
а – модификации DSR500; б – модификации RM200; в – модификации DSR500
CP4000; г – модификации RM200 CP4000

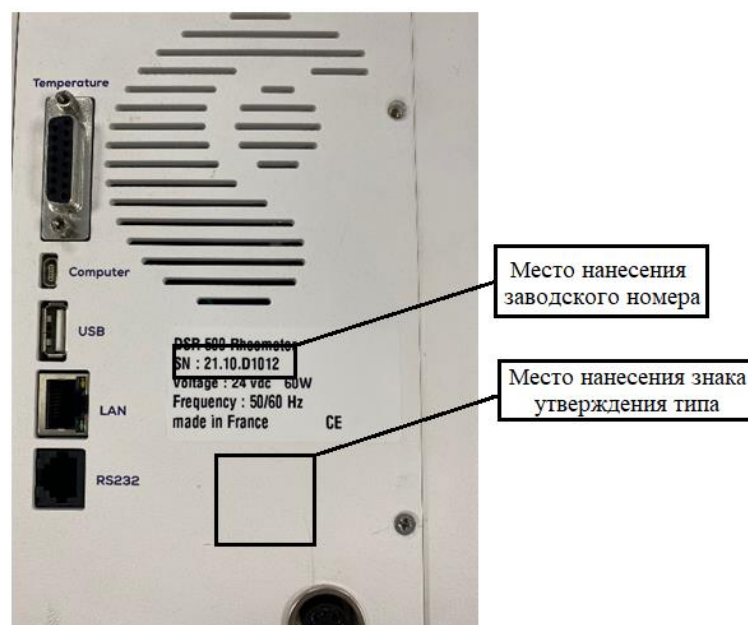


Рисунок 2 – Маркировка реометра

Программное обеспечение

Реометры оснащены встроенным программным обеспечением (ПО) V1.x, и автономным ПО «RHEOTEX» под управлением операционной системой Windows персонального компьютера, позволяющим проводить настройку реометров и контролировать процесс измерений, осуществлять сбор экспериментальных данных, обрабатывать и сохранять полученные результаты, передавать результаты измерений на принтер.

Идентификационные данные ПО реометров приведены в таблице 1.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Встроенное	Автономное
Идентификационное наименование ПО	V1.x	RHEOTEX
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V1.20210506_xxxxxx	не ниже V2.1

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик средства измерения.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации			
	RM200	DSR500	RM200 CP4000	DSR500 CP4000
Диапазон показаний динамической вязкости, мПа·с	от 1 до 780000000 ¹⁾ от 12 до 475000000 ¹⁾ от 12 до 120000000 ¹⁾	от 1 до 780000000	от 1 до 636000000	
Диапазон измерений динамической вязкости, мПа·с	от 1 до 100000 ¹⁾ от 12 до 100000 ¹⁾	от 1 до 100000		
Диапазон измерений температуры, °C	от -20 до +150 ²⁾			
Диапазон показаний температуры, °C	от -100 до +300 ²⁾			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	±0,2			
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений динамической вязкости (приведена к верхнему значению диапазона измерений), % ²⁾ : - в диапазоне значений температуры от -20 °C до +5 °C включ. - в диапазоне значений температуры св. +5 °C до +100 °C включ. - в диапазоне значений температуры св. +100 °C до +150 °C	±3 <			

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации			
	RM200	DSR500	RM200 CP4000	DSR500 CP4000
Диапазон частот вращения, об/мин	от 0,3 до 1500 ¹⁾			
Диапазон крутящего момента, мН·м	от 0,05 до 30			
Масса реометра, кг, не более	6,7		22,0	
Габаритные размеры измерительной головки, мм, не более				
– высота	230	270	230	270
– ширина	130	200	130	200
– длина	180	160	180	160
Параметры электрического питания:				
– напряжение переменного тока, В	от 90 до 240			
– частота переменного тока, Гц	от 50 до 60			
Условия эксплуатации:				
– диапазон температуры окружающего воздуха, °С	от +5 до +40			
– диапазон относительной влажности воздуха, %	от 5 до 80			
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106			
Срок службы, лет, не менее	10			
Средняя наработка до отказа, ч	35000			
¹⁾ для измерительных систем ASTM измерения проводят на скорости не более 200 об/мин.				

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист руководства по эксплуатации и на корпус реометра типографским способом. Место нанесения знака утверждения приведено на рисунке 2.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность реометров

Наименование	Обозначение	Количество
Реометр ротационный	LAMY RHEOLOGY	1 шт.
Термостатирующее устройство	-	1 шт. (зависит от модификации)
Комплект измерительных систем	-	не менее 1 шт. (по заказу)
Программное обеспечение	RHEOTEX	1 USB-флеш-накопитель (по заказу)
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в главе 3 руководства по эксплуатации «Реометры ротационные LAMY RHEOLOGY».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерения

Государственная поверочная схема для средств измерений вязкости жидкостей, утвержденная Приказом Росстандарта от 05.11.2019 № 2622

Стандарт предприятия

Изготовитель

LAMY RHEOLOGY, Франция

Адрес: 11 A, Rue des Aulnes, 69410 Champagne au Mont d'Or

Телефон: 33-(0)4-78-08-54-06

Факс: 33-(0)4-78-08-69-44

Web-сайт: www.lamyrheology.com

E-mail: contact@lamyrheology.com

Правообладатель

LAMY RHEOLOGY, Франция

Адрес: 11 A, Rue des Aulnes, 69410 Champagne au Mont d'Or

Телефон: 33-(0)4-78-08-54-06

Факс: 33-(0)4-78-08-69-44

Web-сайт: www.lamyrheology.com

E-mail: contact@lamyrheology.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

ИНН 7809022120

Адрес: 190005, Россия, Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц

RA.RU.311541



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1241

Регистрационный № 85618-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Узловая»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Узловая» (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 распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электроэнергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя 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). АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №) 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), 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 UTS (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные 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 мин) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (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 сервере 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 программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектом ОРЭМ.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС «Узловая» ПАО «ФСК ЕЭС».

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. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит УССВ, которое синхронизировано с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Коррекция шкалы времени УСПД выполняется автоматически при достижении расхождения со шкалой времени ИВК равного или более 1 с. Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК осуществляется с интервалом не более 60 мин.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется 1 раз в 30 минут, коррекция шкалы времени счетчиков выполняется при достижении расхождения со шкалой времени УСПД равного или более 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп)» (СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, 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 СПО

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	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий», в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Состав ИК АИИС КУЭ					Вид электроэнергии
	Диспетчерское наименование точки учёта	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
1	ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Узловая-Шахунья (ВЛ 176)	ТГФМ-110 Кл.т. 0,2S КТТ=400/5 рег.№ 52261-12	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11	RTU-325T-E2-M2-B2 рег.№ 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
2	ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Узловая - Урень (ВЛ 177)	ТГФМ-110 Кл.т. 0,2S КТТ=400/5 рег.№ 52261-12	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная реактивная
3	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Узловая-Гагаринская	ТГФМ-110 Кл.т. 0,2S КТТ=400/5 рег.№ 52261-12	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Узловая-Тонкино с отп. на ПС Гагаринская (ВЛ Узловая-Тонкино);	ТГФМ-110 Кл.т. 0,2S КТТ=400/5 рег.№ 52261-12	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11	RTU-325T-E2-M2-B2 рег.№ 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
5	ОВ-110 кВ	ТГФМ-110 Кл.т. 0,2S КТТ=600/5 рег.№ 52261-12	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная реактивная
6	ОРУ-110 кВ, ВЛ 110кВ Узловая-Вахтан	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 КТТ=400/5 рег.№ 2793-71	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная реактивная
7	ЗРУ-10 кВ, ВЛ-1003	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 КТТ=200/5 рег.№ 7069-79	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 КТН=10000/100 рег.№ 11094-87	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	
8	ЗРУ-10 кВ, ВЛ-1004	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} =400/5 рег.№ 7069-79	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =10000/100 рег.№ 11094-87	A1802RALXQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11	RTU-325T-E2- M2-B2 рег.№ 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
9	ЗРУ-10 кВ, ВЛ-1006	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} =400/5 рег.№ 7069-79	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =10000/100 рег.№ 11094-87	A1802RALXQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная реактивная
10	ввод 0,4 кВ ТСН-10 № 1	ТШ-0,66У3 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} =1000/5 рег.№ 6891-84	-	A1802RALXQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная реактивная

Примечания:

- 1 Допускается замена ТТ 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 таблице 3 метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 3 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (активная энергия) ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (активная энергия) ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1 – 5 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,1	1,3	2,1	1,3	1,5	2,2
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,8	1,0	1,7	1,0	1,2	1,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
7 - 9 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,7	2,8	5,3	1,8	2,8	5,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,4	2,7	1,1	1,6	2,8
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	1,0	1,9	0,9	1,2	2,0
10 (ТТ 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,7	2,7	5,3	1,8	2,8	5,3
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,4	2,6	1,0	1,5	2,7
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,6	0,9	1,8	0,8	1,1	1,9
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)		
1	2	3	4	5	6		
1 – 5 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,0	1,6	2,4	2,0		
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,6	1,1	2,1	1,7		
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,3	1,0	1,9	1,6		
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,3	1,0	1,9	1,6		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,4	2,5	4,6	2,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,5	2,8	2,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,9	1,2	2,3	1,7
7 - 9 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,3	2,5	4,5	2,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,2	1,4	2,6	1,9
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,6	1,0	2,1	1,6
10 (ТТ 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,3	2,4	4,5	2,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,2	1,3	2,6	1,8
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,5	1,0	2,0	1,6
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с		± 5			
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P=0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30°C.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ТУ 4228-011-29056091-11	от 99 до 101 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °C: - для ТТ, ТН - для счетчиков - для УСПД - для СТВ-01: для блока управления приемника и антенны	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от -45 до +45 от -40 до +65 от 0 до +50 от +10 до +30 от -30 до +60

Продолжение таблицы 4

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-325T: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СТВ-01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 55000 24 10000 24 0,99 1
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 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 счетчика и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;

наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110 III УХЛ1*	15 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-1У1	2 шт
Трансформатор тока	ТОЛ 10 УТ2.1	6 шт
Трансформатор тока	ТШ-0,66У3	3 шт
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	18 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	3 шт
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	10 шт.
УСПД	RTU-325T-E2-M2-B2	1 шт.
Комплексы измерительно-вычислительные СТВ-01	СТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.060.352.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Узловая», аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Узловая»

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, улица 1-я Магистральная, дом 17, строение 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

E-mail: eaudit@ackye.ru

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-96-99

Факс: +7 (495) 710-96-60

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

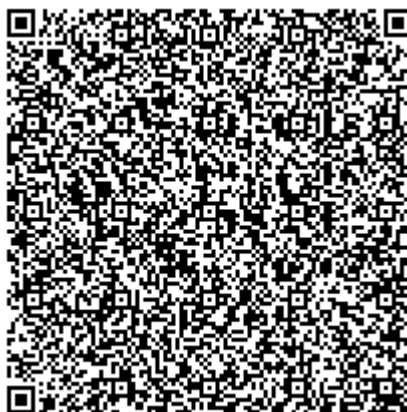
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГБУ «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1241

Регистрационный № 85619-22

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Южная»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Южная» (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 распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электроэнергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя 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). АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №) 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), 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 UTS (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные 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 мин) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (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 программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектом ОРЭМ.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС «Южная» ПАО «ФСК ЕЭС».

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. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит УССВ, которое синхронизировано с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Коррекция шкалы времени УСПД выполняется автоматически при достижении расхождения со шкалой времени ИВК равного или более 1 с. Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК осуществляется с интервалом не более 60 мин.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется 1 раз в 30 минут, коррекция шкалы времени счетчиков выполняется при достижении расхождения со шкалой времени УСПД равного или более 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп)» (СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, 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 СПО

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	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий», в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Состав ИК АИИС КУЭ					Вид электроэнергии
	Диспетчерское наименование точки учёта	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Степная - Южная	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т. 0,5 КТТ=1000/5 рег.№ 83585-21	НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 КТН=220000/√3/100/√3 рег.№ 83189-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07/ СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
2	ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Кинельская-Уральская с отпайкой на ПС Южная (ВЛ 220 кВ Кинель-Уральская)	ТОГФ-220 кл.т. 0,2S КТТ=1000/5 рег.№ 46527-11	НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 КТН=220000/√3/100/√3 рег.№ 83189-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
3	ОРУ 220 кВ, ОВ-220 кВ	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т. 0,5 КТТ=1000/5 рег.№ 6540-78	НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 КТН=220000/√3/100/√3 рег.№ 83189-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ОРУ-110 кВ, яч.№3, ВЛ 110 кВ Августовка-1	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S КТТ=600/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07/ СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
5	ОРУ-110 кВ, яч.№4, ВЛ 110 кВ Южная - Восток (ВЛ 110 кВ Восточная)	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S КТТ=600/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
6	ОРУ-110 кВ, яч.№5, ВЛ 110 кВ Большая Черниговка	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S КТТ=600/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
7	ОРУ-110 кВ, яч.№7, ВЛ 110 кВ Поляково	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S КТТ=600/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Грековская-1 цепь	ТГФМ-110 У1** кл.т. 0,2S КТТ=1000/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-20	TK16L.31 рег.№ 36643-07/ СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
9	ОРУ-110 кВ, яч.№2, ВЛ 110 кВ Южная - Большая Глушица II цепь с отпайкой на ПС Августовка (ВЛ 110 кВ Августовка-2)	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S КТТ=600/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
10	ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТГФМ-110 У1** кл.т. 0,2S КТТ=1000/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
11	ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Южная – Росташинская 1 цепь	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S Ктт=600/5 рег.№ 44640-11	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07/ СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
12	ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Южная – Росташинская 2 цепь	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S Ктт=600/5 рег.№ 44640-11	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
13	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Грековская-2 цепь	ТГФМ-110 У1** кл.т. 0,2S Ктт=1000/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-20		активная реактивная
14	КРУН-10 кВ, яч. 7, ВЛ-10 кВ Фидер №5 ЧПО	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт=300/5 рег.№ 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 20186-05	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	КРУН-10 кВ, яч. 6, КВЛ-10 кВ Ф.16	ТЛМ-10 кл.т. 0,5S КТТ=300/5 рег.№ 48923-12	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 КТН=10000/100 рег.№ 20186-05	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07/ СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
16	КРУН-10 кВ, яч. 1, КЛ-10 кВ Фидер №7 ЮУ Ж/Д	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 КТТ=150/5 рег.№ 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 КТН=10000/100 рег.№ 20186-05	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
17	КРУН-10 кВ, яч. 10, ВЛ-10 кВ Фидер №6 ЧПО кольцо с фидером 10 кВ №1 ПС Б.Черниговка	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 КТТ=300/5 рег.№ 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 КТН=10000/100 рег.№ 20186-05	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
18	КРУН-10 кВ, яч. 17, КЛ-10 кВ Фидер №8 ЮУ Ж/Д	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 КТТ=150/5 рег.№ 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 КТН=10000/100 рег.№ 20186-05	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
19	КРУН-10 кВ, яч. 22, ВЛ-10 кВ Фидер №2 ЧПО кольцо с фидером 10 кВ №11 ПС Б.Черниговка	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} =300/5 рег.№ 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/100 рег.№ 20186-05	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07/ СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
20	ЩСН-0,4 кВ, РП СН-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ЗАО ТК КОМЕТ (панель №6)	ТОП-0,66 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =30/5 рег.№ 47959-11		ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 22422-07		активная реактивная
21	ЩСН-0,4 кВ, РП СН-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ЗАО ТК КОМЕТ (панель №2)	ТОП-0,66 кл.т. 0,5S К _{ТТ} =30/5 рег.№ 47959-11		ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 22422-07		активная реактивная

