

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» февраля 2022 г. № 421

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.	Калибраторы многофункциональные и коммуникаторы со встроенным термостатом	Beamex MC6-T (-R)	C	84595-22	MC6-T660 (-R) зав. № 661279 в комплекте с внешним ТС мод. IPRT-300 зав. № 1076480253-0106, внешним ТС мод. RPRT-420-230A зав. № 06991 и внешним ТС мод. RPRT-660-230A зав. № 07230; MC6-T150 (-R) зав. № 651287 в комплекте с внешним ТС мод. IPRT-300 зав. № 1076480253-0070, внешним мод. EXT20C зав. № 77157	Компания "Beamex Oy AB", Финляндия	Компания "Beamex Oy AB", Финляндия	ОС	МП 201-016-2021	2 года, для модуля измерений давления - 1 год	Компания "Artvik Inc.", США	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	16.08.2021
2.	Трансформаторы тока	ТФЗМ 110 Б-III У1	Е	84596-22	7196, 7158, 7308, 7252, 7279, 7315, 7330, 7331, 7332,	ПО "Запорожтрансформатор", Украина	ПО "Запорожтрансформатор", Украина	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Общество с ограниченной ответственностью	Западно-Сибирский филиал ФГУП	05.07.2021

					7311, 7312, 7313	ина	ина				стью "Тверская генерация" (ООО "Тверская генерация"), г. Тверь	"ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	
3.	Дефибрилляторы-мониторы	Efficia DFM100	С	84597-22	CN32602353	Компания Philips Goldway (Shenzhen) Industrial Inc., Китай	Компания Philips Goldway (Shenzhen) Industrial Inc., Китай	ОС	МП 244-0003-2020	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ФИЛИПС" (ООО "ФИЛИПС"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМ им. Д. И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	29.10.2020
4.	Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на газопровод компрессорной станции на Горбатовском месторождении АО "Самаранефтегаз"	Обозначение отсутствует	Е	84598-22	14021	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ОС	МП 01653-18-2021	3 года	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	02.08.2021
5.	Газоанализаторы	СГАЭС-ТГМ14	С	84599-22	2668	Акционерное общество "Электрон-стандарт-прибор" (АО "Электрон-стандарт-прибор"), г. Санкт-Петербург	Акционерное общество "Электрон-стандарт-прибор" (АО "Электрон-стандарт-прибор"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП 242-2422-2021	1 год	Акционерное общество "Электрон-стандарт-прибор" (АО "Электрон-стандарт-прибор"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	08.11.2021
6.	Ключи моментные предельные	WDK	С	84600-22	AR176619, AR183053, AP129153, AP150775,	Фирма SHANGHAI UB MACHINERY CO.,	Фирма SHANGHAI UB MACHINERY CO.,	ОС	МИ 2593-2000	1 год	Общества с ограниченной ответственностью "Видер-	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	26.10.2021

					AP123279, AP103034, AP147443, AP122969	LTD., Китай	LTD., Китай				Крафт РУС" (ООО "Видер- Крафт РУС"), г. Санкт- Петербург		
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС ПС 220 кВ Витамин-комбинат (расширение 110 кВ и 10 кВ)	Обозначение отсутствует	Е	84601-22	073	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 547-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Ростовналадка" (ООО "Ростовналадка"), г. Ростов-на-Дону	ФБУ "Пензенский ЦСМ", г. Пенза	08.11.2021
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС ПС 220 кВ Славянская (КЛ 10 кВ ООО "Рост-экэлектросети", яч. №1, яч. №12)	Обозначение отсутствует	Е	84602-22	083	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 550-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Ростовналадка" (ООО "Ростовналадка"), г. Ростов-на-Дону	ФБУ "Пензенский ЦСМ", г. Пенза	09.11.2021
9.	Система ав-	Обозна-	Е	84603-22	074	Публичное	Публичное	ОС	МП 551-	4 года	Общество с	ФБУ "Пензен-	10.11.2021

	томатизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС ПС 220 кВ Р-40 (КВЛ 10 кВ №40-35, №40-46)	чение отсутствует				акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва		2021		ограниченной ответственностью "Ростовналадка" (ООО "Ростовналадка"), г. Ростов-на-Дону	ский ЦСМ", г. Пенза	
10.	Комплекс автоматизированный измерительный управляющий	"КИ-БППГ-1 Калининградская ТЭЦ-2"	Е	84604-22	2842	Общество с ограниченной ответственностью "ИН-КОНТРОЛ" (ООО "ИН-КОНТРОЛ"), г. Москва	Филиал Калининградская ТЭЦ-2 АО "Интер РАО-Электрогенерация", г. Москва	ОС	ИК.2842-АТХ1. МП	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр автоматизации и метрологии" (ООО "ИЦАМ"), г. Пермь	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	28.10.2021
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ННК-Северная нефть"	Обозначение отсутствует	Е	84605-22	980	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "ННК-Северная нефть" (ООО "ННК-Северная нефть"), Республика Коми, г. Усинск	ОС	МП СМО-1911-2021	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	22.11.2021
12.	Система автоматизиро-	Обозначение	Е	84606-22	001	Общество с ограниченной	Общество с ограниченной	ОС	МП 48-2021	4 года	Общество с ограниченной	ООО "АСЭ", г. Владимир	28.10.2021

	ванная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО "Заринская горэлектросеть"	отсутствует				ответственно-стью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	ответственно-стью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир				ответственно-стью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир		
13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Русский бисквит", ООО "Шекснинская Птицефабрика", ООО "Шекснинский комбинат хлебопродуктов"	Обозначение отсутствует	Е	84607-22	001	Общество с ограниченной ответственностью "РН-Энерго" (ООО "РН-Энерго"), Московская обл., г. Красногорск	Общество с ограниченной ответственностью "РН-Энерго" (ООО "РН-Энерго"), Московская обл., г. Красногорск	ОС	МП ЭПР-454-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РН-Энерго" (ООО "РН-Энерго"), Московская обл., г. Красногорск	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	19.11.2021
14.	Комплекс измерительных-вычислительный де-	Обозначение отсутствует	Е	84608-22	02.001-2021	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответ-	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответ-	ОС	МП-391-RA.RU.310 556-2021	4 года	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответ-	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новоси-	09.09.2021

	журного пункта автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) ПАО "Газпром"					ственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	ственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург				ственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	бирск	
15.	Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	Е	84609-22	мод. ЗНОЛ.06-6 УЗ: зав. №№ 3012, 3005, 763, 5710, 1955, 302; мод. ЗНОЛ.06-10 УЗ: зав. №№ 3928, 3927, 3751	Свердловский завод трансформаторов тока (СЗТТ), г. Свердловск (изготовлены в 1978 - 1992 гг.)	Свердловский завод трансформаторов тока (СЗТТ), г. Свердловск	ОС	ГОСТ 8.216-2011	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	30.09.2021
16.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Нижегород-	Обозначение отсутствует	Е	84610-22	183	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312235-169-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "Энергокомплекс", г. Москва	12.11.2021

	ской области												
17.	Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	Е	84611-22	32, 49, 97, 1298, 1415, 1418, 1452, 1483, 1322, 1443, 1447	Открытое акционерное общество "Раменский электротехнический завод Энергия" (ОАО "РЭТЗ Энергия"), Московская обл., г. Раменское	Открытое акционерное общество "Раменский электротехнический завод Энергия" (ОАО "РЭТЗ Энергия"), Московская обл., г. Раменское	ОС	ГОСТ 8.216-2011	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	28.12.2021

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока.

Трансформаторы напряжения состоят из магнитопровода, выполненного из электротехнической стали, первичных и вторичной обмоток с высоковольтной изоляцией, конструктивных вспомогательных деталей, соединяющих части трансформаторов напряжения в единую конструкцию. Активная часть трансформаторов напряжения находится в изоляционной крышке, заполненной трансформаторным маслом и установленной на основание.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1 зав. № 32, 49, 97, 1298, 1415, 1418, 1452, 1483, 1322, 1443, 1447.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки,
места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	32, 49, 97, 1298, 1415, 1418, 1452, 1483,	1322, 1443, 1447
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1ном}$, кВ	110/ $\sqrt{3}$	110/ $\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2ном}$, В	100/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,2	0,2
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	120	200

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -60 до +40

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы напряжения не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта трансформатора напряжения типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	1 шт.
Паспорт	НАМИ-110 УХЛ1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам напряжения НАМИ-110 УХЛ1

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Раменский электротехнический завод Энергия»
(ОАО «РЭТЗ Энергия»)
ИНН 5040010981
Адрес: 140105, Россия, Московская обл., г. Раменское, ул. Левашова, д.21
Телефон: +7 (496) 463-66-93
Факс: +7 (496) 463-66-93
Web-сайт: www.ramenergy.ru
E-mail: retz@ramenergy.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д.31

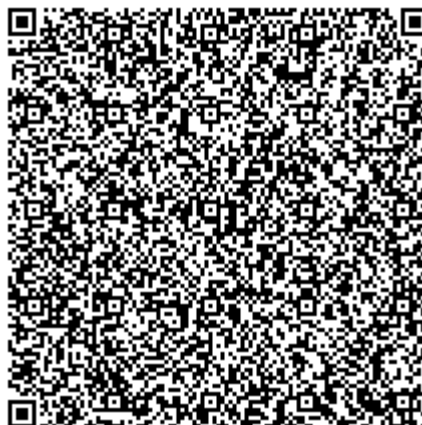
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» февраля 2022 г. № 421

Регистрационный № 84610-22

Лист № 1
Всего листов 37

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Нижегородской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Нижегородской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основное и/или резервное) и ПАО «ФСК ЕЭС»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя серверы ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), серверы ПАО «ФСК ЕЭС» и ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere. Резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» создан на базе СПО «Метроскоп».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 1-68 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном. Далее по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптических линий связи, данные с УСПД передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

При отказе основного канала связи счетчики ИК №№1-68 могут опрашиваться сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» по резервному с использованием каналаобразующего оборудования стандарта GSM.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 69-77 по проводным линиям связи (интерфейс RS-485) поступает на входы УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации. Далее по выделенному каналу связи (основной канал) данные с УСПД передаются на сервер ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется оформление отчетных документов. При отказе основного канала связи опрос выполняется по резервному каналу. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Не реже одного раза в сутки сервер ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через Интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 6.

СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, часы серверов, УСПД и счётчиков.

Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, СТВ-01 или РСТВ-01-01 осуществляют приём и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени (основного и резервного) типа Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащён УССВ типа ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным устройством коррекции времени может быть УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащён УССВ типа УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от ССВ-1Г посредством ntp-сервера. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от резервного сервера ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 1-68 синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики ИК №№ 1 – 68 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» оснащен УССВ на базе сервера точного времени СТВ-01 или радиосервера точного времени РСТВ-01-01. Периодичность сравнения показаний часов сервера и УССВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» синхронизируется от сервера ПАО «ФСК ЕЭС». Периодичность сравнения показаний часов сервера и УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов УСПД происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счётчики ИК №№ 69 - 77 синхронизируются от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счётчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов счётчиков происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Журналы событий счётчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 4.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

Таблица 4 - Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

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

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ», СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 5 - 6.

Таблица 5 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		ИВКЭ	ИВК
1	2	3		4		5	6
1	ПС 110 кВ Арья, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4					
2	ПС 110 кВ Арья, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-РЗВ-4					

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Арья, РУ-10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №814-53	А	ТПФМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3					
4	ПС 110 кВ Арья, РУ-10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-3					
5	ПС 110 кВ Бобыльская- тяговая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Бобыльская-тяговая №1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Бобыльская- тяговая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Бобыльская-тяговая №2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
7	ПС 110 кВ Буреполом, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4					
8	ПС 110 кВ Буреполом, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №60541-15,23256-11,23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4					

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Буреполом, ОРУ 27,5 кВ, Ввод 27,5 кВ Т1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3642-73	A	TBT-35M	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	TBT-35M		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3			
10	ПС 110 кВ Буреполом, ОРУ 27,5 кВ, Ввод 27,5 кВ Т2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3642-73	A	TBT-35M		
				B	-		
				C	TBT-35M		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3			
11	ПС 110 кВ Буреполом, РУ 10 кВ, Ввод 10 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-07	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Буреполом, РУ 10 кВ, Ввод 10 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-07	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
13	ПС 110 кВ Буреполом, РУ 10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3					
14	ПС 110 кВ Буреполом, РУ 10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Быструха, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4					
16	ПС 110 кВ Быструха, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-РЗВ-4					
17	ПС 110 кВ Быструха, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ №3503 (ф.1 35кВ Лесной курорт)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-Р4GB-DW-4					

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Быструха, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ №3522 (ф.2 35кВ Носовая)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
19	ПС 110 кВ Высоково, ОРУ-110 кВ, Ввод-1 110 кВ (№195)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №53344-13	A	ТОГФМ-110		
				B	ТОГФМ-110		
				C	ТОГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ		
				B	НАМИ		
				C	НАМИ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
20	ПС 110 кВ Высоково, ОРУ-110 кВ, Ввод-2 110 кВ (№108)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №53344-13	A	ТОГФМ-110		
				B	ТОГФМ-110		
				C	ТОГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ		
				B	НАМИ		
				C	НАМИ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Высоково, РУ-6 кВ, ф.601	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №30709-08	А	ТЛП-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
22	ПС 110 кВ Высоково, РУ-6 кВ, ф.602	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
23	ПС 110 кВ Высоково, РУ-6 кВ, ф.605	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Высоково, РУ-6 кВ, ф.608	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
25	ПС 110 кВ Высоково, РУ-6 кВ, ф.610	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
26	ПС 110 кВ Сортировочная (Горький-сортировочный), ОРУ-110 кВ, 1СШ-110 кВ, ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №39478-08	А	UA311632P115		
				В	UA311632P115		
				С	UA311632P115		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №15853-96	А	CPB 123		
				В	CPB 123		
				С	CPB 123		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					

1	2	3		4		5	6
27	ПС 110 кВ Сортировочная (Горький-сортировочный), ОРУ-110 кВ, 2СШ-110 кВ, ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №39478-08	A	UA311632P115	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	UA311632P115		
				C	UA311632P115		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №15853-96	A	CPB 123		
				B	CPB 123		
				C	CPB 123		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			
28	ПС 110 кВ Сортировочная (Горький-сортировочный), ОРУ-110 кВ, 1СШ-110 кВ, ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №39478-08	A	UA311632P115		
				B	UA311632P115		
				C	UA311632P115		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №15853-96	A	CPB 123		
				B	CPB 123		
				C	CPB 123		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			
29	ПС 110 кВ Сортировочная (Горький-сортировочный), ОРУ-110 кВ, 2СШ-110 кВ, ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №39478-08	A	UA311632P115		
				B	UA311632P115		
				C	UA311632P115		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №15853-96	A	CPB 123		
				B	CPB 123		
				C	CPB 123		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			

1	2	3		4		5	6
30	ПС 110 кВ Сортировочная (Горький-сортировочный), ОРУ-110 кВ, 1СП-110 кВ, ввод 110 кВ ТЗ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №39478-08	A	UA311632P115	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	UA311632P115		
				C	UA311632P115		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №15853-96	A	CPB 123		
				B	CPB 123		
				C	CPB 123		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
31	ПС 110 кВ Сортировочная (Горький-сортировочный), ОРУ-110 кВ, 2СП-110 кВ, ввод 110 кВ ТЗ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №39478-08	A	UA311632P115		
				B	UA311632P115		
				C	UA311632P115		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №15853-96	A	CPB 123		
				B	CPB 123		
				C	CPB 123		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
32	ПС 110 кВ Сортировочная (Горький-сортировочный), КРУН-6 кВ, ф.611	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №9143-06	A	ТЛК-10		
				B	-		
				C	ТЛК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Сортировочная (Горький-сортировочный), КРУН-6 кВ, ф.614	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №9143-06	A	ТЛК-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-1	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛК-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					
34	ПС 110 кВ Сортировочная (Горький-сортировочный), КРУН-6 кВ, ф.623	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №9143-06	A	ТЛК-10		
				B	-		
				C	ТЛК-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					
35	ПС 110 кВ Сортировочная (Горький-сортировочный), КРУН-6 кВ, ф.632	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №9143-06	A	ТЛК-10		
				B	-		
				C	ТЛК-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Керженец, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №52261-12, 58287-14,34096-07	А	ТГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФ-110		
				С	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4					
37	ПС 110 кВ Керженец, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08, 16635-05,36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФ110		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4					
38	ПС 110 кВ Керженец, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ №3512 (ф.1 35кВ ЛПХ)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №37491-08	А	STSM-38		
				В	STSM-38		
				С	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Керженец, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ №3524 (ф.2 35кВ Колхоз)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
40	ПС 110 кВ Мухтолово, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т1 и Т5	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №16635-05	A	ТГФ110		
				B	-		
				C	-		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4			
41	ПС 110 кВ Мухтолово, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т2 и Т4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №16635-05	A	ТГФ110		
				B	-		
				C	-		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4W			