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 таблице 3 метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 3 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (активная энергия) ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (активная энергия) ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 3, 14, 16-19 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
2 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,1	1,3	2,1	1,3	1,5	2,2
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,8	1,0	1,7	1,0	1,2	1,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,8
4 - 13 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,0	1,1	1,8	1,2	1,3	1,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,6	0,8	1,3	0,8	1,0	1,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
15 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,8	2,5	4,8	1,9	2,6	4,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,6	3,0	1,2	1,7	3,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
20, 21 (ТТ 0,5S; ТН -; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,0	2,6	4,7	2,3	2,9	4,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,0	1,6	2,8	1,6	2,0	3,2
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,7	2,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,7	2,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %	
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)
1	2	3	4	5	6
1, 3, 14, 16-19 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,6	2,7	5,5	4,1
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,6	1,8	4,0	3,5
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,5	3,7	3,4
2 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,3	1,7	3,8	3,4
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,0	1,5	3,7	3,3
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,6	1,3	3,5	3,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,6	1,3	3,5	3,3
4 – 7, 9-12 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,1	1,6	3,7	3,4
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	1,4	3,6	3,3
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,3	1,2	3,4	3,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,3	1,2	3,4	3,2
8, 13 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,8	1,5	2,3	1,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,4	0,9	1,9	1,6
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	0,8	1,7	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	0,8	1,7	1,5
15 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,1	2,5	5,1	3,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,8	1,9	4,2	3,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,1	1,5	3,7	3,4
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,5	3,7	3,4
20, 21 (ТТ 0,5S; ТН -; Сч 1,0)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,0	2,4	5,0	3,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,6	1,7	4,0	3,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,8	1,3	3,6	3,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,3	3,6	3,3
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с		± 5			
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P=0,95$. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30°С.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005, ТУ 26.51.63-003-42107002-2019	от 99 до 101 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ, ТН - для счетчиков: ZMD - Альфа А1800 - для УСПД - для СТВ-01: для блока управления приемника и антенны	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -45 до +40 от -10 до +40 от -40 до +65 от -20 до +60 от +10 до +30 от -30 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии ZMD: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электрической энергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ТК16L.31: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СТВ-01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35000 72 120000 72 55000 24 10000 24 0,99 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
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 счетчика и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;

наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТОГФ-220	3 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV У1	3 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV У1	3 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	24 шт.
Трансформатор тока	ТОГФ-110	6 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	10 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТОП-0,66	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	ZMD	19 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2 шт.
УСПД	ТК16L.31	1 шт.
Комплексы измерительно-вычислительные СТВ-01	СТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.003.250.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Южная», аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311787

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Южная»

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, улица 1-я Магистральная, дом 17, строение 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

E-mail: eaudit@ackye.ru

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-96-99

Факс: +7 (495) 710-96-60

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

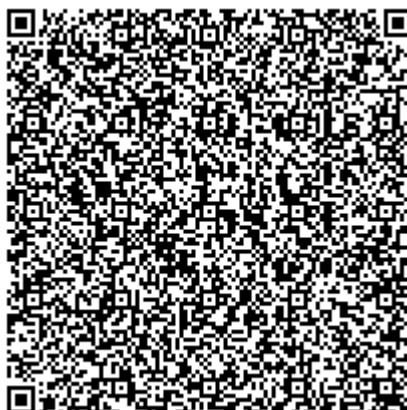
Телефон: +7 (495) 437-55-77

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 «23» мая 2022 г. № 1241

Регистрационный № 85620-22

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Левобережная»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Левобережная» (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 распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электроэнергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИБКЭ), включающий в себя 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 (ИБК). АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №) 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), 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 UTS (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные 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 мин) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (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 программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектом ОРЭМ.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС «Левобережная» ПАО «ФСК ЕЭС».

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. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит УССВ, которое синхронизировано с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Коррекция шкалы времени УСПД выполняется автоматически при достижении расхождения со шкалой времени ИВК равного или более 1 с. Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК осуществляется с интервалом не более 60 мин.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется 1 раз в 30 минут, коррекция шкалы времени счетчиков выполняется при достижении расхождения со шкалой времени УСПД равного или более 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп)» (СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, 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 СПО

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	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий», в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Состав ИК АИИС КУЭ					Вид электроэнергии
	Диспетчерское наименование точки учёта	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Жигулевская ГЭС – Левобережная I цепь	ТВГ-220 кл.т. 0,2S Ктт=1000/1 рег.№ 39246-08	НДКМ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 38000-08	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L рег.№ 36643-07/ СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
2	ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Жигулевская ГЭС – Левобережная II цепь	ТВГ-220 кл.т. 0,2S Ктт=1000/1 рег.№ 39246-08	НДКМ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 38000-08	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
3	ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ ТЭЦ ВАЗа – Левобережная I цепь (ВЛ 220 кВ ВА3-1)	ТВГ-220 кл.т. 0,2S Ктт=1000/1 рег.№ 39246-08	НДКМ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 38000-08	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ ТЭЦ ВАЗа – Левобережная II цепь (ВЛ 220 кВ ВА3-2)	ТВГ-220 кл.т. 0,2S КТТ=1000/1 рег.№ 39246-08	НДКМ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН=220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 38000-08	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L рег.№ 36643-07/ СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
5	яч.№4, КВЛ-110 кВ Левобережная- Агрегат (КВЛ 110 кВ Левобережная-1)	СТIG 110 кл.т. 0,2S КТТ=400/1 рег.№ 43485-09	VDGW2-110X кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 42563-09	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
6	яч.№8, КВЛ 110 кВ Левобережная- Курумоч с отпайкой на ПС Винтай-1 (КВЛ 110 кВ Левобережная-2)	СТIG 110 кл.т. 0,2S КТТ=400/1 рег.№ 43485-09	VDGW2-110X кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 42563-09	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
7	яч.№17, ВЛ 110 кВ Левобережная- Васильевская (ВЛ 110 кВ Левобережная-3)	СТIG 110 кл.т. 0,2S КТТ=400/1 рег.№ 43485-09	VDGW2-110X кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 42563-09	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	яч.№1, ВЛ 110 кВ Левобережная-ГПП- 2 Фосфор III цепь (ВЛ 110 кВ Химзавод-3)	CTIG 110 кл.т. 0,2S КТТ=400/1 рег.№ 43485-09	VDGW2-110X кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 42563-09	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L рег.№ 36643-07/ СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
9	яч.№10, ВЛ 110 кВ Левобережная-ГПП- 2 Фосфор VI цепь (ВЛ 110 кВ Химзавод-4)	CTIG 110 кл.т. 0,2S КТТ=400/1 рег.№ 43485-09	VDGW2-110X кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 42563-09	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
10	яч.№22, ВЛ 110 кВ Левобережная-ГПП- 2 ТТ с отп. на ГПП- 1 Изопрен (ВЛ 110 кВ ЭТЗ)	CTIG 110 кл.т. 0,2S КТТ=400/1 рег.№ 43485-09	VDGW2-110X кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 42563-09	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
11	яч.№24, ВЛ 110 кВ Левобережная-Мис с отпайкой на ПС Р.Котельная (ВЛ 110 кВ МИС)	CTIG 110 кл.т. 0,2S КТТ=400/1 рег.№ 43485-09	VDGW2-110X кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 42563-09	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L рег.№ 36643-07/ СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
12	яч.№23, ВЛ 110 кВ Левобережная- Восточная I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Восточная-1)	CTIG 110 кл.т. 0,2S КТТ=400/1 рег.№ 43485-09	VDGW2-110X кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 42563-09	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
13	яч.№15, ВЛ 110 кВ Левобережная- Восточная II цепь с отпайкой на ГПП-2 ВЦМ (ВЛ 110 кВ Восточная-2)	CTIG 110 кл.т. 0,2S КТТ=400/1 рег.№ 43485-09	VDGW2-110X кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 42563-09	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
14	яч.№16, ВЛ 110 кВ Левобережная- Водозабор-2 с отпайкой на ПС Р.Котельная (ВЛ 110 кВ ВДНСК)	CTIG 110 кл.т. 0,2S КТТ=400/1 рег.№ 43485-09	VDGW2-110X кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 42563-09	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	яч.№2, КВЛ 110 кВ ТоТЭЦ- Левобережная I цепь (КВЛ 110 кВ Ставрополь-1)	CTIG 110 кл.т. 0,2S КТТ=400/1 рег.№ 43485-09	VDGW2-110X кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 42563-09	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L рег.№ 36643-07/ СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
16	яч.№11, КВЛ 110 кВ ТоТЭЦ- Левобережная II цепь с отпайкой на ГПП-1 Изопрен (КВЛ 110 кВ Ставрополь-2)	CTIG 110 кл.т. 0,2S КТТ=400/1 рег.№ 43485-09	VDGW2-110X кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 42563-09	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
17	яч.№21, КВЛ 110 кВ ТоТЭЦ- Левобережная III цепь с отпайками (КВЛ 110 кВ Ставрополь-3)	CTIG 110 кл.т. 0,2S КТТ=400/1 рег.№ 43485-09	VDGW2-110X кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 42563-09	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
18	яч.№18, КВЛ 110 кВ ТоТЭЦ- Левобережная IV цепь с отпайками (КВЛ 110 кВ Ставрополь-4)	CTIG 110 кл.т. 0,2S КТТ=400/1 рег.№ 43485-09	VDGW2-110X кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 42563-09	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
19	яч.№9, ВЛ 110 кВ Левобережная- Комсомольская с отп. На ПС Жиг.море (ВЛ 110 кВ Комсомольская- 3)	CTIG 110 кл.т. 0,2S КТТ=400/1 рег.№ 43485-09	VDGW2-110X кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 42563-09	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L рег.№ 36643-07/ СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
20	яч.№5, ВЛ 110 кВ Левобережная- Жиг.море с отп. на ПС МИС (ВЛ 110 кВ Комсомольская- 4)	CTIG 110 кл.т. 0,2S КТТ=400/1 рег.№ 43485-09	VDGW2-110X кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 42563-09	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
21	яч. №3, ВЛ 110 кВ Левобережная- Синтезкаучук I цепь (СК-1)	CTIG 110 кл.т. 0,2S КТТ=400/1 рег.№ 43485-09	VDGW2-110X кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 42563-09	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
22	яч. №14, ВЛ 110 кВ Левобережная- Синтезкаучук II цепь (СК-2)	CTIG 110 кл.т. 0,2S КТТ=400/1 рег.№ 43485-09	VDGW2-110X кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 42563-09	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
23	ввод 0,4 кВ ТСН-3 0,4 кВ	ТШП-0,66 кл.т. 0,2 Ктт=400/5 рег.№ 47957-11	-	ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 22422-07	TK16L рег.№ 36643-07/ СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная

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 таблице 3 метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 3 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (активная энергия) ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (активная энергия) ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1 – 22 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,0	1,1	1,8	1,2	1,3	1,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,9	0,8	1,3	1,1	1,0	1,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,6	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
23 (ТТ 0,2; ТН -; Сч 0,5S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,0	1,3	2,2	1,6	1,9	2,6
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	0,8	1,1	1,4	1,5	1,8
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,6	0,7	0,9	1,4	1,5	1,7
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)		
1	2	3	4	5	6		
1 – 22 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,1	1,6	3,7	3,4		
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	1,4	3,6	3,3		
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,3	1,2	3,4	3,2		
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,3	1,2	3,4	3,2		
23 (ТТ 0,2; ТН -; Сч 1,0)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,2	1,9	3,8	3,6		
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,3	1,2	3,4	3,2		
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,2	1,1	3,3	3,2		
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с		± 5					

Продолжение таблицы 3

Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P=0,95$. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30°C.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005	от 99 до 101 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °C: - для ТТ, ТН - для счетчиков - для УСПД - для СТВ-01: для блока управления приемника и антенны	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от -45 до +40 от -10 до +40 от -20 до +60 от +10 до +30 от -30 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии ZMD: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ТК16L.31: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СТВ-01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35000 72 55000 24 10000 24 0,99 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
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 счетчика и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;

наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТВГ-220	12 шт.
Трансформатор тока	СТГГ 110	54 шт.
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3 шт.
Трансформатор напряжения	НДКМ-220 УХЛ1	12 шт.
Трансформатор напряжения	VDGW2-110X	54 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	ZMD	23 шт.
УСПД	TK16L.31	1 шт.
Комплексы измерительно-вычислительные СТВ-01	СТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.003.351.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Левобережная», аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Левобережная»

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, улица 1-я Магистральная, дом 17, строение 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

E-mail: eaudit@ackye.ru

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-96-99

Факс: +7 (495) 710-96-60

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

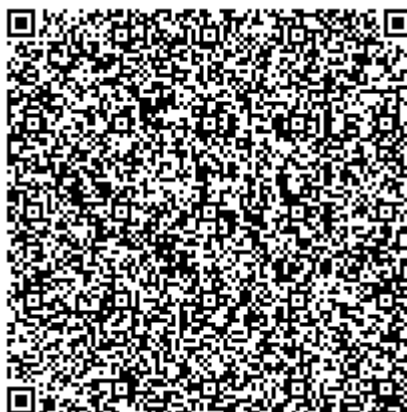
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц 30004-13



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1241

Регистрационный № 85621-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 500 кВ «Осиновка»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 500 кВ «Осиновка» (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 распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электроэнергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИБКЭ), включающий в себя 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 (ИБК). АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №) 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), 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 UTS (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные 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 мин) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (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 программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектом ОРЭМ.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС «Осиновка» ПАО «ФСК ЕЭС».

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. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит УССВ, которое синхронизировано с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Коррекция шкалы времени УСПД выполняется автоматически при достижении расхождения со шкалой времени ИВК равного или более 1 с. Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК осуществляется с интервалом не более 60 мин.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется 1 раз в 30 минут, коррекция шкалы времени счетчиков выполняется при достижении расхождения со шкалой времени УСПД равного или более 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп)» (СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, 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 СПО

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	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий», в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Состав ИК АИИС КУЭ					Вид электроэнергии
	Диспетчерское наименование точки учёта	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ОРУ 220 кВ, ОВ-220 кВ	IOSK 245 кл.т. 0,2S К _{ТТ} =2000/1 рег.№ 26510-09	НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} =220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 81882-21	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11	RTU-325T рег.№ 44626-10/ СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
2	ОРУ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Осиновка- Починковская-1 №1	IOSK 245 кл.т. 0,2S К _{ТТ} =1000/1 рег.№ 26510-09	НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} =220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 81882-21	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная реактивная
3	ОРУ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Осиновка- Починковская-1 №2	IOSK 245 кл.т. 0,2S К _{ТТ} =1000/1 рег.№ 26510-09	НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} =220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 81882-21	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ОРУ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Осиновка- Починковская-2	IOSK 245 кл.т. 0,2S Ктт=1000/1 рег.№ 26510-09	НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 Ктн=220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 81882-21	A1802RALXQ-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11	RTU-325T рег.№ 44626-10/ СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
5	ВЛ 10 кВ Осиновка- Ужовка (Резервное питание от Фид.10 кВ №1004)	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт=150/5 рег.№ 2473-69	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 рег.№ 831-69	A1802RALXQ-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная реактивная

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 таблице 3 метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 3 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (активная энергия) ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (активная энергия) ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1 – 4 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,1	1,3	2,1	1,3	1,5	2,2
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,8	1,0	1,7	1,0	1,2	1,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
5 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)		
1	2	3	4	5	6		
1 – 4 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,0	1,6	2,4	2,0		
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,6	1,1	2,1	1,7		
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,3	1,0	1,9	1,6		
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,3	1,0	1,9	1,6		
5 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,4	2,5	4,6	2,8		
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,5	2,8	2,0		
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,9	1,2	2,3	1,7		
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с		± 5					

Продолжение таблицы 3

Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P=0,95$. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30°C.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ТУ 4228-011-29056091-11	от 99 до 101 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °C: - для ТТ, ТН - для счетчиков - для УСПД - для СТВ-01: для блока управления приемника и антенны	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -45 до +45 от -40 до +65 от 0 до +50 от +10 до +30 от -30 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-325T: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СТВ-01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 55000 24 10000 24 0,99 1

Продолжение таблицы 4

Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
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 счетчика и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;

наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	IOSK 245	12 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	5 шт.
УСПД	RTU-325T	1 шт.
Комплексы измерительно-вычислительные СТВ-01	СТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.060.354.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 500 кВ «Осиновка», аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 500 кВ «Осиновка»

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр

«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, улица 1-я Магистральная, дом 17, строение 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

E-mail: eaudit@ackye.ru

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: 8 800 200-18-81

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

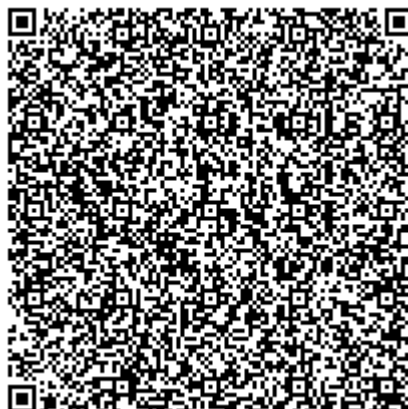
Телефон: +7 (495) 437-55-77

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1241

Регистрационный № 85622-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная массового расхода (массы) в составе комплекса по перегрузке сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей на причале №1

Назначение средства измерений

Система измерительная массового расхода (массы) в составе комплекса по перегрузке сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей на причале №1 (далее – СИК) предназначена для измерений массового расхода и массы жидкой фазы (далее – ЖФ) сжиженных углеводородных газов (далее – СУГ) и легковоспламеняющихся жидкостей (далее – ЛВЖ).

Описание средства измерений

Принцип действия СИК основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих от средств измерений массового расхода, давления, температуры.

СИК реализует прямой метод динамических измерений массового расхода и массы ЖФ СУГ и ЛВЖ.

Конструктивно СИК состоит из блока измерительных линий (далее – БИЛ), который состоит из одной основной (DN 150) и одной контрольно-резервной измерительной линии (далее – ИЛ) (DN 150).

На ИЛ установлены следующие средства измерений (далее – СИ):

- расходомеры массовые Promass (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 15201-11) с электронным преобразователем 83 и первичным преобразователем расхода Promass F;

- преобразователи давления измерительные Cerabar T/M/S (PMC, PMP), Deltabar M/S (PMD, FMD) (регистрационный номер 41560-09) модели PMP71;

- термопреобразователи сопротивления ТСП-1199, ТСМ-1199 (регистрационный номер 65889-16) модели ТСП-1199, исполнение 41;

- преобразователи измерительные серии iTEMP моделей TMT80, TMT82, TMT111 (регистрационный номер 50138-12) модели TMT82;

- термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR (регистрационный номер 26239-06) модели TR61.

В состав СОИ входит:

- комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (регистрационный номер 52866-13) исполнения ИнКС.425210.003 (далее – ИВК «АБАК+»);

- преобразователи измерительные ввода-вывода серий АСТ, MAS, MAZ, WAS, WAZ, WTS, WTZ (регистрационный номер 69025-17) модификации АСТ20М-CI-2CO-S.

Основные функции СИК:

- измерение в автоматическом режиме мгновенных значений массового расхода (массы) ЖФ СУГ и ЛВЖ по каждой ИЛ;
- измерение в автоматическом режиме, индикация и сигнализация предельных значений абсолютного давления и температуры ЖФ СУГ и ЛВЖ на каждой ИЛ;
- дистанционный контроль и автоматическое управление исполнительными механизмами;
- ручной ввод условно-постоянных параметров с клавиатуры;
- хранение и отображение на автоматизированном рабочем месте оператора измеренных и расчетных значений контролируемых параметров;
- обеспечение регистрации и хранения всех текущих значений аналоговых и дискретных переменных ввода/вывода в течение 12 месяцев;
- передача на верхний уровень результатов измерений;
- формирование, отображение и печать текущих отчетов, итоговых отчетов о количестве погруженного продукта (ЛВЖ или СУГ), протоколов поверки и контроля метрологических характеристик;
- защита системной информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Пломбирование СИК не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИК.

Заводской номер СИК наносится аэрографическим способом на табличку, расположенную на раме БИЛ.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИК обеспечивает реализацию функций СИК. ПО СИК реализовано на базе ПО ИВК «АБАК+».

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	4069091340
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода по одной ИЛ, т/ч	от 68 до 340
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода и массы ЖФ СУГ и ЛВЖ, %	$\pm 0,35$
Пределы допускаемой приведенной погрешности преобразования сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА, %	$\pm 0,075$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	ЖФ СУГ и ЛВЖ
Избыточное давление ЖФ СУГ и ЛВЖ, МПа	от 0,86 до 2,4
Температура ЖФ СУГ и ЛВЖ, °С	от -36 до +40
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды в месте установки СИ, входящих в состав БИЛ, °С – температура окружающей среды а месте установки СИ входящих в состав СОИ, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от -36 до +37 от +15 до +37 90 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа наносится
на титульный лист паспорта СИК типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность СИК

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная массового расхода (массы) в составе комплекса по перегрузке сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей на причале №1, заводской № 3163-21	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Государственная система обеспечения единства измерений. Масса жидкой фазы сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей. Методика измерений системой измерительной количества в составе комплекса по перегрузке сжиженных углеводородных газов (СУГ) на причале №1 ООО «ПОРТЭНЕРГО», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 2102/4-73-311459-2022.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Научно-инженерный центр «ИНКОМСИСТЕМ» (ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»)

ИНН 1660002574

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская, 17

Телефон: (843) 212-50-10, факс: (843) 212-50-20

Web-сайт: <http://incomsystem.ru>

E-mail: marketing@incomsystem.ru

<http://incomsystem.ru>

Правообладатель

Закрытое акционерное общество «Научно-инженерный центр «ИНКОМСИСТЕМ»
(ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»)

ИНН 1660002574

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская, 17

Телефон: (843) 212-50-10, факс: (843) 212-50-20

Web-сайт: <http://incomsystem.ru>

E-mail: marketing@incomsystem.ru

<http://incomsystem.ru>

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)

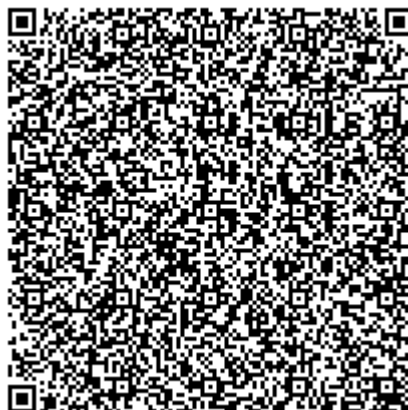
Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7

Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1241

Регистрационный № 85623-22

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи термоэлектрические TS

Назначение средства измерений

Преобразователи термоэлектрические TS (далее по тексту – термопреобразователи или ТП) предназначены для измерений температуры жидких, сыпучих или газообразных сред.

Описание средства измерений

Принцип действия термопреобразователей основан на термоэлектрическом эффекте – генерировании термоэлектродвижущей силы, возникающей из-за разности температур между двумя соединениями различных металлов или сплавов, образующих часть одной и той же цепи.

ТП состоят из измерительной вставки с одним, двумя или тремя чувствительными элементами, защитной оболочки и керамической клеммной платформы или клеммной соединительной головки (или без головки – с присоединительными выводами или разъемами). Термопреобразователи имеют разборные и неразборные конструктивные исполнения. В качестве чувствительных элементов применяются термопары с различными типами номинальных статических характеристик (НСХ) преобразования по ГОСТ Р 8.585-2001. Монтаж ТП возможен с использованием или без использования дополнительной защитной арматуры.

Термопреобразователи изготавливаются в различных модификациях, различающихся конструктивными признаками и метрологическими характеристиками. Условные обозначения модификаций в зависимости от конструктивных особенностей приведены в таблицах 1-2.

Термопреобразователи могут изготавливаться во взрывозащищенных исполнениях.

ТП модификаций TS-TC-VC, TS-TC-VSC, TS-CVO-TC-VC, TS-CVO-TC-VSC, TS-CE-TC-VC, TS-CE-TC-VSC, TS-NA-TC-VC, TS-EC-TC-VC, TS-EC-TC-VSC, TS-IC-TC-VC, TS-IC-TC-VSC устанавливаются внутри изделий, в составе которых они эксплуатируются, например, двигателей, генераторов, трансформаторов. После осуществления установки термопреобразователей данных модификаций на изделия, в составе которых они применяются, дальнейший демонтаж ТП невозможен в связи с их конструктивными особенностями и ограничением доступа к термопреобразователям.

Фотографии общего вида термопреобразователей приведены на рисунках 1-13. Заводской номер указывается на шильдике, прикрепленном к ТП. Конструкция термопреобразователей не предусматривает нанесение знака поверки на средство измерений.

Пломбирование ТП не предусмотрено.

Таблица 1

TS-			
Тип маркировки взрывозащиты	Ex d	TC	
Особенность конструкции	ТП в сборе со стержневой защитной гильзой		CTB
	ТП в сборе с фланцевой защитной гильзой		CTF
	ТП в сборе со свободной вставкой		CTL
	ТП в сборе с керамической защитной гильзой		CTS
	ТП в сборе с защитной гильзой		CTT
	Заполнение MgO, кабель с диаметром от 2 до 12,7 мм с минеральной изоляцией и удлинительный кабель		M01
	Заполнение MgO, кабель с диаметром от 2 до 4,5 мм с минеральной изоляцией и удлинительный кабель		M02
	Заполнение MgO, кабель с диаметром от 2 до 1,5 мм с минеральной изоляцией и удлинительный кабель		M03

Таблица 2

TS-				
Тип маркировки взрывозащиты	Стандартный зонд – без маркировки	-		
	Зонд с головкой – маркировка Ex ia	INS		
	Зонд с удлинительным кабелем – маркировка Ex ia	CVO		
	Зонд с разъемом – маркировка Ex ia	CNT		
	Зонд с головкой – маркировка Ex e	TE		
	Зонд с удлинительным кабелем - маркировка Ex e	CE		
	Зонд с головкой или удлинительным кабелем - маркировка Ex nA	NA		
	Зонд с головкой или удлинительным кабелем - маркировка Ex e	EC		
	Зонд с головкой или удлинительным кабелем - маркировка Ex e	IC		
			TC	
Особенность конструкции	Заполнение MgO		M	
	Способ изоляции проводов		F	
	ТП кабельного типа		T	
	Кабель (только для конфигурации N)		C	
	Опора из стекловолокна (только для конфигураций C, SC)		V	
	Тефлоновая оболочка (только для конфигурации C)		P	
Конфигурация	Соединительная головка/распределительная коробка		T	
	Удлинительный кабель		C	
	Экранированный удлинительный кабель (только для конструкции V)		SC	
	Разъем (только для конструкции C)		N	



Рисунок 1 - Общий вид термопреобразователей модификаций TS-TC-VC, TS-TC-VSC, TS-CE-TC-VC, TS-CE-TC-VSC, TS-CVO-TC-VC, TS-CVO-TC-VSC, TS-NA-TC-VC, TS-EC-TC-VC, TS-EC-TC-VSC, TS-IC-TC-VC, TS-IC-TC-VSC



Рисунок 2 – Общий вид термопреобразователей модификаций TS-TC-PC, TS-CE-TC-PC, TS-CVO-TC-PC, TS-NA-TC-PC, TS-EC-TC-PC, TS-IC-TC-PC



Рисунок 3 – Общий вид термопреобразователей модификаций TS-TC-MC, TS-CE-TC-MC, TS-CVO-TC-MC, TS-NA-TC-MC, TS-EC-TC-MC, TS-IC-TC-MC



Рисунок 4 – Общий вид термопреобразователей модификаций TS-TC-FC, TS-CE-TC-FC, TS-CVO-TC-FC, TS-NA-TC-FC, TS-EC-TC-FC, TS-IC-TC-FC



Рисунок 5 – Общий вид
термопреобразователей модификаций
TS-TC-MN, TS-CVO-TC-MN, TS-CNT-
TC-MN, TS-EC-TC-MN, TS-IC-TC-
MN, TS-NA-TC-MN



Рисунок 6 – Общий вид
термопреобразователей
модификаций TS-TC-M01,
TS-TC-M02



Рисунок 7 – Общий вид
термопреобразователей
модификации TS-TC-FT



Рисунок 8 – Общий вид
термопреобразователей модификации
TS-TC-CTF



Рисунок 9 – Общий вид
термопреобразователей
модификации TS-TC-MT



Рисунок 10 – Общий вид
термопреобразователей
модификации TS-TC-TT



Рисунок 11 – Общий вид
термопреобразователей модификаций
TS-TC-TC, TS-CE-TC-TC, TS-CVO-
TC-TC, TS-NA-TC-TC, TS-EC-TC-TC,
TS-IC-TC-TC



Рисунок 12 – Общий вид термопреобразователей модификаций TS-TC-FN, TS-CVO-TC-FN, TS-CNT-TC-FN, TS-EC-TC-FN, TS-IC-TC-FN, TS-NA-TC-FN



Рисунок 13 – Общий вид термопреобразователей модификаций TS-TC-CN, TS-EC-TC-CN, TS-IC-TC-CN

Программное обеспечение отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 - Метрологические характеристики ТП моделей TS-TC-M01, TS-TC-M02, TS-TC-M03

Наименование характеристики	Значение характеристики
Условное обозначение номинальной статической характеристики преобразования (НСХ) по ГОСТ Р 8.585-2001/ МЭК 60584	К, J, N, T, E
Диапазон измерений температуры, °С	от -55 до +1200
Класс допуска по ГОСТ Р 8.585-2001/ МЭК 60584	1, 2, 3
Пределы допускаемых отклонений ТЭДС ТП от НСХ, °С	по ГОСТ Р 8.585-2001
Примечание: допускается изготовление ТП, имеющих промежуточные диапазоны измерений температуры, лежащие внутри пределов измерений, указанных в таблице.	