1	2	3		4		5	6
42	ПС 110 кВ Мухтолово, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ ТЗ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №16635-05	А	ТГФ110	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	-		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4					
43	ПС 110 кВ Мухтолово, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т6	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №16635-05	А	ТГФ110		
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4					
44	ПС 110 кВ Мухтолово, РУ- 10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.3 (Спецодежда) (Ф. Фабрика)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №8913-82	А	ТВК-10		
				В	-		
				С	ТВК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р2В-3					

1	2	3		4		5	6
45	ПС 110 кВ Ройка, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №16635-05	А	ТГФ110	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4					
46	ПС 110 кВ Ройка, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №16635-05	А	ТГФ110		
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4					
47	ПС 110 кВ Сейма, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Сейма-ПТФ - Сейма-Тяговая (ВЛ Тяговая)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №34096-07	А	ТГФ110-II*		
				В	ТГФ110-II*		
				С	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4					

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Сейма, ОРУ -110 кВ, ВЛ 110 кВ Западная - Сейма-ПТФ с отпайками (ВЛ 150)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №34096-07	A	ТГФ110-II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТГФ110-II*		
				C	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4					
49	ПС 110 кВ Сейма, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ №3533 (Сейма-ПТФ - ВХКП) (Ф-2 Мельзавод)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
50	ПС 110 кВ Сергач-тяговая, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Сергач-Тяговая 1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

1	2	3		4		5	6
51	ПС 110 кВ Сергач-тяговая, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Сергач-Тяговая 2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
52	ПС 110 кВ Суроватиха, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =300/5 №2793-88	A	ТФЗМ-110Б-1У1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТФЗМ-110Б-1У1		
				C	ТФЗМ-110Б-1У1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ		
				B	НАМИ		
				C	НАМИ		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-4			
53	ПС 110 кВ Суроватиха, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =300/5 №2793-88	A	ТФЗМ-110Б-1У1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТФЗМ-110Б-1У1		
				C	ТФЗМ-110Б-1У1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ		
				B	НАМИ		
				C	НАМИ		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-4			

1	2	3		4		5	6
54	ПС 110 кВ Суроватиха, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ ТЗ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =300/5 №2793-88	А	ТФЗМ-110Б-1У1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТФЗМ-110Б-1У1		
				С	-		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ		
				В	НАМИ		
				С	НАМИ		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4			
55	ПС 110 кВ Суроватиха, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т4	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =300/5 №2793-88	А	ТФЗМ-110Б-1У1		
				В	ТФЗМ-110Б-1У1		
				С	-		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ		
				В	НАМИ		
				С	НАМИ		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4			
56	ПС 110 кВ Суроватиха, ОРУ- 110 кВ, ВЛ 110 кВ Суроватиха - Дальнее Константиново (ВЛ Суроватиха - Д. Константиново)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/5 №61432-15	А	ТОГФ (П)		
				В	ТОГФ (П)		
				С	ТОГФ (П)		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ		
				В	НАМИ		
				С	НАМИ		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4			

1	2	3		4		5	6
57	ПС 110 кВ Суроватиха, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Бобыльская-Суроватиха	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №61432-15	А	ТОГФ (П)	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТОГФ (П)		
				С	ТОГФ (П)		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ		
				В	НАМИ		
				С	НАМИ		
		Счетчи к	КТ=0,2S/0.5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4			
58	ПС 110 кВ Суроватиха, ОРУ-110 кВ, ОМВ 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №61432-15	А	ТОГФ (П)		
				В	ТОГФ (П)		
				С	ТОГФ (П)		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ		
				В	НАМИ		
				С	НАМИ		
		Счетчик	КТ=0,2S/0.5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4			
59	ПС 110 кВ Тарасиха, ОРУ- 110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №61432-15	А	ТОГФ (П)		
				В	ТОГФ (П)		
				С	ТОГФ (П)		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 № 60353-15	А	НАМИ		
				В	НАМИ		
				С	НАМИ		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			

1	2	3		4		5	6
60	ПС 110 кВ Тарасиха, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №61432-15	А	ТОГФ (П)	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТОГФ (П)		
				С	ТОГФ (П)		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 № 60353-15	А	НАМИ		
				В	НАМИ		
				С	НАМИ		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4			
61	ПС 110 кВ Тарасиха, РУ-10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.1 (ЛЭП-1001)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
62	ПС 110 кВ Тарасиха, РУ-10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.2 (ЛЭП-1002)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			

1	2	3		4		5	6
63	ПС 110 кВ Тарасиха, РУ-10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.3 (ЛЭП-1003)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-08	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
64	ПС 110 кВ Шахунья, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 № 23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P3B-4					
65	ПС 110 кВ Шахунья, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P3B-4					

1	2	3		4		5	6
66	ПС 110 кВ Шахунья, РУ-10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.5	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
67	ПС 110 кВ Шахунья, РУ-10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
68	ПС 110 кВ Шахунья, РУ-10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

1	2	3		4		5	6		
69	ПС 220 кВ Бобыльская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Бобыльская-Суроватиха №2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №52261-12	A	ТГФМ-110	RTU-325T Per. № 44626-10	PCTB-01-01 Per. № 40586-12 CTB-01 Per. № 49933-12		
				B	ТГФМ-110				
				C	ТГФМ-110				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №23748-02	A	UDT 123				
				B	UDT 123				
				C	UDT 123				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
		70	ПС 220 кВ Бобыльская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Бобыльская-тяговая №1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №52261-12			A	ТГФМ-110
								B	ТГФМ-110
C	ТГФМ-110								
ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №23748-02			A	UDT 123				
				B	UDT 123				
				C	UDT 123				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11			A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
71	ПС 220 кВ Бобыльская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Бобыльская-тяговая №2			ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №52261-12	A	ТГФМ-110		
						B	ТГФМ-110		
		C	ТГФМ-110						
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №23748-02	A	UDT 123				
				B	UDT 123				
				C	UDT 123				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

1	2	3		4		5	6
72	ПС 220 кВ Бобыльская, ОРУ-110 кВ, ОМВ-110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/5 №52261-12	A	ТГФМ-110	RTU-325T Пер. № 44626-10	РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №23748-02	A	UDT 123		
				B	UDT 123		
				C	UDT 123		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
73	ПС 220 кВ Бобыльская, РУ-0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ фидер ЭЧЭ-52	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =400/5 №47957-11	A	ТШП		
				B	ТШП		
				C	ТШП		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
74	ПС 220 кВ Бобыльская, КРУН-10 кВ, КЛ 10 кВ фидер ЭЧЭ-52	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =200/5 №25433-11, 25433-11, 47958-11	A	ТЛО-10		
				B	ТЛО-10		
				C	ТПЛ		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			

1	2	3		4		5	6
75	ПС 220 кВ Сергач, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Сергач-Тяговая 1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №52261-12	A	ТГФМ-110	RTU-325T Пер. № 44626-10	РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ		
				B	НАМИ		
				C	НАМИ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
76	ПС 220 кВ Сергач, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Сергач-Тяговая 2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №52261-12	A	ТГФМ-110		
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №78712-20	A	НКФ 110-57		
				B	НКФ 110-57		
				C	НКФ 110-57		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
77	ПС 220 кВ Сергач, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №52261-12	A	ТГФМ-110		
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №78712-20	A	НКФ 110-57		
				B	НКФ 110-57		
				C	НКФ 110-57		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 5, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 6 метрологических характеристик.

3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.

4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 6 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 2, 7, 8, 15, 16, 36, 37, 40 – 43, 45 – 48, 64, 65	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
3, 4, 9, 10, 13, 21 – 25, 32 – 35, 44	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
5, 6, 17, 18, 38, 39, 49 – 51	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
11, 61 – 63, 66 – 68	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
12, 14, 26 – 31	Активная	0,8	2,6
	Реактивная	1,4	4,0
19, 20, 56 – 58, 69 – 72, 75	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
52 – 55	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
59, 60	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,2	4,4
73	Активная	0,8	4,7
	Реактивная	1,9	2,6
74	Активная	0,9	4,7
	Реактивная	2,0	2,7
76, 77	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{ном} \cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C .