Таблица 4 – Метрологические характеристики ТП модификаций TS-TC-CTB, TS-TC-CTF, TS-TC-CTT, TS-TC-CTS, TS-TC-CTL

Наименование характеристики	Значение характеристики
Условное обозначение номинальной статической характеристики преобразования (НСХ) по ГОСТ Р 8.585-2001/ МЭК 60584	К, J, N, T, E, S, R, B
Диапазон измерений температуры, °C	от -50 до +1200
Класс допуска по ГОСТ Р 8.585-2001/ МЭК 60584	1, 2, 3
Пределы допускаемых отклонений ТЭДС ТП от НСХ, °C	по ГОСТ Р 8.585-2001
Примечание: допускается изготовление ТП, имеющих промежуточные диапазоны измерений температуры, лежащие внутри пределов измерений, указанных в таблице.	

Таблица 5 – Метрологические характеристики ТП модификаций TS-CE-TC-VC, TS-CE-TC-VSC, TS-CE-TC-PC, TS-CE-TC-MC, TS-CE-TC-FC, TS-CE-TC-TC, TS-TE-TC-MT, TS-TE-TC-FT, TS-TE-TC-TT

Наименование характеристики	Модификации		
	TS-CE-TC-VC TS-CE-TC-VSC	TS-CE-TC-PC	TS-CE-TC-MC TS-CE-TC-FC TS-CE-TC-TC TS-TE-TC-MT TS-TE-TC-FT TS-TE-TC-TT
Условное обозначение номинальной статической характеристики преобразования (НСХ) по ГОСТ Р 8.585-2001/ МЭК 60584	К, J, N, T, E, S, R, B		
Диапазон измерений температуры, °С	от -60 до +180	от -55 до +250	от -55 до +1200
Класс допуска по ГОСТ Р 8.585-2001/ МЭК 60584	1, 2, 3		
Пределы допускаемых отклонений ТЭДС ТП от НСХ, °С	по ГОСТ Р 8.585-2001		
Примечание: допускается изготовление ТП, имеющих промежуточные диапазоны измерений температуры, лежащие внутри пределов измерений, указанных в таблице.			

Таблица 6 – Метрологические характеристики ТП модификаций TS-CVO-TC-VC, TS-CVO-TC-VSC, TS-CVO-TC-FC, TS-CVO-TC-TC

Наименование характеристики	Модификации	
	TS-CVO-TC-VC TS-CVO-TC-VSC	TS-CVO-TC-FC TS-CVO-TC-TC
Условное обозначение номинальной статической характеристики преобразования (НСХ) по ГОСТ Р 8.585-2001/ МЭК 60584	К, J, N, T, E, S, R, B	
Диапазон измерений температуры, °С	от -60 до +180	от -60 до +1200
Класс допуска по ГОСТ Р 8.585-2001/ МЭК 60584	1, 2, 3	
Пределы допускаемых отклонений ТЭДС ТП от НСХ, °С	по ГОСТ Р 8.585-2001	
Примечание: допускается изготовление ТП, имеющих промежуточные диапазоны измерений температуры, лежащие внутри пределов измерений, указанных в таблице.		

Таблица 7 – Метрологические характеристики ТП модификаций TS-CVO-TC-MC, TS-CVO-TC-MN, TS-CVO-TC-FN, TS-CVO-TC-PC, TS-CNT-TC-MN, TS-CNT-TC-FN, TS-INS-TC-MT

Наименование характеристики	Модификации		
	TS-CVO-TC-MC TS-CVO-TC-MN TS-CVO-TC-FN	TS-CVO-TC-PC	TS-CNT-TC-MN TS-CNT-TC-FN TS-INS-TC-MT
Условное обозначение номинальной статической характеристики преобразования (НСХ) по ГОСТ Р 8.585-2001/ МЭК 60584	К, J, N, T, E, S, R, B		
Диапазон измерений температуры, °С	от -55 до +1200	от -55 до +250	от -55 до +1200
Класс допуска по ГОСТ Р 8.585-2001/ МЭК 60584	1, 2, 3		
Пределы допускаемых отклонений ТЭДС ТП от НСХ, °С	по ГОСТ Р 8.585-2001		

Наименование характеристики	Модификации		
	TS-CVO-TC-MC TS-CVO-TC-MN TS-CVO-TC-FN	TS-CVO-TC-PC	TS-CNT-TC-MN TS-CNT-TC-FN TS-INS-TC-MT
Примечание: допускается изготовление ТП, имеющих промежуточные диапазоны измерений температуры, лежащие внутри пределов измерений, указанных в таблице.			

Таблица 8 – Метрологические характеристики ТП модификаций TS-INS-TC-FT, TS-INS-TC-TT, TS-NA-TC-MC, TS-NA-TC-FC, TS-NA-TC-TC, TS-NA-TC-MT, TS-NA-TC-FT, TS-NA-TC-MN, TS-NA-TC-FN

Наименование характеристики	Модификации	
	TS-INS-TC-FT TS-INS-TC-TT	TS-NA-TC-MC, TS-NA-TC-FC TS-NA-TC-TC, TS-NA-TC-MT TS-NA-TC-FT, TS-NA-TC-MN TS-NA-TC-FN
Условное обозначение номинальной статической характеристики преобразования (НСХ) по ГОСТ Р 8.585-2001/ МЭК 60584	К, J, N, T, E, S, R, B	
Диапазон измерений температуры, °С	от -60 до +1200	от -55 до +1200
Класс допуска по ГОСТ Р 8.585-2001/ МЭК 60584	1, 2, 3	
Пределы допускаемых отклонений ТЭДС ТП от НСХ, °С	по ГОСТ Р 8.585-2001	
Примечание: допускается изготовление ТП, имеющих промежуточные диапазоны измерений температуры, лежащие внутри пределов измерений, указанных в таблице.		

Таблица 9 – Метрологические характеристики ТП модификаций TS-NA-TC-VC, TS-NA-TC-PC, TS-EC-TC-MC, TS-EC-TC-FC, TS-EC-TC-TC, TS-IC-TC-MC, TS-IC-TC-FC, TS-IC-TC-TC, TS-EC-TC-MT, TS-EC-TC-FT, TS-EC-TC-TT, TS-IC-TC-MT, TS-IC-TC-FT, TS-IC-TC-TT

Наименование характеристики	Модификации		
	TS-NA-TC-VC	TS-NA-TC-PC	TS-EC-TC-MC, TS-EC-TC-FC TS-EC-TC-TC, TS-IC-TC-MC TS-IC-TC-FC, TS-IC-TC-TC TS-EC-TC-MT, TS-EC-TC-FT TS-EC-TC-TT, TS-IC-TC-MT TS-IC-TC-FT, TS-IC-TC-TT
Условное обозначение номинальной статической характеристики преобразования (НСХ) по ГОСТ Р 8.585-2001/ МЭК 60584	К, J, N, T, E, S, R, B		
Диапазон измерений температуры, °С	от -55 до +160	от -55 до +250	от -60 до +1200
Класс допуска по ГОСТ Р 8.585-2001/ МЭК 60584	1, 2, 3		
Пределы допускаемых отклонений ТЭДС ТП от НСХ, °С	по ГОСТ Р 8.585-2001		
Примечание: допускается изготовление ТП, имеющих промежуточные диапазоны измерений температуры, лежащие внутри пределов измерений, указанных в таблице.			

Таблица 10 – Метрологические характеристики ТП модификаций TS-EC-TC-MN, TS-EC-TC-FN, TS-EC-TC-CN, TS-IC-TC-MN, TS-IC-TC-FN, TS-IC-TC-CN, TS-EC-TC-VC, TS-EC-TC-VSC, TS-IC-TC-VC, TS-IC-TC-VSC, TS-EC-TC-PC, TS-IC-TC-PC, TS-TC-MC, TS-TC-FC, TS-TC-TC

Наименование характеристики	Модификации			
	TS-EC-TC-MN	TS-EC-TC-VC	TS-EC-TC-PC	TS-TC-MC
	TS-EC-TC-FN	TS-EC-TC-VSC	TS-IC-TC-PC	TS-TC-FC
	TS-EC-TC-CN	TS-IC-TC-VC		TS-TC-TC
	TS-IC-TC-MN	TS-IC-TC-VSC		
	TS-IC-TC-FN			
TS-IC-TC-CN				
Условное обозначение номинальной статической характеристики преобразования (НСХ) по ГОСТ Р 8.585-2001/ МЭК 60584	К, J, N, T, E, S, R, B			
Диапазон измерений температуры, °С	от -60 до +1200	от -60 до +180	от -60 до +250	от -60 до +1200
Класс допуска по ГОСТ Р 8.585-2001/ МЭК 60584	1, 2, 3			
Пределы допускаемых отклонений ТЭДС ТП от НСХ, °С	по ГОСТ Р 8.585-2001			
Примечание: допускается изготовление ТП, имеющих промежуточные диапазоны измерений температуры, лежащие внутри пределов измерений, указанных в таблице.				

Таблица 11 – Метрологические характеристики ТП модификаций TS-TC-MT, TS-TC-FT, TS-TC-TT, TS-TC-MN, TS-TC-FN, TS-TC-CN, TS-TC-VC, TS-TC-VSC, TS-TC-PC

Наименование характеристики	Модификации		
	TS-TC-MT, TS-TC-FT TS-TC-TT, TS-TC-MN TS-TC-FN, TS-TC-CN	TS-TC-VC TS-TC-VSC	TS-TC-PC
Условное обозначение номинальной статической характеристики преобразования (НСХ) по ГОСТ Р 8.585-2001/ МЭК 60584	К, J, N, T, E, S, R, B		
Диапазон измерений температуры, °С	от -60 до +1200	от -60 до +180	от -60 до +250
Класс допуска по ГОСТ Р 8.585-2001/ МЭК 60584	1, 2, 3		
Пределы допускаемых отклонений ТЭДС ТП от НСХ, °С	по ГОСТ Р 8.585-2001		
Примечание: допускается изготовление ТП, имеющих промежуточные диапазоны измерений температуры, лежащие внутри пределов измерений, указанных в таблице.			

Таблица 12 – Основные технические характеристики ТП модификаций TS-TC-M01, TS-TC-M02, TS-TC-M03

Наименование характеристики	Модификации		
	TS-TC-M01	TS-TC-M02	TS-TC-M03
Диаметр термоэлектродной проволоки, мм	от 2,0 до 12,7	от 2,0 до 6,0	от 1,0 до 1,5
Диаметр монтажной части, мм	от 2,0 до 12,7	от 2,0 до 6,0	от 1,0 до 1,5
Длина монтажной части, мм	от 50 до 5000*	от 50 до 5000*	от 50 до 5000*
Время термической реакции в воде $t_{0,63}$, не более, с	от 8 до 30	от 8 до 15	3
Масса, кг, не более	от 0,2 до 10		
Материал защитной арматуры	нержавеющая сталь, инконель, хастеллой		
Рабочие условия эксплуатации - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность, %, не более	от -55 до +80 95		
Средний срок службы, лет, не менее	10		
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	60 000		
Примечание: * - допускается изготовление ТП с длиной монтажной части больше указанной по дополнительному заказу.			

Таблица 13 – Основные технические характеристики ТП модификаций TS-TC-CTB, TS-TC-CTF, TS-TC-CTT, TS-TC-CTS, TS-TC-CTL

Наименование характеристики	Модификации			
	TS-TC-CTB TS-TC-CTF	TS-TC-CTT	TS-TC-CTS	TS-TC-CTL
Диаметр термоэлектродной проволоки, мм	от 2,0 до 12,7	от 2,0 до 12,7	от 0,5 до 3,0	от 2,0 до 12,7
Диаметр монтажной части, мм	от 5,0 до 33,4	от 5,0 до 33,4	от 5,0 до 33,4	-
Длина монтажной части, мм	от 50,0 до 3000*	от 50,0 до 3000*	от 50,0 до 3000*	от 100,0 до 30000*
Время термической реакции в воде t _{0,63} , не более, с	от 8 до 40	от 8 до 40	от 8 до 40	от 8 до 30
Масса, кг, не более	от 0,5 до 15			
Материал защитной арматуры	нержавеющая сталь, инконель, хастеллой, керамика			
Рабочие условия эксплуатации - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность, %, не более	от -50 до +80 95			
Средний срок службы, лет, не менее	10			
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	60 000			
Примечание: * - допускается изготовление ТП с длиной монтажной части больше указанной по дополнительному заказу.				

Таблица 14 – Основные технические характеристики ТП модификаций TS-CE-TC-VC, TS-CE-TC-VSC, TS-CE-TC-PC, TS-CE-TC-MC, TS-CE-TC-FC, TS-CE-TC-TC, TS-TE-TC-MT, TS-TE-TC-FT, TS-TE-TC-TT

Наименование характеристики	Модификации			
	TS-CE-TC-VC TS-CE-TC-VSC	TS-CE-TC-PC	TS-CE-TC-MC TS-CE-TC-FC TS-CE-TC-TC	TS-TE-TC-MT TS-TE-TC-FT TS-TE-TC-TT
Диаметр термоэлектродной проволоки, мм	от 0,5 до 1,5	от 0,5 до 1,5	от 0,5 до 12,7	от 0,5 до 12,7
Диаметр монтажной части, мм	от 60 до 100	от 30 до 60	от 30 до 33,4	от 30 до 33,4
Длина монтажной части, мм	от 50 до 10000*	от 20 до 100*	от 50 до 10000*	от 50 до 5000*
Время термической реакции в воде t _{0,63} , не более, с	от 8 до 20	4	от 2 до 40	от 2 до 40
Масса, кг, не более	от 0,2 до 10	от 0,2 до 1	от 0,2 до 10	от 0,2 до 15
Материал защитной арматуры	стекловолокно	тефлон	инконель, хастеллой	
Рабочие условия эксплуатации - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность, %, не более	от -60 до +80 95	от -55 до +80 95		
Назначенный срок службы, лет (для ТП модификаций TS-CE-TC-VC, TS-CE-TC-VSC)	15			
Средний срок службы, лет, не менее (для остальных модификаций)	10			
Средняя наработка до отказа, ч, не менее - для ТП модификаций TS-CE-TC-VC, TS-CE-TC-VSC - для остальных модификаций	200 000 60 000			
Примечание: * - допускается изготовление ТП с длиной монтажной части больше указанной по дополнительному заказу.				

Таблица 15 – Основные технические характеристики ТП модификаций TS-CVO-TC-VC, TS-CVO-TC-VSC, TS-CVO-TC-FC, TS-CVO-TC-TC

Наименование характеристики	Модификации	
	TS-CVO-TC-VC TS-CVO-TC-VSC	TS-CVO-TC-FC TS-CVO-TC-TC
Диаметр термоэлектродной проволоки, мм	от 0,5 до 1,5	от 0,5 до 12,7
Диаметр монтажной части, мм	от 60 до 100	от 30 до 33,4
Длина монтажной части, мм	от 50 до 10000*	от 50 до 10000*
Время термической реакции в воде t _{0,63} , не более, с	от 8 до 20	от 2 до 40
Масса, кг, не более	от 0,2 до 10	
Материал защитной арматуры	стекловолокно	инконель, хастеллой
Рабочие условия эксплуатации - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность, %, не более	от -60 до +80 95	
Назначенный срок службы, лет (для ТП модификаций TS-CVO-TC-VC, TS-CVO-TC-VSC)	15	
Средний срок службы, лет, не менее (для остальных модификаций)	10	
Средняя наработка до отказа, ч, не менее - для ТП модификаций TS-CVO-TC-VC, TS-CVO-TC-VSC - для остальных модификаций	200 000 60 000	
Примечание: * - допускается изготовление ТП с длиной монтажной части больше указанной по дополнительному заказу.		