Таблица 7 – 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, $^{\circ}\text{C}$: - для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ТУ 4228-011-29056091-11, ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012 - ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД RTU-325T - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01 Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от $0,5_{инд}$ до $0,8_{емк}$ от -40 до +35 от -40 до +65 от 0 до +75 от 0 до +50 от -10 до +50 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40 от +10 до +35 от +5 до +50 50000 72 120000 72 40000 24

Продолжение таблицы 7

1	2
УСПД RTU-325T: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - 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 24 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - 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:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;

- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт/экз
1	2	3
Трансформатор тока	ТГФ110	7
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТБМО-110 УХЛ1	24
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТЛО-10	18
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-1У1	10
Трансформатор тока	ТЛП-10	2
Трансформатор тока	ТГФ110-П*	13
Трансформатор тока	ТВТ-35М	4
Трансформатор тока	ТГФМ-110 П*	14
Трансформатор тока	STSM-38	15
Трансформатор тока	UA311632P115	18
Трансформатор тока	ТГФМ-110	22
Трансформатор тока	ТОГФМ-110	6
Трансформатор тока	ТГФ-110	1
Трансформатор тока	ТОГФ (П)	15
Трансформатор тока	ТПФМ-10	2
Трансформатор тока	ТВК-10	2
Трансформатор тока	ТЛК-10	8
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	5
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	8
Трансформатор напряжения	НАМИ, НАМИ-110 УХЛ1	80
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	9
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	2

Продолжение таблицы 8

1	2	3
Трансформатор напряжения	UDT 123	6
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	54
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	23
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325T	2
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер точного времени	Метроном-50М	2
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Сервер точного времени	СТВ-01	1
Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1
Формуляр	13526821.4611.183.ЭД.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Нижегородской области», аттестованном ООО «Энергокомплекс», аттестат аккредитации № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Нижегородской области

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 «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

ИНН:7444052356

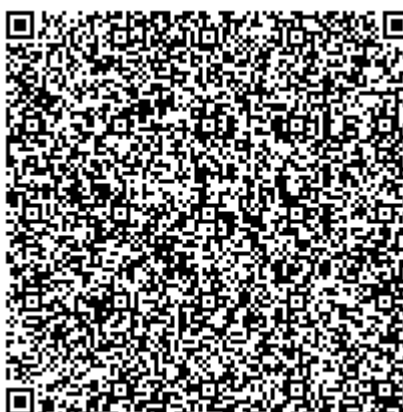
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 23

Фактический адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, строение 2

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» февраля 2022 г. № 421

Регистрационный № 84609-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока.

Трансформаторы напряжения являются однофазными электромагнитными устройствами с заземляемым выводом «Х» высоковольтной обмотки.

Магнитопровод стержневого типа выполнен из холоднокатаной электротехнической стали, разрезной. Обмотки расположены на магнитопроводе концентрически.

Основная вторичная обмотка предназначена для измерения, учета электроэнергии, дополнительная вторичная обмотка – для питания цепей защиты, автоматики, управления, сигнализации и для контроля изоляции сети.

Обмотки с магнитопроводом залиты изоляционным компаундом, создающим монолитный блок, который обеспечивает электрическую прочность изоляции и защиту обмоток от механических повреждений и проникновения влаги.

В верхней части трансформаторов напряжения расположен высоковольтный вывод «А» первичной обмотки. Выводы вторичных обмоток и заземляемый вывод «Х» расположены в клеммнике на передней торцевой части внизу трансформаторов напряжения. Вторичные обмотки имеют возможность пломбирования контактов.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения двух модификаций:

ЗНОЛ.06-6 УЗ, зав. № 3012, 3005, 763, 5710, 1955, 302;

ЗНОЛ.06-10 УЗ, зав. № 3928, 3927, 3751.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики трансформаторов напряжения ЗНОЛ.06-6 УЗ

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	3012, 3005, 763, 5710, 1955, 302
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	$6/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	50

Таблица 2 – Метрологические характеристики трансформаторов напряжения ЗНОЛ.06-10 УЗ

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	3928, 3927, 3751
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	$10/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	75

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +55

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы напряжения не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта трансформатора напряжения типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	1 шт.
Паспорт	ЗНОЛ.06	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам напряжения ЗНОЛ.06

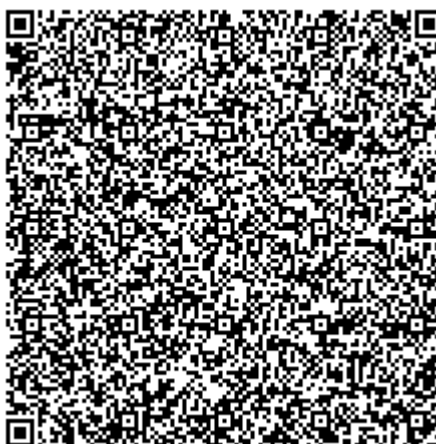
Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Свердловский завод трансформаторов тока (СЗТТ) (изготовлены в 1978 - 1992 гг.)
Адрес: 620043, г. Свердловск, ул. Черкасская, 25

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д.31
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11
Факс: +7 (499) 124-99-96
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» февраля 2022 г. № 421

Регистрационный № 84608-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс измерительно-вычислительный дежурного пункта автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) ПАО «Газпром»

Назначение средства измерений

Комплекс измерительно-вычислительный дежурного пункта автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) ПАО «Газпром» (далее – ИВК ПАО «Газпром») предназначен для измерения времени в шкале времени UTC(SU), активной и реактивной электрической энергии.

Описание средства измерений

Принцип действия ИВК ПАО «Газпром» при измерении времени заключается в формировании шкалы времени и хранении этой шкалы времени в сервере синхронизации времени ССВ-1Г (Рег. № 58301-14). Сервер синхронизации времени ССВ-1Г осуществляет сравнение сигнала от внутреннего модуля «ГЛОНАСС/GPS» с частотой внутреннего опорного генератора и подстройку частоты опорного генератора. В случае отсутствия видимых спутников ГЛОНАСС/GPS для хранения текущего времени и формирования сигналов синхронизации используется внутренний опорный генератор сервера синхронизации времени ССВ-1Г. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г осуществляет синхронизацию часов компонентов ИВК ПАО «Газпром» (сервера дежурного пункта, автоматизированных рабочих мест) по локальной сети Ethernet и внешних устройств (устройств сбора и передачи данных (далее – УСПД), счетчиков электрической энергии).

Принцип действия ИВК ПАО «Газпром» при измерении активной и реактивной электрической энергии заключается в получении результатов измерений электрической энергии и служебной информации по цифровым каналам связи от автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электрической энергии (далее – АИИС КУЭ) ПАО «Газпром».

ИВК ПАО «Газпром» обеспечивает прием информации по основному каналу связи – спутниковой связи стандарта DVB-S2, обеспечивающей обмен данными по сети Ethernet между ИВК ПАО «Газпром» и измерительно-вычислительными комплексами опрашиваемых АИИС КУЭ. При отсутствии связи по основному каналу, происходит автоматическое переключение на резервный канал связи, реализованный наземными проводными каналами связи, такими как xDSL, E1, Dial-Up, обеспечивающими обмен данными между ИВК ПАО «Газпром» и УСПД, входящими в состав опрашиваемых АИИС КУЭ.

В ИВК ПАО «Газпром» обеспечена возможность ручного переключения на аварийный канал связи, реализованный по сети сотовой связи стандарта GSM/GPRS, обеспечивающей обмен данными со счетчиками электрической энергии, входящими в состав опрашиваемых АИИС КУЭ.

ИБК ПАО «Газпром» хранит измерительную информацию (результаты измерений электрической энергии) и служебную информацию (журналы событий УСПД и счетчиков электрической энергии) в базах данных Oracle и MSSQL. ИБК ПАО «Газпром» осуществляет математическую обработку результатов измерений, заключающуюся в умножении на коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения, сведения баланса электрической энергии по подстанции, расчета потерь электрической энергии в линиях и силовых трансформаторах.