Таблица 16 – Основные технические характеристики ТП модификаций TS-CVO-TC-MC, TS-CVO-TC-MN, TS-CVO-TC-FN, TS-CVO-TC-PC, TS-CNT-TC-MN, TS-CNT-TC-FN, TS-INS-TC-MT

Наименование характеристики	Модификации			
	TS-CVO-TC-MC TS-CVO-TC-MN TS-CVO-TC-FN	TS-CVO-TC-PC	TS-CNT-TC-MN TS-CNT-TC-FN	TS-INS-TC-MT
Диаметр термоэлектродной проволоки, мм	от 0,5 до 12,7	от 0,5 до 1,5	от 0,5 до 12,7	от 0,5 до 12,7
Диаметр монтажной части, мм	от 30 до 33,4	от 30 до 60	от 30 до 33,4	от 30 до 33,4
Длина монтажной части, мм	от 50 до 10000*	от 20 до 100*	от 50 до 10000*	от 50 до 5000*
Время термической реакции в воде t _{0,63} , не более, с	от 2 до 30	4	от 2 до 40	от 2 до 40
Масса, кг, не более	от 0,2 до 10	от 0,2 до 1	от 0,2 до 10	от 0,2 до 15
Материал защитной арматуры	инконель, хастеллой	тефлон	инконель, хастеллой	
Рабочие условия эксплуатации - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность, %, не более	от -55 до +80 95			
Средний срок службы, лет, не менее	10			
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	60 000			
Примечание: * - допускается изготовление ТП с длиной монтажной части больше указанной по дополнительному заказу.				

Таблица 17 – Основные технические характеристики ТП модификаций TS-INS-TC-FT, TS-INS-TC-TT, TS-NA-TC-MC, TS-NA-TC-FC, TS-NA-TC-TC, TS-NA-TC-MT, TS-NA-TC-FT, TS-NA-TC-MN, TS-NA-TC-FN

Наименование характеристики	Модификации			
	TS-INS-TC-FT TS-INS-TC-TT	TS-NA-TC-MC TS-NA-TC-FC TS-NA-TC-TC	TS-NA-TC-MT TS-NA-TC-FT	TS-NA-TC-MN TS-NA-TC-FN
Диаметр термоэлектродной проволоки, мм	от 0,5 до 12,7	от 0,5 до 12,7	от 0,5 до 12,7	от 0,5 до 12,7
Диаметр монтажной части, мм	от 30 до 33,4	от 30 до 33,4	от 30 до 33,4	от 30 до 33,4
Длина монтажной части, мм	от 50 до 10000*	от 50 до 10000*	от 50 до 5000*	от 50 до 10000*
Время термической реакции в воде t _{0,63} , не более, с	от 2 до 40	от 2 до 40	от 2 до 40	от 2 до 40
Масса, кг, не более	от 0,2 до 15	от 0,2 до 10	от 0,2 до 15	от 0,2 до 10
Материал защитной арматуры	инконель, хастеллой			
Рабочие условия эксплуатации - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность, %, не более	от -60 до +80 95	от -55 до +80 95		
Средний срок службы, лет, не менее	10			
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	60 000			
Примечание: * - допускается изготовление ТП с длиной монтажной части больше указанной по дополнительному заказу.				

Таблица 18 – Основные технические характеристики ТП модификаций TS-NA-TC-VC, TS-NA-TC-PC, TS-EC-TC-MC, TS-EC-TC-FC, TS-EC-TC-TC, TS-IC-TC-MC, TS-IC-TC-FC, TS-IC-TC-TC, TS-EC-TC-MT, TS-EC-TC-FT, TS-EC-TC-TT, TS-IC-TC-MT, TS-IC-TC-FT, TS-IC-TC-TT

Наименование характеристики	Модификации			
	TS-NA-TC-VC	TS-NA-TC-PC	TS-EC-TC-MC TS-EC-TC-FC TS-EC-TC-TC TS-IC-TC-MC TS-IC-TC-FC TS-IC-TC-TC	TS-EC-TC-MT TS-EC-TC-FT TS-EC-TC-TT TS-IC-TC-MT TS-IC-TC-FT TS-IC-TC-TT
Диаметр термоэлектродной проволоки, мм	от 0,5 до 1,5	от 0,5 до 1,5	от 0,5 до 12,7	от 0,5 до 12,7
Диаметр монтажной части, мм	от 60 до 100	от 30 до 60	от 30 до 33,4	от 30 до 33,4
Длина монтажной части, мм	от 50 до 10000*	от 20 до 100*	от 50 до 10000*	от 50 до 5000*
Время термической реакции в воде t _{0,63} , не более, с	от 8 до 20	4	от 2 до 40	от 2 до 40
Масса, кг, не более	от 0,2 до 10	от 0,2 до 1	от 0,2 до 10	от 0,2 до 15
Материал защитной арматуры	стекловолокно	тефлон	инконель, хастеллой	
Рабочие условия эксплуатации - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность, %, не более	от -55 до +80 95		от -60 до +80 95	
Назначенный срок службы, лет (для ТП модификации TS-NA-TC-VC)	15			
Средний срок службы, лет, не менее (для остальных модификаций)	10			
Средняя наработка до отказа, ч, не менее - для ТП модификации TS-NA-TC-VC - для остальных модификаций	200 000 60 000			
Примечание: * - допускается изготовление ТП с длиной монтажной части больше указанной по дополнительному заказу.				

Таблица 19 – Основные технические характеристики ТП модификаций TS-EC-TC-MN, TS-EC-TC-FN, TS-EC-TC-CN, TS-IC-TC-MN, TS-IC-TC-FN, TS-IC-TC-CN, TS-EC-TC-VC, TS-EC-TC-VSC, TS-IC-TC-VC, TS-IC-TC-VSC, TS-EC-TC-PC, TS-IC-TC-PC, TS-TC-MC, TS-TC-FC, TS-TC-TC

Наименование характеристики	Модификации			
	TS-EC-TC-MN TS-EC-TC-FN TS-EC-TC-CN TS-IC-TC-MN TS-IC-TC-FN TS-IC-TC-CN	TS-EC-TC-VC TS-EC-TC-VSC TS-IC-TC-VC TS-IC-TC-VSC	TS-EC-TC-PC TS-IC-TC-PC	TS-TC-MC TS-TC-FC TS-TC-TC
Диаметр термоэлектродной проволоки, мм	от 0,5 до 12,7	от 0,5 до 1,5	от 0,5 до 1,5	от 0,5 до 12,7
Диаметр монтажной части, мм	от 30 до 33,4	от 60 до 100	от 30 до 60	от 30 до 33,4
Длина монтажной части, мм	от 50 до 10000*	от 50 до 10000*	от 20 до 100*	от 50 до 10000*
Время термической реакции в воде $t_{0,63}$, не более, с	от 2 до 40	от 8 до 20	4	от 2 до 40
Масса, кг, не более	от 0,2 до 10		от 0,2 до 1	от 0,2 до 10
Материал защитной арматуры	инконель, хастеллой	стекловолокно	тефлон	инконель, хастеллой
Рабочие условия эксплуатации - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность, %, не более	от -60 до +80 95			
Назначенный срок службы, лет (для ТП модификаций TS-EC-TC-VC, TS-EC-TC-VSC, TS-IC-TC-VC, TS-IC-TC-VSC)	15			
Средний срок службы, лет, не менее (для остальных модификаций)	10			
Средняя наработка до отказа, ч, не менее - для ТП модификаций TS-EC-TC-VC, TS-EC-TC-VSC, TS-IC-TC-VC, TS-IC-TC-VSC - для остальных модификаций	200 000 60 000			
Примечание: * - допускается изготовление ТП с длиной монтажной части больше указанной по дополнительному заказу.				

Таблица 20 – Основные технические характеристики ТП модификаций TS-TC-MT, TS-TC-FT, TS-TC-TT, TS-TC-MN, TS-TC-FN, TS-TC-CN, TS-TC-VC, TS-TC-VSC, TS-TC-PC

Наименование характеристики	Модификации			
	TS-TC-MT TS-TC-FT TS-TC-TT	TS-TC-MN TS-TC-FN TS-TC-CN	TS-TC-VC TS-TC-VSC	TS-TC-PC
Диаметр термоэлектродной проволоки, мм	от 0,5 до 12,7	от 0,5 до 12,7	от 0,5 до 1,5	от 0,5 до 1,5
Диаметр монтажной части, мм	от 30 до 33,4	от 30 до 33,4	от 60 до 100	от 30 до 60
Длина монтажной части, мм	от 50 до 5000*	от 50 до 10000*	от 50 до 10000*	от 20 до 100*
Время термической реакции в воде t _{0,63} , не более, с	от 2 до 40	от 2 до 40	от 8 до 20	4
Масса, кг, не более	от 0,2 до 15	от 0,2 до 10		от 0,2 до 1
Материал защитной арматуры	инконель, хастеллой		стекловолокно	тефлон
Рабочие условия эксплуатации - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность, %, не более	от -60 до +80 95			
Назначенный срок службы, лет (для ТП модификаций TS-TC-VC, TS-TC-VSC)	15			
Средний срок службы, лет, не менее (для остальных модификаций)	10			
Средняя наработка до отказа, ч, не менее - для ТП модификаций TS-TC-VC, TS-TC-VSC - для остальных модификаций	200 000 60 000			
Примечание: * - допускается изготовление ТП с длиной монтажной части больше указанной по дополнительному заказу.				

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Паспорта типографским способом или методом штемпелевания.

Комплектность средства измерений

Таблица 21 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь термоэлектрический	TS (обозначение исполнения - в соответствии с заказом)	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Поверка» Паспорта.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям термоэлектрическим TS

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

ГОСТ 6616-94 Преобразователи термоэлектрические. Общие технические условия.

ГОСТ Р 8.585-2001 ГСИ. Термопары. Номинальные статические характеристики преобразования.

Международный стандарт МЭК 60584-1 (2013) Термопары. Часть 1. Спецификации и допуски для электродвижущей силы (ЕМФ).

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

Стандарт предприятия фирмы-изготовителя «Termics S.r.l.», Италия.

Изготовитель

Termics S.r.l., Италия

Адрес: Via S. Predengo, 27/29 26022, Castelveverde (CR), Italy

Телефон: +39 0372 471488

Факс: +39 0372 471498

Web-сайт: <https://www.termics.info>

E-mail: termics@tecnosite.it

Правообладатель

Termics S.r.l., Италия

Адрес: Via S. Predengo, 27/29 26022, Castelveverde (CR), Italy

Телефон: +39 0372 471488

Факс: +39 0372 471498

Web-сайт: <https://www.termics.info>

E-mail: termics@tecnosite.it

Испытательный центр

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

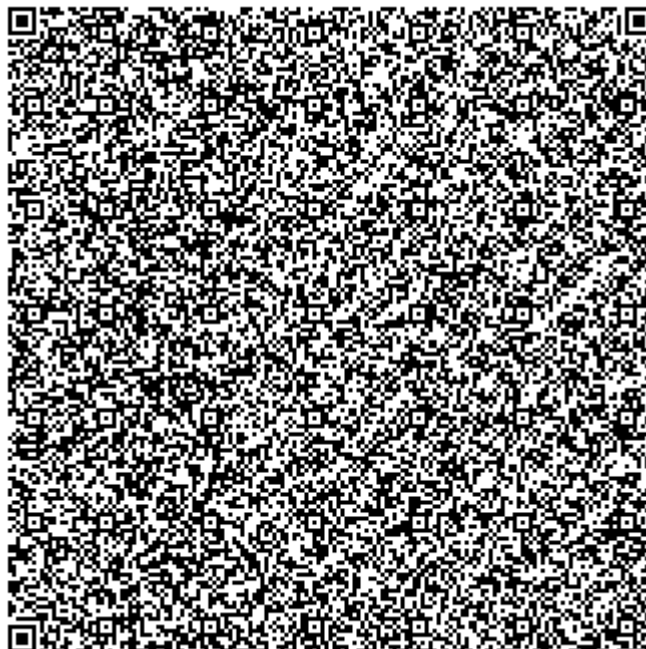
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / (495) 437-56-66;

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи ФГБУ «ВНИИМС» об аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа в реестре аккредитованных лиц 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1241

Регистрационный № 85624-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГСН-100

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГСН-100 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью и нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего объему согласно градуировочным таблицам резервуаров.

Резервуары представляют собой стальные горизонтальные конструкции цилиндрической формы с коническими днищами наземного исполнения.

Резервуары имеют наружную теплоизоляцию днищ и стенок.

Резервуары оборудованы дыхательным клапаном, люком замерным для эксплуатации и приемо-раздаточными патрубками для приема и отпуска нефти и нефтепродукта.

Резервуары оснащены боковой металлической лестницей, по периметру которой установлено ограждение, и подключены к общему контуру заземления и молниезащиты.

Фундамент резервуаров соответствует требованиям ГОСТ 17032-2010 «Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Технические условия».

Заводской номер наносится на маркировочную табличку в виде цифрового обозначения аэрографическим способом.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельства о поверке и градуировочные таблицы.

Резервуары зав.№№ 359/1, 359/2, 359/3, 359/4, 359/5, 359/6, 359/7 расположены по адресу: Пуровский р-н, ЯНАО Тюменской области, Ен-Яхинское НГКМ, в 120 км к северу от г. Новый-Уренгой.

Общий вид резервуаров представлен на рисунках 1-4.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РГСН-100



Рисунок 2 – Место нанесения заводских номеров резервуаров РГСН-100



Рисунок 3 – Фото горловины резервуаров РГСН-100



Рисунок 4 – Фото замерного люка резервуаров РГСН-100

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип резервуаров	РГСН-100
Номинальная вместимость, м ³	100
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуаров (объемный метод), %	±0,25
Средний срок службы, лет, не менее	20
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -55 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические	РГСН-100	7 шт.
Паспорта на резервуары	-	7 экз.
Градуировочные таблицы	-	7 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам горизонтальным стальным цилиндрическим РГСН-100

Государственная поверочная схема для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости. Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. №256.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Производственно-коммерческая фирма «КУБ-сервис» (ООО «ПКФ «КУБ-сервис»)

ИНН: 6671406828

Адрес: 620102, Свердловская область, г. Екатеринбург, ул. Шаумяна, д. 83, офис 306

Телефон: +7(343) 372-02-73

E-mail: 458245@mail.ru

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Производственно-коммерческая фирма «КУБ-сервис» (ООО «ПКФ «КУБ-сервис»)

ИНН: 6671406828

Адрес: 620102, Свердловская область, г. Екатеринбург, ул. Шаумяна, д. 83, офис 306

Телефон: +7(343) 372-02-73

E-mail: 458245@mail.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог» (ООО фирма «Метролог»)

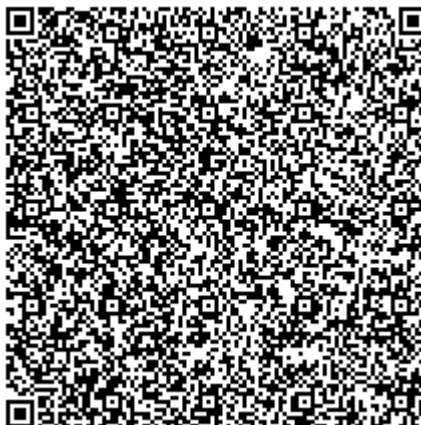
Юридический адрес: 420029, РТ, г. Казань, ул. 8 Марта, д.13, офис 33

Адрес местонахождения: 420043, РТ, г.Казань, ул. Вишневского, д. 26а, кабинет №19

Телефон: +7(843) 513-30-75

E-mail: metrolog-kazan@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц RA.RU.312275



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1241

Регистрационный № 85625-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-500

Назначение средства измерений

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-500 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью и нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего объему согласно градуировочным таблицам резервуаров.

Резервуары представляют собой стальные вертикальные конструкции цилиндрической формы со стационарной крышей без понтона.

Тип резервуаров – вертикальные стальные цилиндрические. Резервуары оборудованы боковой лестницей, замерным люком, люками-лазами и приемо-раздаточными устройствами для обслуживания во время эксплуатации. Резервуары оснащены молниезащитой, защитой от статического электричества и системой тушения пожара.

Тип размещения – наземный. Фундаменты резервуаров соответствуют требованиям ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия».

Заводской номер наносится на стенки резервуаров в виде буквенно-цифрового обозначения аэрографическим способом.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельства о поверке и градуировочные таблицы.

Резервуары зав.№№ E10, E11, E12, E13, E23 расположены на территории нефтебазы ООО «Татнефть-АЗС-Запад» по адресу: Владимирская область, Гороховецкий район, пос. Чулково, ул. Советская, д. 31А.

Общий вид резервуаров представлен на рисунках 1-6.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-500 зав.№ E10



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РВС-500 зав.№ E11



Рисунок 3 – Общий вид резервуара РВС-500 зав.№ E12



Рисунок 4 – Общий вид резервуара РВС-500 зав.№ E13



Рисунок 5 – Общий вид резервуара РВС-500 зав.№ E23



Рисунок 6 – Фото замерного люка резервуаров РВС-500

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип резервуаров	РВС-500
Номинальная вместимость, м ³	500
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуаров (геометрический метод), %	±0,20
Средний срок службы, лет, не менее	50
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуары вертикальные стальные цилиндрические	РВС-500	5 шт.
Паспорта на резервуары	-	5 экз.
Градуировочные таблицы	-	5 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам вертикальным стальным цилиндрическим РВС-500

Государственная поверочная схема для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости. Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. №256.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Энергостроймонтаж» (ЗАО «ЭСМ»)

ИНН: 7415044199

Адрес: 600022, Владимирская область, г. Владимир, проспект Ленина, д. 66а

Правообладатель

Закрытое акционерное общество «Энергостроймонтаж» (ЗАО «ЭСМ»)

ИНН: 7415044199

Адрес: 600022, Владимирская область, г. Владимир, проспект Ленина, д. 66а

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог» (ООО фирма «Метролог»)

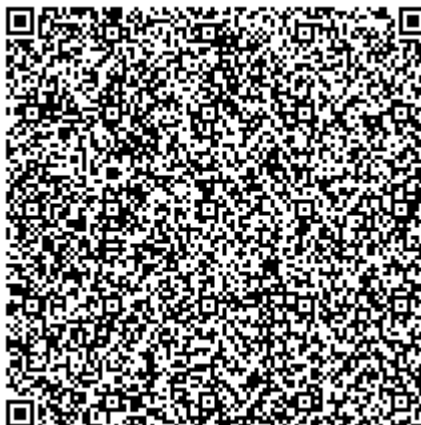
Юридический адрес: 420029, РТ, г. Казань, ул. 8 Марта, д.13, офис 33

Адрес местонахождения: 420043, РТ, г.Казань, ул. Вишневского, д. 26а, кабинет №19

Телефон: +7(843) 513-30-75

E-mail: metrolog-kazan@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц RA.RU.312275



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1241

Регистрационный № 85626-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-1000

Назначение средства измерений

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-1000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью и нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего объему согласно градуировочным таблицам резервуаров.

Резервуары представляют собой стальные вертикальные конструкции цилиндрической формы со стационарной крышей без понтона.

Тип резервуаров – вертикальные стальные цилиндрические. Резервуары оборудованы боковой лестницей, замерным люком, люками-лазами и приемо-раздаточными устройствами для обслуживания во время эксплуатации. Резервуары оснащены молниезащитой, защитой от статического электричества и системой тушения пожара.

Тип размещения – наземный. Фундаменты резервуаров соответствуют требованиям ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия».

Заводской номер наносится на стенки резервуаров в виде буквенно-цифрового обозначения аэрографическим способом.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельства о поверке и градуировочные таблицы.

Резервуары зав.№№ Е14, Е15, Е16, Е17, Е18 расположены на территории нефтебазы ООО «Татнефть-АЗС-Запад» по адресу: Владимирская область, Гороховецкий район, пос. Чулково, ул. Советская, д. 31А.

Общий вид резервуаров представлен на рисунках 1-6.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-1000 зав.№ E14



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РВС-1000 зав.№ E15



Рисунок 3 – Общий вид резервуара РВС-1000 зав.№ E16



Рисунок 4 – Общий вид резервуара РВС-1000 зав.№ E17



Рисунок 5 – Общий вид резервуара РВС-1000 зав.№ E18



Рисунок 6 – Фото замерного люка резервуаров РВС-1000

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип резервуаров	РВС-1000
Номинальная вместимость, м ³	1000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуаров (геометрический метод), %	±0,20
Средний срок службы, лет, не менее	50
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуары вертикальные стальные цилиндрические	РВС-1000	5 шт.
Паспорта на резервуары	-	5 экз.
Градуировочные таблицы	-	5 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам вертикальным стальным цилиндрическим РВС-1000

Государственная поверочная схема для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости. Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. №256.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Энергостроймонтаж» (ЗАО «ЭСМ»)
ИНН: 7415044199
Адрес: 600022, Владимирская область, г. Владимир, проспект Ленина, д. 66а

Правообладатель

Закрытое акционерное общество «Энергостроймонтаж» (ЗАО «ЭСМ»)
ИНН: 7415044199
Адрес: 600022, Владимирская область, г. Владимир, проспект Ленина, д. 66а

Испытательный центр

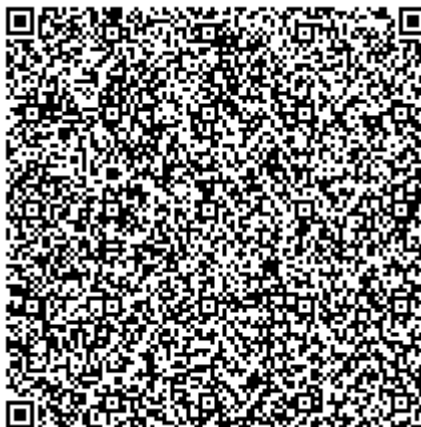
Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог» (ООО фирма «Метролог»)

Юридический адрес: 420029, РТ, г. Казань, ул. 8 Марта, д.13, офис 33

Адрес местонахождения: 420043, РТ, г.Казань, ул. Вишневского, д. 26а, кабинет №19

Телефон: +7(843) 513-30-75

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц RA.RU.312275



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1241

Регистрационный № 85627-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Ижевск (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 центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), 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 проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

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. В состав ИВК входит УССВ, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 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 ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

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)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Воткинская ГЭС — Ижевск I цепь с отпайкой на ПС Сива (ВЛ 220 кВ ВГЭС1)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т 0,2 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 20344-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-19
2	ВЛ 220 кВ Воткинская ГЭС — Ижевск II цепь с отпайкой на ПС Сива (ВЛ 220 кВ ВГЭС2)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	ОВМ 220 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15; НАМИ-220 УХЛ1 кл.т 0,2 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 20344-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
4	ВЛ 110 кВ Ижевск — Буммаш 1 (ВЛ 110 кВ Буммаш1)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 400/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
5	ВЛ 110 кВ Ижевск — Буммаш 2 (ВЛ 110 кВ Буммаш2)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 400/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
6	ВЛ 110 кВ Ижевск — Игерман (ВЛ 110 кВ Игерман)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 400/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ВЛ 110 кВ Ижевск — Культбаза 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Культбаза1)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег.№ 17049-19
8	ВЛ 110 кВ Ижевск — Культбаза 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Культбаза2)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
9	ВЛ 110 кВ Ижевск — Майская 1 с отпайкой на ПС Подлесная (ВЛ 110 кВ Майская1)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
10	ВЛ 110 кВ Ижевск — Майская 2 с отпайкой на ПС Подлесная (ВЛ 110 кВ Майская2)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
11	ВЛ 110 кВ Ижевск — Пазелы I цепь с отпайкой на ПС Лесная (ВЛ 110 кВ Пазелы1)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 400/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
12	ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 — Ижевск I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1-1)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
13	ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 — Ижевск II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1-2)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
14	ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-2 — Ижевск I цепь (ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-2-1)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
15	ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-2 — Ижевск II цепь (ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-2-2)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
16	ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-2 — Ижевск III цепь (ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-2-3)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
17	ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-2 — Ижевск IV цепь (ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-2-4)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{TH} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКМ-3000 рег. № 17049-19
18	ОВМ 110 кВ	ТВ кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 46101-10	НАМИ кл.т 0,2 $K_{TH} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
19	КЛ 10 кВ фидер №207 (Молокозавод)	ТЛК-СТ кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 58720-14	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 3344-04	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
20	КЛ 10 кВ фидер №201 (Буммаш)	ТЛП-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
21	КЛ 10 кВ фидер №202 (Лабораторный корпус)	ТЛП-10 кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
22	КЛ 10 кВ фидер №203 (Типография ИЭС)	ТЛП-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
23	КЛ 10 кВ фидер №208 (ТТУ)	ТЛП-10 кл.т 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
24	КЛ 10 кВ фидер №209 (КПП)	ТЛП-10 кл.т 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
25	КЛ 10 кВ фидер №210 (ИЭС)	ТЛП-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
26	КЛ 10 кВ фидер №211 (ИЭС)	ТЛП-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
27	КЛ 10 кВ фидер №214 (Рембаза ЦЭС)	ТЛП-10 кл.т 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
28	КЛ 10 кВ фидер №226 (КТПН ЦЭС)	ТЛП-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
29	КЛ 10 кВ фидер №227 (ТТУ)	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-19
30	КЛ 10 кВ фидер №228 (Буммаш)	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
31	КЛ 10 кВ фидер №229 (Типография ИЭС)	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
32	КЛ 10 кВ фидер №231 (МВД)	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
33	КЛ 10 кВ фидер №233 (Буммаш)	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
34	КЛ 10 кВ фидер №235 (ИЭС)	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
35	КЛ 10 кВ фидер №237 (Лабораторный корпус)	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
36	КЛ 10 кВ фидер №239 (КПП)	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
37	КЛ 10 кВ фидер №242 (ИЭС)	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
38	КЛ 10 кВ фидер №244 (Типография ИЭС)	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
39	КЛ 10 кВ фидер №246 (Молокозавод)	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
40	КЛ 10 кВ фидер №249 (ЛТП2)	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
41	КЛ 10 кВ фидер №251 (Больничный городок)	ТЛП-10 кл.т 0,5S КТТ = 300/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-04	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ЭКОМ-3000 рег.№ 17049-19
42	ОПУ релейный зал Щит 0,4 кВ ф.0,4 кВ (склад ПО ЦЭС)	-	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1 рег. № 31857-11	
43	п.4 ЩСН АВ №2 0,4 кВ (диспетчерская ПО ЦЭС осн.)	-	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1 рег. № 31857-11	
44	п.4 ЩСН АВ №4 0,4 кВ (диспетчерская Ижевский РЭС рез.)	-	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1 рег. № 31857-11	
45	п.6 ЩСН АВ №8 0,4 кВ (диспетчерская ПО ЦЭС рез.)	-	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1 рег. № 31857-11	
46	п.7 ЩСН АВ №6 0,4 кВ (диспетчерская Ижевский РЭС осн.)	-	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1 рег. № 31857-11	
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
19-41 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	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
42-46 (Счетчик 0,5S)	1,0	1,1	0,6	0,6	0,6
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,1	1,1	0,7	0,7

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{2%} ,	δ _{5%} ,	δ _{20%} ,	δ _{100%} ,
		I _{2%} ≤ I _{изм} < I _{5%}	I _{5%} ≤ I _{изм} < I _{20%}	I _{20%} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100%} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1-18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
19-41 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	3,9	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
42-46 (Счетчик 1)	0,8	1,7	1,5	1,1	1,1
	0,5	1,7	1,2	1,1	1,1
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2)%} ,	δ _{5%} ,	δ _{20%} ,	δ _{100%} ,
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5%}	I _{5%} ≤ I _{изм} < I _{20%}	I _{20%} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100%} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1-18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
19-41 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	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
42-46 (Счетчик 0,5S)	1,0	1,6	1,3	1,3	1,3
	0,8	1,7	1,5	1,4	1,4
	0,5	1,7	1,7	1,5	1,5
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{2%} ,	δ _{5%} ,	δ _{20%} ,	δ _{100%} ,
		I _{2%} ≤ I _{изм} < I _{5%}	I _{5%} ≤ I _{изм} < I _{20%}	I _{20%} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100%} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1-18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
19-41 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
42-46 (Счетчик 1)	0,8	3,5	3,4	3,2	3,2
	0,5	3,4	3,2	3,2	3,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), (±Δ), с					5

Продолжение таблицы 3

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	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: 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, УССВ ИВКЭ - 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

Продолжение таблицы 4

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии АльфаА1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка до отказа, ч, не менее Радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 70000 72 350000 55000
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	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТВ	46101-10	3
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	74600-19	48
Трансформатор тока	ТВ-ЭК исп. МЗ	56255-14	3
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	58720-14	3
Трансформатор тока	ТЛП-10	30709-11	66
Трансформатор напряжения измерительный	ЗНОЛ.06	3344-04	12
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	60353-15	9
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	20344-05	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-11	24
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	25971-06	22
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	17049-19	1
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01	40586-12	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.У007-ФО	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Ижевск», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Ижевск

Постановление Правительства РФ от 16.11.2020 N 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 6.12; п. 6.13)

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

Изготовители

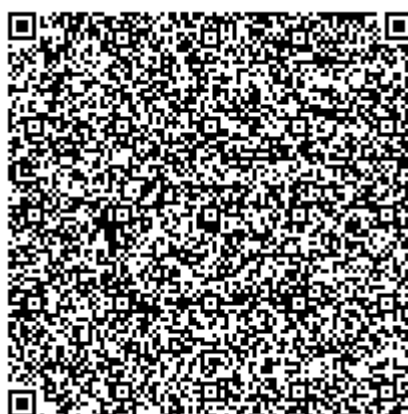
Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А
Телефон: +7 (495) 710-93-33
Факс: +7 (495) 710-96-55
Web-сайт: www.fsk-ees.ru
E-mail: info@fsk-ees.ru

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А
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

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., пер. 1-й Советский, д. 25, офис 3031
Телефон: +7 (499) 991-19-91
Web-сайт: www.enertest.ru
E-mail: info@enertest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311723.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1241

Регистрационный № 85628-22

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Междуреченская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Междуреченская (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, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и 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), устройство синхронизации системного времени (УССВ) ИВКЭ, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), УССВ ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ), 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 проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

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. В состав ИВК входит УССВ, которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин. Также в состав ИВКЭ входит УССВ, которое обеспечивает возможность резервной синхронизации часов УСПД автоматически при расхождении с часами УССВ ИВКЭ более чем ± 1 с.