ИБК ПАО «Газпром» состоит из шкафа серверного, шкафа кроссового и автоматизированных рабочих мест (далее – АРМ). В состав шкафа серверного входят серверы Lenovo ThinkServer RD650, работающие под управлением операционной системы Microsoft Windows Server 2012 R2, сервер синхронизации времени CCB-1Г и сетевое оборудование LAN. В состав шкафа кроссового входят коммутаторы LAN WS C2960 24TT-L. Оборудование шкафа серверного, шкафа кроссового и АРМ объединены в локальную вычислительную сеть ООО «Газпром энерго».

Передача результатов измерений электрической энергии осуществляется автоматически или по команде оператора с АРМ по электронной почте в виде файлов XML макет 80020. В ИБК ПАО «Газпром» реализован информационный обмен данными (макеты XML формата 80020, 80030) с системой автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Межрегионэнергобыт», регистрационный номер № 65280-16. Передача информации происходит по сети Интернет через межсетевой экран с использованием электронно-цифровой подписи (ЭЦП).

Общий вид ИБК ПАО «Газпром» приведен на рисунках 1 и 2.



Рисунок 1 – Шкаф серверный

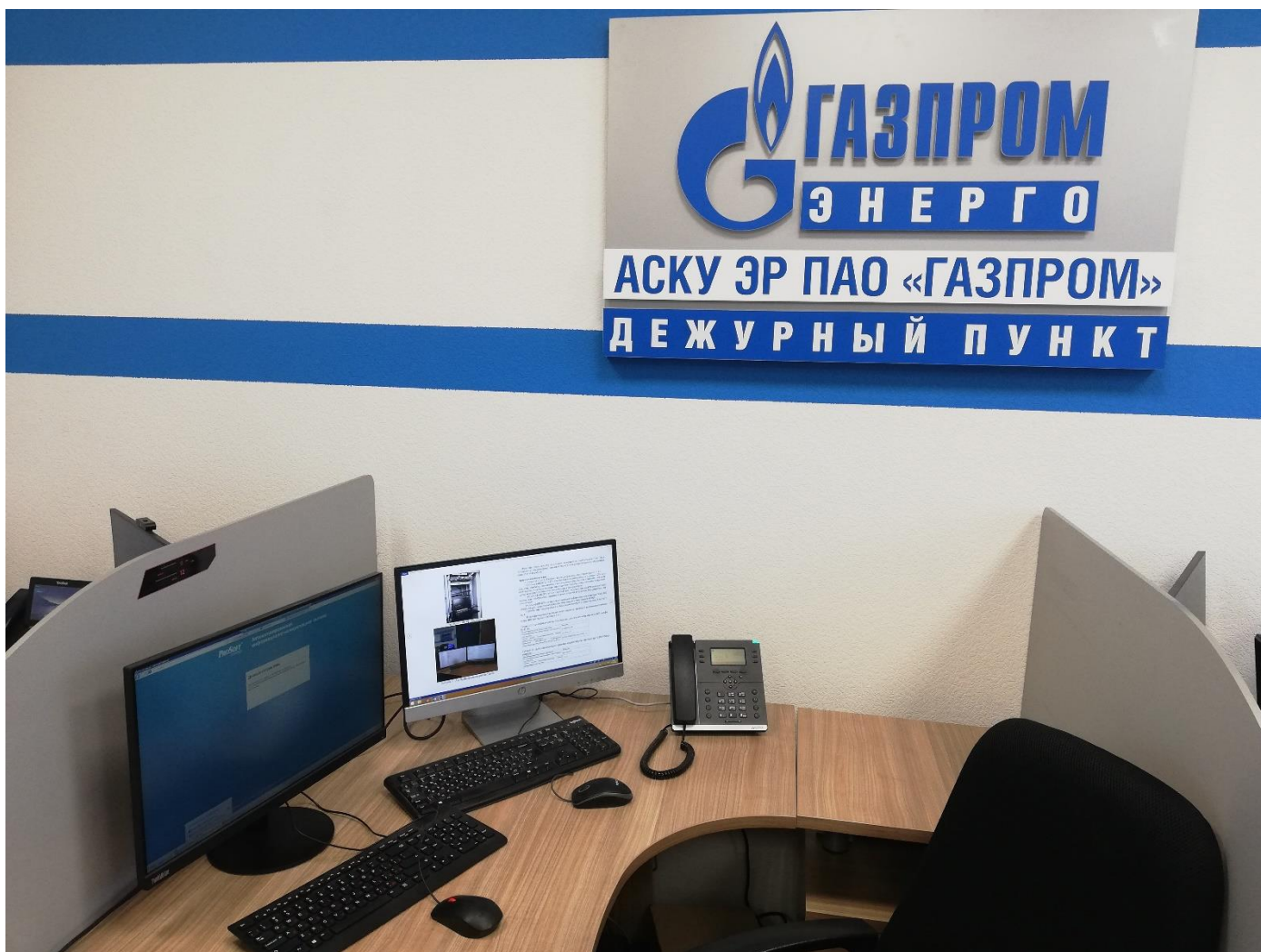


Рисунок 2 – Автоматизированное рабочее место

Нанесение знака поверки на средство измерений и пломбирование ИВК ПАО «Газпром» не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр.

Программное обеспечение

В состав ИВК ПАО «Газпром» входит программное обеспечение (далее – ПО):

- ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергосфера» установленное на серверах ИВК, осуществляет обработку, организацию учета и хранения результатов измерений электрической энергии, а также их отображение и передачу в автоматическом режиме в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии;

- ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергосфера», установленное на АРМ пользователей, осуществляет отображение, хранение и вывод на печать результатов измерений и журналов событий.

ПО «АльфаЦЕНТР», осуществляет хранение информации в базе данных Oracle, ПО «Энергосфера», осуществляет хранение информации в базе данных MSSQL.

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

Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения ИВК приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 2 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики ИВК ПАО «Газпром» приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические характеристики ИВК ПАО «Газпром»

Характеристика	Значение
1	2
Пределы допускаемого значения поправки часов ИВК относительно шкалы времени UTC(SU), с	±1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии при сборе, хранении, обработке и передаче результатов измерений, единиц младшего разряда	±1
Цикличность сбора результатов измерений, час	24
Формирование XML-файла (макет 80020) для передачи в программно-аппаратный комплекс администратора торговой системы оптового рынка электроэнергии	автоматическое
Формирование баз данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений, журналов событий УСПД, счетчиков	автоматическое
Глубина хранения результатов измерений в базах данных, год, не менее	3,5
Ведение журналов событий ИВК	автоматическое
Параметры электрического питания: – частота сети, Гц – напряжение, В	от 49 до 50 от 198 до 242

Окончание таблицы 3

1	2
Потребляемая мощность, В·А, не более	5000
Рабочие условия применения компонентов ИБК: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность окружающего воздуха при температуре 25 °С, %, не более	от 0 до 35 90
Режим работы	непрерывный круглосуточный
Среднее время восстановления, часов	не более 1
Средний коэффициент готовности	не менее 0,99

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра МРЕК.411711.049.ФО Комплекс измерительно-вычислительный дежурного пункта автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) ПАО «Газпром». Формуляр.

Комплектность средства измерений

Комплектность ИБК ПАО «Газпром» приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность ИБК ПАО «Газпром»

Наименование	Тип оборудования	Количество
1	2	3
Шкаф серверный		
Шкаф напольный 19" 42U 800x800	ZPAS	1 шт.
ИБП APC Smart-UPS RT 5000VA RM 230V	SURTD5000RMXLI	1 шт.
Дополнительная батарея APC Smart-UPS RT 192V RM Battery Pack	SURT192RMXLBP	1 шт.
Сервер дежурного пункта	Lenovo ThinkServer RD650 2U	2 шт.
Переключатель KVM 2 консоль LCD 19"	KL1516AN-AX-RG	1 шт.
Модуль удлинителя, SVGA+KBD+MOUSE USB	KA9570-AX	10 шт.
Сервер синхронизации времени	CCB-1Г	1 шт.
Коммутатор LAN WS-C2960-24TT-L Catalyst 2960 24 10/100 + 2 1000BT LAN Base Image	WS-C2960-24TT-L	1 шт.
Коммутатор SAN switch 8/8	Express IBM System Storage SAN24B-4	1 шт.
Сетевое хранилище	QNAP QTS 4D	1 шт.
SFP модуль для SAN коммутатора	SFP 8 Gbps SW	8 шт.
Ленточная библиотека	TS3100 Tape Library Model L2U	1 шт.
Digi Anywhere USB 5 port USB over IP Hub(AW-USB-5-W)	DGAW-USB-5-W	1 шт.
Маршрутизатор Cisco 1941	SEC-VPN	1 шт.