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 ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Заводской номер АИИС КУЭ 047.

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)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (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			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД / УССВ ИВКЭ / УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6
1	КВЛ 220 кВ Междуреченская – Чарыш	СТИГ Кл. т. 0,2S Ктт 400/1 Рег. № 55676-13	VGX1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10/ УССВ-2 рег. № 54074-13/ РСТВ-01 рег. № 40586-12
2	КВЛ 220 кВ Томь- Усинская ГРЭС – Междуреченская I цепь	СТИГ Кл. т. 0,2S Ктт 1500/1 Рег. № 55676-13	VGX1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3	КВЛ 220 кВ Томь- Усинская ГРЭС – Междуреченская II цепь	СТИГ Кл. т. 0,2S Ктт 1500/1 Рег. № 55676-13	VGX1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
4	АТ-5 220 кВ	JR 0,5 Кл. т. 0,2S Ктт 750/1 Рег. № 35406-12	VGX1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
5	АТ-4 220 кВ	JR 0,5 Кл. т. 0,2S Ктт 750/1 Рег. № 35406-12	VGX1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
6	КВЛ 220 кВ Междуреченская – Теба	ТОГФ Кл. т. 0,2S Ктт 600/1 Рег. № 61432-15	ЗНОГ-220 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 61431-15	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
7	АТ-5 110 кВ	СТИГ Кл. т. 0,2S Ктт 1500/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
8	КВЛ 110 кВ Междуреченская – Томусинская-1	СТИГ Кл. т. 0,2S Ктт 300/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	КВЛ 110 кВ Междуреченская – Междуреченская- тяговая-1	CTIG Кл. т. 0,2S КТТ 75/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-325T Рег. № 44626-10/ УССВ-2 рег. № 54074-13/ РСТВ-01 рег. № 40586-12
10	КВЛ 110 кВ Междуреченская – Распадская-1	CTIG Кл. т. 0,2S КТТ 600/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
11	КВЛ 110 кВ Мысковская – Междуреченская I цепь с отпайкой на ПС Чеболсинская	CTIG Кл. т. 0,2S КТТ 800/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
12	КВЛ 110 кВ Междуреченская – Карьерная-1	CTIG Кл. т. 0,2S КТТ 300/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
13	КВЛ 110 кВ Междуреченская - Красногорская-1	CTIG Кл. т. 0,2S КТТ 75/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
14	ШСВ-12-110	CTIG Кл. т. 0,2S КТТ 1500/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
15	БСК-1	CTIG Кл. т. 0,2S КТТ 300/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
16	Т-1 110 кВ	CTIG Кл. т. 0,2S КТТ 600/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
17	В-2-110 ШСВ 24	CTIG Кл. т. 0,2S КТТ 1500/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	В-4-110 ШСВ 24	CTIG Кл. т. 0,2S КТТ 1500/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-325T Рег. № 44626-10/ УССВ-2 рег. № 54074-13/ РСТВ-01 рег. № 40586-12
19	КВЛ 110 кВ Междуреченская – Томусинская-2	CTIG Кл. т. 0,2S КТТ 300/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
20	КВЛ 110 кВ Междуреченская – Междуреченская- тяговая-2	CTIG Кл. т. 0,2S КТТ 75/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
21	КВЛ 110 кВ Междуреченская – Распадская-2	CTIG Кл. т. 0,2S КТТ 600/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
22	КВЛ 110 кВ Мысковская – Междуреченская II цепь с отпайкой на ПС Чеболсинская	CTIG Кл. т. 0,2S КТТ 800/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
23	ШСВ-34-110	CTIG Кл. т. 0,2S КТТ 1500/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
24	КВЛ 110 кВ Междуреченская – Карьерная-2	CTIG Кл. т. 0,2S КТТ 300/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
25	КВЛ 110 кВ Междуреченская - Красногорская-2	CTIG Кл. т. 0,2S КТТ 75/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
26	БСК-2	CTIG Кл. т. 0,2S КТТ 300/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
27	АТ-4 110 кВ	СТИГ Кл. т. 0,2S КТТ 1500/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-325T Рег. № 44626-10/ УССВ-2 рег. № 54074-13/ РСТВ-01 рег. № 40586-12
28	Т-2 110 кВ	СТИГ Кл. т. 0,2S КТТ 600/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
29	Т-3-1 110 кВ	СТИГ Кл. т. 0,2S КТТ 800/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
30	Т-3-3 110 кВ	СТИГ Кл. т. 0,2S КТТ 800/1 Рег. № 55676-13	VDGW2 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 43486-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
31	Т-1 35 кВ	ТПУ 7 Кл. т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 49113-12	ТJP Кл. т. 0,2 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
32	КВЛ 35 кВ Междуреченская – Восточная-1	ТПУ 7 Кл. т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 49113-12	ТJP Кл. т. 0,2 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
33	КВЛ 35 кВ Междуреченская – Западная-1	ТПУ 7 Кл. т. 0,2S КТТ 750/5 Рег. № 49113-12	ТJP Кл. т. 0,2 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
34	Т-3-1 35 кВ	ТПУ 7 Кл. т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 49113-12	ТJP Кл. т. 0,2 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
35	Т-3-2 35 кВ	ТПУ 7 Кл. т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 49113-12	ТJP Кл. т. 0,2 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
36	КВЛ 35 кВ Междуреченская – Западная-2	ТПУ 7 Кл. т. 0,2S КТТ 500/5 Рег. № 49113-12	ТJP Кл. т. 0,2 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10/ УССВ-2 рег. № 54074-13/ РСТВ-01 рег. № 40586-12
37	КВЛ 35 кВ Междуреченская – Восточная-2	ТПУ 7 Кл. т. 0,2S КТТ 750/5 Рег. № 49113-12	ТJP Кл. т. 0,2 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
38	Т-2 35 кВ	ТПУ 7 Кл. т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 49113-12	ТJP Кл. т. 0,2 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
39	ТСН-1 6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
40	яч.6 6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
41	Ф-6-8-Д	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
42	Ф-6-9-К	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
43	Т-1 6 кВ	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1200/5 Рег. № 30709-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
44	СВ-12 6 кВ	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 30709-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
45	ТСН-2 6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
46	Ф-6-16-Р	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
47	Т-2 6 кВ	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1200/5 Рег. № 30709-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10/ УССВ-2 рег. № 54074-13/ РСТВ-01 рег. № 40586-12
48	яч.17 6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
49	Ф-6-20-Д	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
50	яч.19 6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
51	Ф-6-17-П	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
52	Ф-6-10-К	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
53	СВ-23 6 кВ	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 30709-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
54	Т-3 6 кВ	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1200/5 Рег. № 30709-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
55	ТСН-3 6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
56	Ф-6-18-В	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
57	Ф-6-14-Р	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
58	Ф-6-19-П	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
59	ТСН-1 0,4 кВ	ТТЕ Кл. т. 0,5S КТТ 2500/5 Рег. № 73808-19	-	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20	RTU-325T Рег. № 44626-10/ УССВ-2 рег. № 54074-13/ РСТВ-01 рег. № 40586-12
60	ТСН-2 0,4 кВ	ТТЕ Кл. т. 0,5S КТТ 2500/5 Рег. № 73808-19	-	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20	
61	ТСН-3 0,4 кВ	ТТЕ Кл. т. 0,5S КТТ 2500/5 Рег. № 73808-19	-	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20	
62	МТС 0,4 кВ	ТОП Кл. т. 0,5S КТТ 60/5 Рег. № 47959-16	-	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20	
63	Ростелеком 0,4 кВ	ТОП Кл. т. 0,5S КТТ 60/5 Рег. № 47959-16	-	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20	

Примечания

1. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, 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 – 38 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,3	0,8	0,6	0,6
	0,5	2,1	1,3	1,0	1,0
39 – 58 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,9	1,7	1,3	1,3
	0,5	5,5	3,0	2,2	2,2
59 – 63 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	3,0	1,6	1,1	1,1
	0,5	5,4	2,9	1,9	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 – 38 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,0	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,6	1,0	0,8	0,8
39 – 58 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,6	1,9	1,9
	0,5	2,7	1,6	1,3	1,3
59 – 63 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,5	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4

Продолжение таблицы 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 – 38 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,5	1,1	0,9	0,9
	0,5	2,2	1,5	1,3	1,3
39 – 58 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,0	1,3	1,1	1,1
	0,8	3,0	1,8	1,4	1,4
	0,5	5,5	3,1	2,4	2,4
59 – 63 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,5	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,3	2,2	1,9	1,9
	0,5	5,7	3,4	2,6	2,6
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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 38 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,6	2,2	2,0	2,0
	0,5	2,2	1,8	1,7	1,7
39 – 58 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,8	3,1	2,5	2,5
	0,5	3,1	2,2	1,9	1,9
59 – 63 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,7	4,3	3,9	3,9
	0,5	4,3	3,7	3,5	3,5
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).					

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.
Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	63
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 1 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: 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	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -25 до +50 от -40 до +65 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ ИВКЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 55000 2 55000 1 74500 1
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 Паспорта-Формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	СТIG	81
Трансформатор тока	JR 0,5	6
Трансформатор тока	ТОГФ	3
Трансформатор тока	TPU 7	24
Трансформатор тока	ТЛО-10	45
Трансформатор тока	ТЛП-10	15
Трансформатор тока	TTE	9
Трансформатор тока	ТОП	6
Трансформатор напряжения	VGX1	15
Трансформатор напряжения	ЗНОГ-220	3
Трансформатор напряжения	VDGW2	4
Трансформатор напряжения	TJP	6
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	3

Продолжение таблицы 5

Наименование	Тип	Количество, шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	63
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Устройство синхронизации системного времени	PCTB-01	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Паспорт-Формуляр	П2200241-715854-00 ПС-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) ПС 220 кВ Междуреченская, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

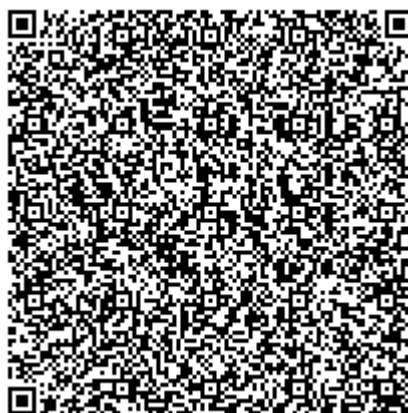
(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: (495) 410-28-81

E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы кремния МАРК-1202

Назначение средства измерений

Анализаторы кремния МАРК-1202 (далее – анализаторы) предназначены для автоматического измерения массовой концентрации кремниевой кислоты SiO_2 (далее – SiO_2) и температуры водных сред.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов кремния МАРК-1202 основан на фотометрическом методе, который заключается в определении оптической плотности синего кремнемолибденового комплекса, пропорциональной массовой концентрации кремниевой кислоты.

Тип анализатора: стационарный, микропроцессорный; проточный; непрерывно-циклического действия с возможностью измерения пробы, отобранной вручную.

Анализаторы выпускаются в трех основных исполнениях: МАРК-1202-К-XXX; МАРК-1202-Щ-XXX и МАРК-1202-Н-XXX (здесь и далее «XXX» – либо «010» при измерении в одной пробоотборной линии, либо «П2С», «П3С», «П4С», «П5С», «П6С» при измерении в двух и до шести пробоотборных линиях).

В состав анализаторов входят:

- модуль измерительный, состоящий из гидравлической и измерительной систем, заключенных в единый корпус;
- блок преобразовательный, устанавливаемый либо в корпус модуля измерительного (МАРК-1202-К-XXX), либо на стену (МАРК-1202-Н-XXX), либо в щит (МАРК-1202-Щ-XXX) на расстоянии до 5 м (по согласованию с заказчиком – до 1000 м) от модуля измерительного;
- панель переключения пробы – гидравлическая панель с системой для подключения от двух до шести пробоотборных линий;
- блок сигнализации, который устанавливается на панель переключения пробы или на другую поверхность на расстоянии не более 2 м от блока преобразовательного;
- металлическая подставка с емкостью для градуировочного раствора и четырьмя емкостями для реактивов;
- источник питания ИП-1002.

Панель переключения пробы, блок преобразовательный, блок сигнализации и второй источник питания ИП-1002 входят в состав анализаторов в зависимости от исполнения.

Заводской номер наносится:

- на панель модуля измерительного методом наклейки;
- на крышку корпуса блока преобразовательного под декоративной накладкой методом наклейки;
- на панель переключения пробы методом наклейки;
- на крышку корпуса блока сигнализации методом гравировки.

Знак поверки наносится на блок подачи реактивов – в виде наклейки с оттиском клейма.

Внешний вид составных элементов анализатора, места нанесения заводских номеров и знака утверждения типа показаны на рисунке 1.

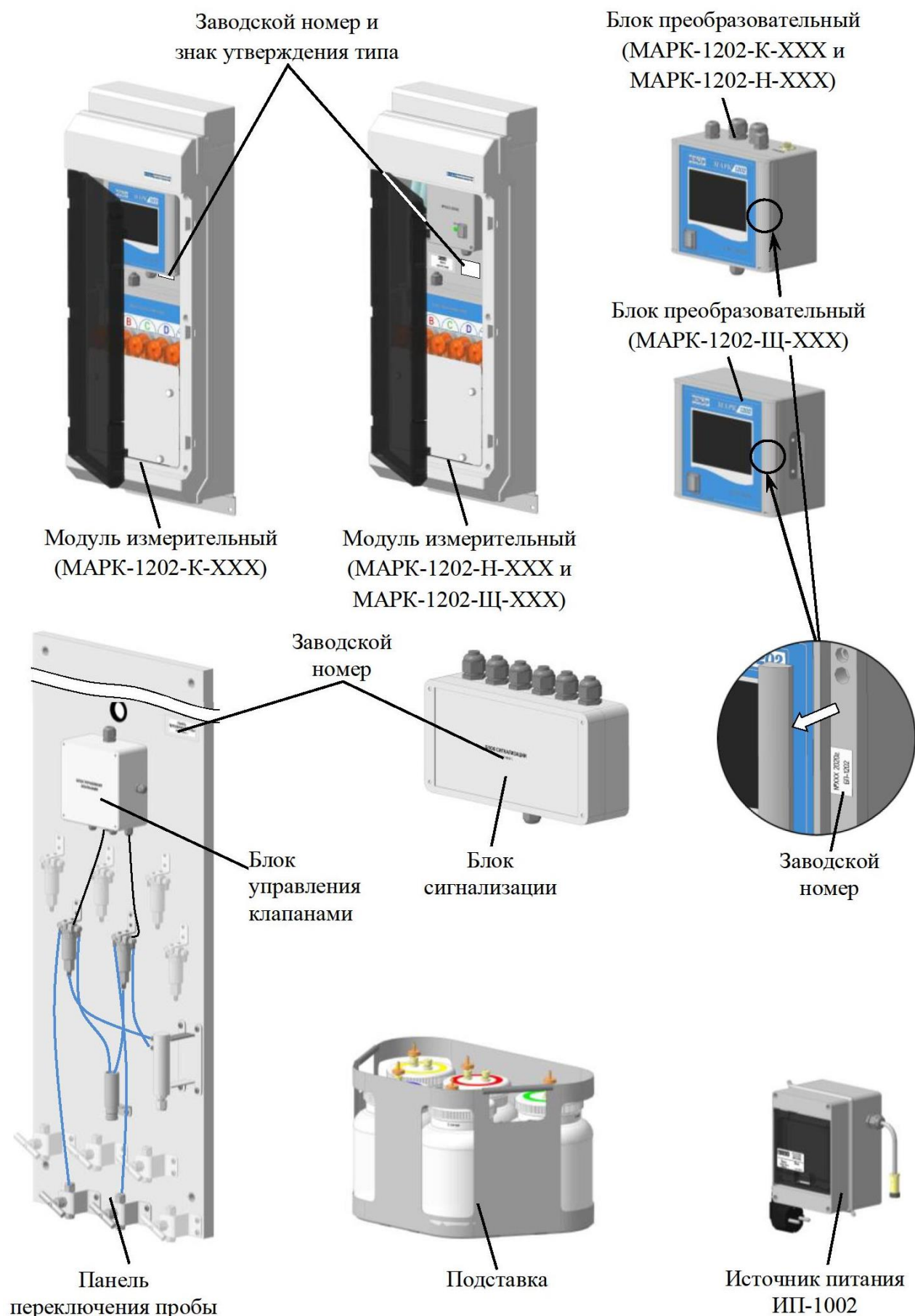


Рисунок 1 – Внешний вид составных элементов анализатора, места нанесения заводских номеров и знака утверждения типа

Схема пломбирования от несанкционированного доступа и место нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.