Окончание таблицы 4

1	2	3
Видеосервер Дежурного пункта	Intel(R) Core i5-4460/4GB/500GB	1 шт.
Оборудование аварийного канала связи		
GSM-модем	RX100-R2	4 шт.
Блок питания для GSM-модема	PS12-500s	4 шт.
Антенна	Antey 905 5dB	4 шт.
3G Роутер	IRZ RUH2B	1 шт.
Антенна	Antey 905 5dB	1 шт.
Блок питания для 3G роутера	PS12-500s	1 шт.
GSM-модем	RX108-R4	1 шт.
Блок питания для GSM-модема	PS12-500s	1 шт.
Антенна	Antey 905 5dB	1 шт.
8-портовый асинхронный сервер RS-232/422/485 в Ethernet	NPort 5650-8	1 шт.
Модем в комплекте с блоком питания	T-336Cx (в комплекте с PW-180A)	2 шт.
Шкаф кроссовый		
Шкаф настенный 19-дюймовый (19"), 12U	TWFS-1266-GP-RAL9004	1 шт.
ИБП APC Smart-UPS 750VA LCD RM 2U 230V	SMT750RMI2U	1 шт.
Коммутатор LAN WS C2960 24TT-L Catalyst 2960 24 10/100 + 2 1000BT LAN Base Image	WS C2960 24TT-L	2 шт.
Монитор 24" Black TN LED 5ms 16:9 DVI 100M:1 250cd	V246HLbd	7 шт.
Системный блок	AMD FX-4300/ 4Gb/ 1Tb/ AMD760G/ DVDRW/клавиатура/мышь/WIN7	7 шт.
ИБП APC Back-UPS 800VA with AVR, IEC, 230V	BX800CI	7 шт.
Программное обеспечение		
Программное обеспечение «АльфаЦЕНТР»	АС-SE-5 (многопользовательская для центров сбора и обработки данных) без Oracle и внешних ком серверов, USB-key	1 комплект
Программное обеспечение базы данных	Oracle Database Enterprise Edition PL	1 шт.
Программное обеспечение базы данных	Microsoft SQL Server 2012	1 шт.
Операционная система	Windows Server 2012	2 шт.
Программное обеспечение «Энергосфера»	ПК «Энергосфера»	1 комплект
Документация		
Комплекс измерительно-вычислительный дежурного пункта автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) ПАО «Газпром». Формуляр	МРЕК.411711.049.ФО	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием комплекса измерительно-вычислительного дежурного пункта автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) ПАО «Газпром»». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к комплексу измерительно-вычислительному дежурного пункта автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) ПАО «Газпром»

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

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 июля 2018 г. N 1621 Государственная поверочная схема для средств измерений времени и частоты

Изготовитель

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

ИНН 7736186950

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

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

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

Испытательный центр

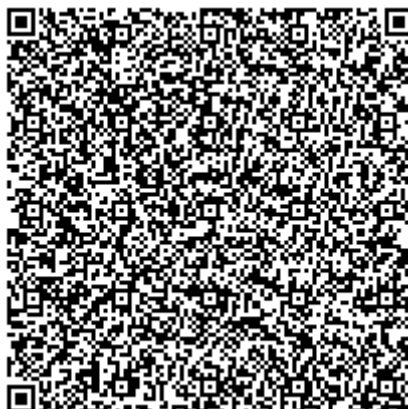
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

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

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

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» февраля 2022 г. № 421

Регистрационный № 84607-22

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Русский бисквит», ООО «Шекснинская Птицефабрика», ООО «Шекснинский комбинат хлебопродуктов»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Русский бисквит», ООО «Шекснинская Птицефабрика», ООО «Шекснинский комбинат хлебопродуктов» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер на базе закрытой облачной системы VMware (сервер ООО «РН-Энерго») с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», сервер на базе закрытой облачной системы VMware (сервер ПАО «Россети») с ПО «ЭНФОРС АСКУЭ», устройства синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Для измерительных каналов (ИК) №№ 9, 10, 13-18 цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ПАО «Россети», где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации и передача на сервер ООО «РН-Энерго» в виде xml-файлов установленных форматов.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ООО «РН-Энерго». На сервере ООО «РН-Энерго» осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Также сервер ООО «РН-Энерго» может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергетики и мощности (ОРЭМ).

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера ООО «РН-Энерго», часы сервера ПАО «Россети» и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера ООО «РН-Энерго» (для ИК №№ 1-8, 11, 12, 19-22) с соответствующим УСВ осуществляется не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера ООО «РН-Энерго» производится при расхождении показаний с УСВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов сервера ПАО «Россети» (для ИК №№ 9, 10, 13-18) с соответствующим УСВ осуществляется не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера ПАО «Россети» производится при расхождении показаний с УСВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчика с часами сервера ООО «РН-Энерго» (для ИК №№ 1-8, 11, 12, 19-22) осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера ООО «РН-Энерго» на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчика с часами сервера ПАО «Россети» (для ИК №№ 9, 10, 13-18) осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов счетчиков производится независимо от расхождения показаний, но не реже одного раза в сутки.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Русский бисквит», ООО «Шекснинская Птицефабрика», ООО «Шекснинский комбинат хлебопродуктов».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энфорс АСКУЭ».

ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

ПО «АльфаЦЕНТР»									
Идентификационные данные (признаки)					Значение				
Идентификационное наименование ПО					ac_metrology.dll				
Номер версии (идентификационный номер) ПО					не ниже 12.1				
Цифровой идентификатор ПО					3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54				
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО					MD5				
ПО «Энфорс АСКУЭ»									
Идентификационные данные (признаки)	Значение								
Идентификационное наименование ПО	Модуль загрузки макетов 80020 M80020_IM P.EXE	Модуль перерасчета суммарных показателей DataProc.exe	Модуль ручного ввода данных по расходу ЭЭ NewMEdit.exe	Модуль администрирования суммарных показателей Enfadmin.exe	Модуль репликации между базами Энфорс ENF_REPL.EXE	Компонент сбора данных Энергия 2+ Collector_energynog.exe	Компонент Картотека УСПД CatalogUSD.exe	Компонент просмотра журналов Logs.exe	Компонент сбора журналов через УСПД Collector.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.2.17.42	не ниже 2.2.10.9	не ниже 2.2.12.18	не ниже 2.2.11.53	не ниже 2.2.9.4	не ниже 5.0.41.1	не ниже 1.0.0.21	не ниже 1.0.0.8	не ниже 1.0.0.50
Цифровой идентификатор ПО	2759927696	2244852261	3579617845	1364486856	969570058	1755748978	2697006722	3056888606	2659673978
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32								