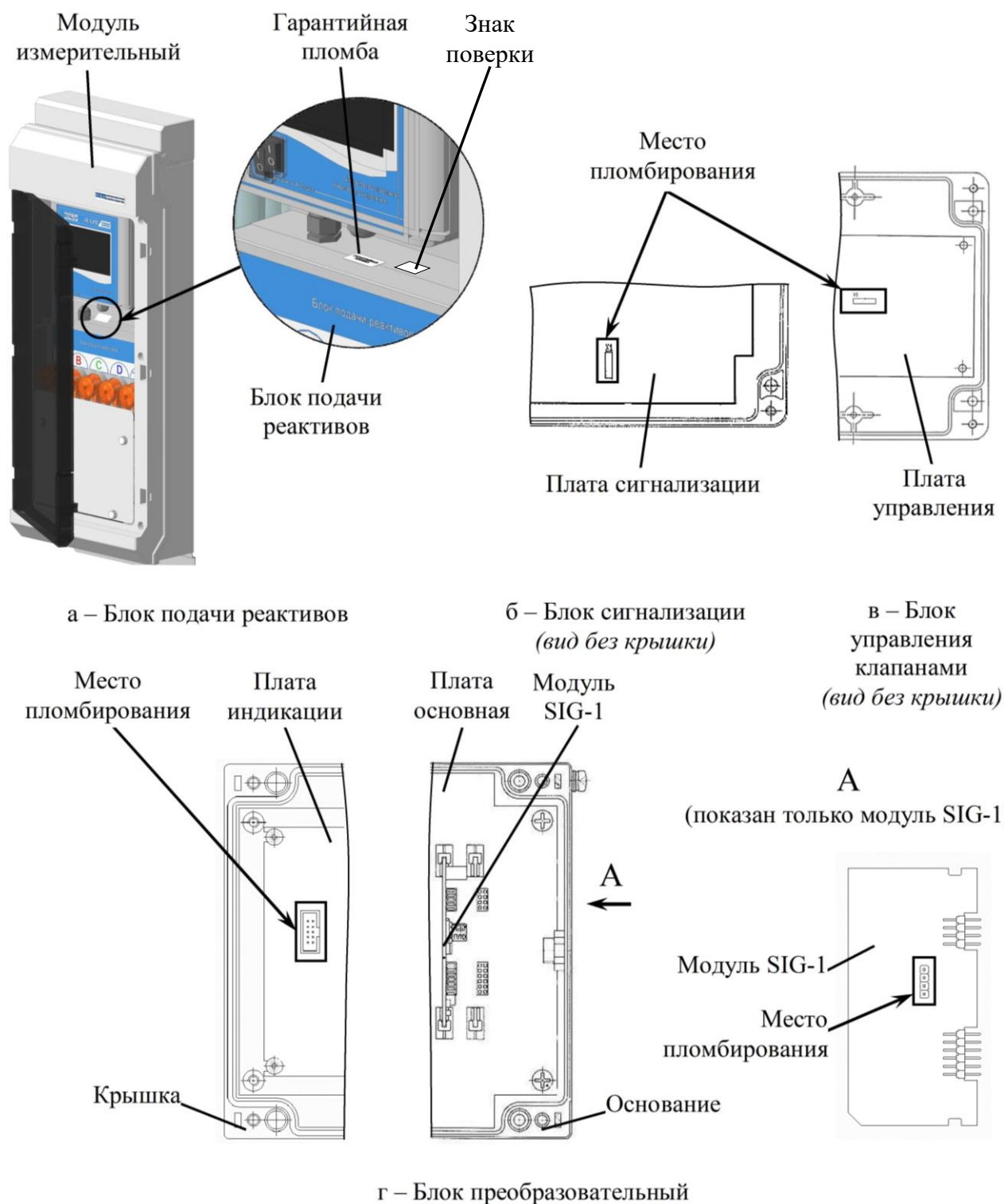


Рисунок 2 – Схема пломбирования от несанкционированного доступа и место нанесения знака поверки

П р и м е ч а н и е – В блоке преобразовательном исполнений ВР79.01.100-01 и ВР79.01.100-03 установлены два модуля SIG-1. Их пломбирование осуществляется аналогично показанному на рисунке 2, вид А.

Блок преобразовательный осуществляет управление анализатором, отображение результатов измерений на экране цветного сенсорного графического жидкокристаллического (ЖК) индикатора, формирование сигнала на токовых выходах с выходными унифицированными сигналами постоянного тока от 0 до 5 мА, от 0 до 20 мА либо от 4 до 20 мА, управление «сухими» контактами реле уставок и обмен информацией по интерфейсу RS-485.

Блок сигнализации предназначен для формирования сигнала на токовых выходах с выходными унифицированными сигналами постоянного тока от 0 до 5 мА, от 0 до 20 мА либо от 4 до 20 мА, передачи сигналов к внешним регистрирующим устройствам с токовым входом и исполнительным и сигнализирующим устройствам.

Электрическое питание анализатора (модуля измерительного) и блока преобразовательного (при расположении вне модуля измерительного) осуществляется от сети переменного тока напряжением 220 В, 50 Гц через источник питания ИП-1002 с выходным напряжением постоянного тока 24 В.

Программное обеспечение

Анализаторы функционируют под управлением микроконтроллеров со встроенным программным обеспечением (ПО).

Запись метрологически значимого программного компонента производится в процессе изготовления анализаторов с помощью специальных программно-аппаратных средств. Возможность несанкционированного воздействия на программные компоненты и измерительную информацию в процессе эксплуатации исключена за счет конструкции анализатора, использования программно-аппаратных средств, защиты доступа к ПО паролем и наличия алгоритма расчета контрольных сумм ПО.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	
Блок преобразовательный:	
– модуль SIG-1	BP79-9002
– плата индикации	BP79-9008
Блок подачи реактивов:	
– модуль OPT-1	BP79-9001
– модуль DIO-4	BP79-9003
– плата управления	BP79-9005
Блок сигнализации:	
– плата сигнализации	BP79-9006
Блок управления клапанами:	
– плата управления	BP79-9007
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01
Цифровой идентификатор ПО	
Блок преобразовательный:	
– модуль SIG-1	0x33050491
– плата индикации	0x511C2141
Блок подачи реактивов:	
– модуль OPT-1	0xED3571B8
– модуль DIO-4	0x6D2D6EB2
– плата управления	0x4410FA45
Блок сигнализации:	
– плата сигнализации	0x1F47943F

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Блок управления клапанами:	
– плата управления	0x2570626D
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC-32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений: – SiO ₂ , мкг/дм ³ – температуры анализируемой среды, °C	от 0,1 до 5000 от 0 до +50
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности анализатора при измерении SiO ₂ при температуре анализируемой среды (25±2) °C и температуре окружающего воздуха (20±5) °C, мкг/дм ³ : – на поддиапазоне от 0,1 до 500 включ. мкг/дм ³ – на поддиапазоне св. 500 до 5000 мкг/дм ³	$\pm(1+0,05 \cdot C)^{1)}$ $\pm 0,07 \cdot C$
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности анализатора при измерении температуры анализируемой среды при температуре окружающего воздуха (20±5) °C, °C	±0,3
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности анализатора при изменении температуры: а) анализируемой среды на каждые ±10 °C от нормальной (25±2) °C в пределах диапазона от +5 °C до +50 °C при измерении SiO ₂ , мкг/дм ³ ; б) окружающего воздуха на каждые ±10 °C от нормальной (20±5) °C в пределах рабочего диапазона от +5 °C до +50 °C при измерении: – SiO ₂ , мкг/дм ³ – температуры анализируемой среды, °C	$\pm(1+0,05 \cdot C)$ $\pm(1+0,05 \cdot C)$ ±0,1
Диапазон унифицированного электрического выходного сигнала постоянного тока, мА	от 4 до 20 от 0 до 5 от 0 до 20
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности преобразования измеренного значения SiO ₂ в выходной ток анализатора при температуре окружающего воздуха (20±5) °C, % от диапазона по токовому выходу	±0,5
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности преобразования измеренного значения SiO ₂ в выходной ток анализатора, обусловленной изменением температуры окружающего воздуха, на каждые ±10 °C от нормальной (20±5) °C в пределах рабочего диапазона, % от диапазона по токовому выходу	±0,25
Время выполнения измерения, мин	12
Нормальные условия измерений: – температура окружающего воздуха, °C – температура анализируемой среды, °C – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 25±2 не более 80 от 84,0 до 106,7
¹⁾ C – измеренное значение SiO ₂ , мкг/дм ³ .	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания:	
а) напряжение переменного тока, В	220^{+22}_{-33}
б) частота переменного тока, Гц	50 ± 1
Потребляемая мощность при номинальном значении напряжения питания, В·А	не более 65
Габаритные размеры анализатора, мм, не более:	
а) модуль измерительный:	
– длина	300
– ширина	140
– высота	750
б) блок преобразовательный ВР79.01.100 (ВР79.01.100-01) (без кабеля)	
– длина	220
– ширина	100
– высота	180
в) блок преобразовательный ВР79.01.100-02 (ВР79.01.100-03) (без кабеля)	
– длина	150
– ширина	100
– высота	210
г) панель переключения пробы	
– длина	350
– ширина	100
– высота	980
д) блок сигнализации ВР79.03.000	
– длина	240
– ширина	60
– высота	170
е) подставка ВР79.07.000	
– длина	420
– ширина	250
– высота	260
ж) источник питания ИП-1002	
– длина	100
– ширина	160
– высота	160
Масса анализатора, кг, не более:	
а) модуль измерительный:	
– ВР79.01.000, ВР79.01.000-01	10,5
– ВР79.01.000-02	9,5
б) блок преобразовательный (без кабеля)	
– ВР79.01.100, ВР79.01.100-01, ВР79.01.100-02	1,5
– ВР79.01.100-03	1,6

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
в) панель переключения пробы – ВР79.01.100 – ВР79.01.100-01 – ВР79.01.100-02 – ВР79.01.100-03 – ВР79.01.100-04	6,4 6,7 7,0 7,3 7,6
г) блок сигнализации ВР79.03.000	0,7
д) подставка ВР79.07.000	3,5
е) источник питания ИП-1002	1,0
Рабочие условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С	от +5 до +50
– относительная влажность окружающего воздуха при температуре +35 °С и более низких температурах без конденсации влаги, % – атмосферное давление, кПа	не более 80 от 84,0 до 106,7
Параметры анализируемой среды: а) температура, °С б) давление, МПа 1) рабочее 2) максимально допустимое: – для модуля измерительного – для панели переключения пробы в) расход, дм ³ /ч	от +5 до +50 0,01 0,02 0,1 от 6 до 30
Требования надежности: – средняя наработка на отказ, ч; – средний срок службы анализаторов, лет.	не менее 40000 не менее 10

Знак утверждения типа

наносится на модуль измерительный методом наклейки, на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорт типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность анализаторов

Наименование	Обозначение	Количество на исполнение МАРК-1202-					
		К-010	К-ПХС ¹⁾	Н-010	Н-ПХС	Щ-010	Щ-ПХС
Модуль измерительный	ВР79.01.000	–	1	–	–	–	–
	ВР79.01.000-01	1	–	–	–	–	–
	ВР79.01.000-02	–	–	1	1	1	1
Блок преобразовательный	ВР79.01.100	–	1	–	1	–	–
	ВР79.01.100-01	1	–	1	–	–	–
	ВР79.01.100-02	–	–	–	–	–	1
	ВР79.01.100-03	–	–	–	–	1	–
Панель переключения пробы	ВР79.02.000 ²⁾	–	1	–	1	–	1
	ВР79.02.000-0N ³⁾	–	1	–	1	–	1

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество на исполнение МАРК-1202-					
		К-010	К-ПХС	Н-010	Н-ПХС	Щ-010	Щ-ПХС
Блок сигнализации	BP79.03.000	—	1	—	—	—	—
Кабель сигнализации	BP79.04.000	—	1	—	1	—	1
Кабель клапанов	BP79.05.000	—	1	—	1	—	1
Кабель соединительный К1202.5	BP79.06.000	—	—	1	1	1	1
Подставка	BP79.07.000	1	1	1	1	1	1
Источник питания ИП-1002	BP49.04.000	1	1	2	2	2	2
Комплект монтажных частей	BP79.12.000	1	1	1	1	1	1
Комплект запасных частей	BP79.13.000	1	1	1	1	1	1
Руководство по эксплуатации	BP79.00.000РЭ	1	1	1	1	1	1
Паспорт	BP79.00.000ПС	1	1	1	1	1	1
¹⁾ «Х» принимает значение от 2 до 6 в зависимости от числа пробоотборных линий; ²⁾ при «Х» в значении 2; ³⁾ «N» принимает значение от 1 до 4 при «Х» в значении от 3 до 6 соответственно.							

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации BP79.00.000РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализатору кремния МАРК-1202

ГОСТ 22729-84. Анализаторы жидкостей ГСП. Общие технические условия

ТУ 26.51.53-051-39232169-2020 Анализатор кремния МАРК-1202. Технические условия

Изготовитель

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

ИНН 5261003830

Адрес: 603003, г. Нижний Новгород, ул. Заводской парк, д.33, помещение 2.

Телефон (факс): (831) 282-98-00

Web-сайт: www.vzornn.ru.

E-mail: market@vzor.nnov.ru

Правообладатель

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

ИНН 5261003830

Адрес: 603003, г. Нижний Новгород, ул. Заводской парк, д.33, помещение 2.

Телефон (факс): (831) 282-98-00

Web-сайт: www.vzornn.ru.

E-mail: market@vzor.nnov.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон (факс): 8-800-200-22-14

Web-сайт: www.nnscsm.ru

E-mail: mail@nnscsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30011-13