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ТП-19 10/0,4 кВ Ввод 0,4 кВ от Т-1	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	VMware	Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
2	ТП-50 10/0,4 кВ Ввод 0,4 кВ от Т-1	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM2-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
3	ТП-50 10/0,4 кВ Ввод 0,4 кВ от Т-2	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM2-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
4	ШУ-0,4 кВ ПАО «МТС»	-	-	Меркурий 234 ARTM-02 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 48266-11			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,0	5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	РП-10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. № 13	ТОЛ 10-I Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 15128-96 Фазы: А; С	НТМК-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 355-49 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16	VMware	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
6	РП-10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. № 7	ТОЛ 10-I Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 15128-96 Фазы: А; С	НТМК-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 355-49 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
7	ТП-11 10/0,4 кВ Ввод 0,4 кВ от Т-1	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
8	ТП-10 10/0,4 кВ Ввод 0,4 кВ от Т-1	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
9	ПС 110/35/10/6 кВ «Шексна», КРУН-10 кВ, 1 с.ш.10 кВ, яч. 5	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,1
10	ПС 110/35/10/6 кВ «Шексна», КРУН-10 кВ, 2 с.ш.10 кВ, яч. 10	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	ТП 10/0,4 кВ «Гаражи» Ввод 0,4 кВ от Т-1	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 250/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16	VMware	Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5
12	ТП-84 10/0,4 кВ «ВОЗ» Ввод 0,4 кВ от Т-2	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5
13	ПС 110/10 кВ «Нифантово», КРУН-10 кВ, 2 с.ш.10 кВ, яч. 13	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
14	ПС 110/10 кВ «Нифантово», КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 21	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	VMware	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
15	ПС 110/10 кВ «Нифантово», КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 14	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фаза: А ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-05 Фаза: С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	ПС 110/10 кВ «Нифантово», КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 8	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	VMware	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
17	ПС 110/10 кВ «Нифантово», КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
18	ПС 110/10 кВ «Нифантово», КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 3	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
19	ТП-81 10/0,4 кВ «АВМ» Ввод 0,4 кВ от Т-1	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 750/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,5
20	КТП №24 10/0,4 кВ Ввод 0,4 кВ от Т-1	-	-	Меркурий 230 ART-01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,0	5,9
21	ГРС «Шекснин- ская п/ф», ЩР-0,4 кВ, Ввод №2 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 ART-01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,0	5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	ШУ-0,22 кВ АО «Газпром газораспреде- ние Вологда»	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16	VMware	Актив- ная	1,0	3,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 11, 12, 19 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК указана для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
4. 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 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов, а также замена серверов без изменения используемых ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	22
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 11, 12, 19 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 11, 12, 19 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа Меркурий 234 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 48266-11): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Меркурий 234 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 75755-19): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МК, СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05М, СЭБ-1ТМ.02Д: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Меркурий 230: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 320000 2 165000 2 90000 2 140000 2 150000 2 45000 2 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации:	
для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МК, ПСЧ-4ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03, СЭБ-1ТМ.02Д:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	40
для счетчиков типа Меркурий 234 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 48266-11):	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	123
при отключении питания, лет, не менее	10
для счетчиков типа Меркурий 234 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 75755-19):	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	170
при отключении питания, лет, не менее	10
для счетчиков типа Меркурий 230:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	85
при отключении питания, лет, не менее	10
для сервера:	
хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	6
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	15
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	12
Трансформаторы тока	ТЛК10-6	2
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы напряжения	НТМК-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	2
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	7
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	2
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	2
Счетчики активной энергии многофункциональные	СЭБ-1ТМ.02Д	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	2
Сервер ООО «РН-Энерго»	VMware	1
Сервер ПАО «Россети»	VMware	1
Формуляр	ЭНКП.411711.АИИС.050.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Русский бисквит», ООО «Шекснинская Птицефабрика», ООО «Шекснинский комбинат хлебопродуктов», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Русский бисквит», ООО «Шекснинская Птицефабрика», ООО «Шекснинский комбинат хлебопродуктов»

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Энерго» (ООО «РН-Энерго»)

ИНН 7706525041

Адрес: 143401, Московская обл., г. Красногорск, ул. Международная, д. 14, секция 5-001

Телефон: (495) 777-47-42

Факс: (499) 576-65-96

Web-сайт: www.rn-energo.ru

E-mail: rn-energo@rn-energo.ru

Испытательный центр

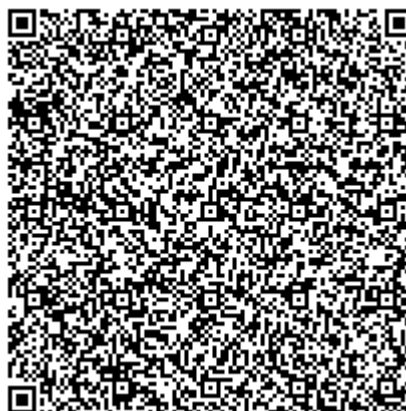
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» февраля 2022 г. № 421

Регистрационный № 84606-22

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Заринская горэлектросеть»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Заринская горэлектросеть» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС-приемника типа УСВ-З, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0».

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний, второй уровень системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы.

Сервер АИИС КУЭ имеет возможность производить обмен измерительной информации с ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

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

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии любого расхождения сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При любом расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ производится синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Заринская горэлектросеть».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.4.1.33167
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476

Продолжение таблицы 1

1	2
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Городская, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 2	ТЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Dell PowerEdge R440	активная реактивная
2	ПС 110 кВ Городская, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 4	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
3	ПС 110 кВ Городская, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 6	ТЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
4	ПС 110 кВ Городская, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 10	ТЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
5	ПС 110 кВ Городская, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 17	ТЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
6	ПС 110 кВ Городская, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 22	ТОЛ-СВЭЛ 50/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 70106-17		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ПС 110 кВ Городская, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 23	ТЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Dell PowerEdge R440	активная реактивная
8	ПС 110 кВ Городская, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 24	ТЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
9	ПС 110 кВ Кокс, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 2	ТЛК 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 42683-09	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
10	ПС 110 кВ Кокс, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 3	ТОЛ-10 УТ2 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 6009-77		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
11	ПС 110 кВ Кокс, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 4	ТОЛ-10 УТ2 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 6009-77		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
12	ПС 110 кВ Кокс, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 11	ТОЛ-10 УТ2 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 6009-77		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
13	ПС 110 кВ Кокс, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 20	ТОЛ 10 30/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ПС 110 кВ Кокс, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 21	ТОЛ-10 УТ2 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 6009-77	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Dell PowerEdge R440	активная реактивная
15	ПС 110 кВ Кокс, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 22	ТОЛ-10 УТ2 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 6009-77		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
16	ПС 110 кВ Кокс, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 23	ТЛК 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 42683-09		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
17	ПС 35 кВ Заринская, КРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 1	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
18	ПС 35 кВ Заринская, КРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 5	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
19	ПС 35 кВ Заринская, КРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 10	ТПЛ-10-М 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 22192-03	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
20	ПС 35 кВ Заринская, КРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 16	ТПЛ-10 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	ПС 35 кВ Чумышская, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 5	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Dell PowerEdge R440	активная реактивная
22	ПС 35 кВ Чумышская, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 6	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
23	ПС 35 кВ Чумышская, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 13	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
24	ПС 35 кВ Чумышская, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 14	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
25	ПС 35 кВ Чумышская, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 15	ТЛМ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
26	ПС 110 кВ Кытмановская, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 1	ТВЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
27	ПС 110 кВ Кытмановская, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 7	ТВЛМ-10 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28	ПС 35 кВ Залесовская, КРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 1	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Dell PowerEdge R440	активная реактивная
29	ПС 35 кВ Залесовская, КРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 5	ТПЛ-10 ТЛП-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59 Рег. № 30709-11		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
30	ПС 35 кВ Залесовская, КРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 6	ТЛП-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 30709-11		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
31	ПС 110 кВ Тогульская, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 14	ТВЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	ЗНОЛ-СВЭЛ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 42661-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная
32	ПС 110 кВ Тогульская, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 18	ТВЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная
33	ТПС 220 кВ Тягун, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 3	ТЛО-10 150/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 25433-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
34	ТПС 220 кВ Тягун, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 4	ТЛО-10 100/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 25433-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
35	ТПС 220 кВ Тягун, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 2	ТЛО-10 100/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 25433-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Dell PowerEdge R440	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 собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.

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

4 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.

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

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

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы относительной основной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 5; 7 - 12; 17 - 20; 26 - 32 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,9	1,2	2,6	2,1
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,4	1,5	3,0	2,3
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,3	2,5	4,7	3,1
6 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,9	1,2	2,6	2,1
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,9	1,2	2,6	2,1
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,4	1,5	3,0	2,3
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,4	2,7	4,8	3,2
13 - 16; 21 - 25 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,6	1,1	2,4	2,1
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,3	1,4	2,9	2,2
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,3	2,5	4,6	3,0
33 - 35 (ТТ 0,2S; ТН 0,5 Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,3	1,0	2,2	2,0
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,3	1,0	2,2	2,0
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,4	1,1	2,3	2,1
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	2,1	1,6	2,8	2,4
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до плюс 40 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	35
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25

Продолжение таблицы 5

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	140000 2 70000 1 45000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	113 10 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

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

- журнал сервера:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

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

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

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени:

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

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Заринская горэлектросеть» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	24
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	2
Трансформатор тока	ТЛК	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10 УТ2	10
Трансформатор тока	ТОЛ 10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10	9
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	8
Трансформатор тока	ТЛП-10	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	5
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	35
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	Dell PowerEdge R440	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0»	1
Формуляр	АСВЭ 332.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Заринская горэлектросеть», аттестованной ООО «АСЭ», аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019 г

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Изготовитель

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

Место нахождения: г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А

Адрес юридического лица: г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

ИНН: 3329074523

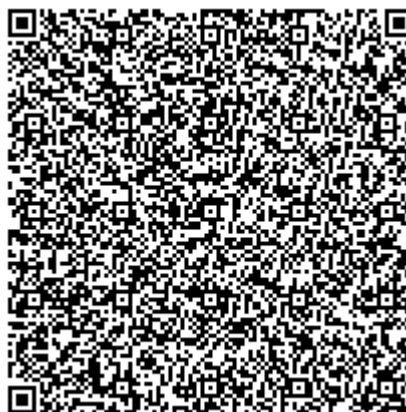
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике»

Место нахождения: г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А

Адрес юридического лица: г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц: RA.RU.312617



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» февраля 2022 г. № 421

Регистрационный № 84605-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ННК-Северная нефть»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ННК-Северная нефть» (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, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средней интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включает в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее по тексту – УСПД), каналообразующую аппаратуру и технические средства обеспечения электропитания.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени УСВ-3 (далее - УССВ), программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера», технические средства обеспечения электропитания.

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по каналам связи на верхний уровень системы (сервер АИИС КУЭ), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерения до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов. Сервер АИИС КУЭ ежедневно формирует и в автоматическом режиме или по запросу отправляет с помощью электронной почты по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с использованием электронной подписи (далее по тексту - ЭП) с результатами измерений в формате XML в заинтересованные организации. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется в соответствии с Приложением 11.1.1. «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту - СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ – ИИК, ИВКЭ и ИВК.

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS, ГЛОНАСС), встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. Коррекция времени сервера АИИС КУЭ производится от УССВ. Коррекция времени сервера АИИС КУЭ проводится при наличии расхождения с временем УССВ.

Коррекция времени УСПД производится от сервера АИИС КУЭ. Коррекция времени УСПД происходит при расхождении с временем сервера АИИС КУЭ более, чем на ± 2 с.

Коррекция времени счетчиков производится от УСПД. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении с временем УСПД более, чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»: adcenter.exe, AdmTool.exe, AlarmSvc.exe, Config.exe, ControlAge.exe, expimp.exe, HandInput.exe, PSO.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 6.5
Цифровой идентификатор ПО	adcenter.exe: c7b17647c6497aae724e5837f4f13d93 AdmTool.exe: 3cd91a416daaff405bbe310d9ac6700c AlarmSvc.exe: 8d53e62dd91605762f874bcb50fbdeaa Config.exe: 1ece219e39c89be4bc7b62e8fee0294e ControlAge.exe: 5e3ad7830eee3432b7841acbae0068d1 expimp.exe: a92d0dacf3a994900d2f3096dec53a58 HandInput.exe: 5ba730055bb7b2b570da28d8924898df PSO.exe: 4975d903e12d83e05cc2c5d83b57e598
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД / УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 35 кВ Баган, КРУН-6 кВ, 1 С 6 кВ, яч. 4, КЛ-6 кВ	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 38395-08	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
2	ПС 35 кВ Баган, КРУН-6 кВ, 2 С 6 кВ, яч. 9, КЛ-6 кВ	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 38395-08	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
3	СП-35 кВ Северный Баган, сш 35 кВ, яч. ввод 1 35 кВ	ТЛК-35 Кл.т. 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 40085-08	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
4	СП-35 кВ Северный Баган, сш 35 кВ, яч. ввод 2 35 кВ	ТЛК-35 Кл.т. 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 40085-08	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	КТП-235 6 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону Электрооборудов ание 0,4 кВ ООО "Усинский коммунальный сервис"	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
6	РУ-6 кВ ПСН, 1 сш 6 кВ, яч. 1	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,8	±4,1 ±7,1
7	РУ-6 кВ ПСН, 2 сш 6 кВ, яч. 12	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,8	±4,1 ±7,1
8	КТП 6 кВ ООО "СК-Лидер", РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТМ-250	Т-0,66 Кл.т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
9	ЩУ-0,4 кВ Столовая, сш 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
10	РЩ-7 ЦРМО 0,4 кВ, сш 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	ТТИ-40 Кл.т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	РЩ-25 0,4 кВ, сш 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ПР-1 РСУ 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
12	Узел учета 0,4 кВ УФ ООО «РН- Бурение», КЛ-0,4 кВ в сторону РЩ- 1 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
13	РУ-6 кВ ПСН, ЩСН-0,4 кВ, сш 0,4 кВ, ввод 1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
14	РУ-6 кВ ПСН, ЩСН-0,4 кВ, сш 0,4 кВ, ввод 2	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
15	РЩ-1 0,4 кВ ООО «Максима», сш 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	ТТИ-А Кл.т. 0,5 КТТ 250/5 Рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
16	РЩ-2 0,4 кВ ООО «Максима», сш 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	ТТИ-А Кл.т. 0,5 КТТ 250/5 Рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 16 от минус 40 до плюс 60 °С. 4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5 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 2 метрологических характеристик. 6 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов. 7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 8 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений. 9 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	16
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от -25 до +60 от -10 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.09 (Рег. № 36697-17) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 (Рег. № 36697-12) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 (Рег. № 36697-08) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для электросчетчика A1802RALXQ-P4GB-DW-4 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 165000 2 140000 2 120000 2 70000 1 45000 2 75000 24

Продолжение таблицы 3

Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее	113
- при отключении питания, лет, не менее	30
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее	45
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ ООО «ННК-Северная нефть» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10	4
Трансформатор тока	ТЛК-35	6
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	9
Трансформатор тока	ТЛК10-6	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10	4
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Трансформатор тока	ТТИ-40	3
Трансформатор тока	ТОП-0,66	9
Трансформатор тока	ТТИ-А	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-35	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALXQ-P4GB-DW-4	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.09	10
УССВ	УСВ-3	1
УСПД	ЭКОМ-3000	1
Программное обеспечение	ПО ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.980 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ННК-Северная нефть», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 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

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

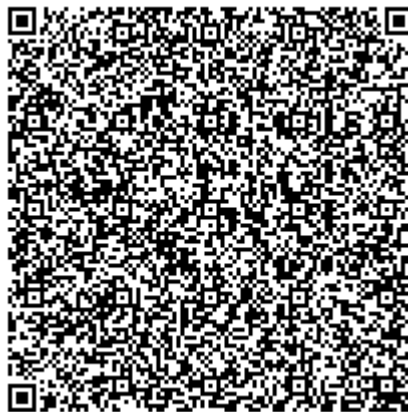
Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312736. Дата внесения в реестр сведений об аккредитованном лице 17.07.2019 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс автоматизированный измерительно-управляющий «КИ-БППГ-1 Калининградская ТЭЦ-2»

Назначение средства измерений

Комплекс автоматизированный измерительно-управляющий «КИ-БППГ-1 Калининградская ТЭЦ-2» (далее - комплекс) предназначен для преобразования сигналов силы постоянного тока, поступающих от первичных измерительных преобразователей, в значения технологических параметров (давление, температура, расход, ток и мощность электродвигателя компрессора), контроля и хранения измеренных параметров оборудования блочного пункта подготовки газа (БППГ-1) полученных при обеспечении технологического процесса предварительной подготовки и контроля качества газа перед подачей в компрессорную станцию, и в газовую турбину блока №1 Калининградской ТЭЦ-2.

Описание средства измерений

Комплекс входит в состав автоматизированной системы управления технологическими процессами (далее АСУ ТП) Калининградской ТЭЦ-2 и включает в себя измерительно-управляющую часть автоматизированной системы управления технологическим процессом (далее АСУТП) БППГ-1 блока №1 Калининградской ТЭЦ-2.

Комплекс обеспечивает измерение рабочих параметров оборудования в процессе его эксплуатации, визуализацию измеренных параметров и реализацию алгоритмов управления оборудованием, на основе измерительной информации от первичных измерительных преобразователей, работающих в составе оборудования АСУТП БППГ-1:

Комплекс представляет собой совокупность технических средств, в том числе:

1) оборудование нижнего уровня, состоящее из:

- контроллеров программируемых Simatic S7-300 с модулями ввода аналоговых сигналов SM 331 (регистрационный № 15772-11), в составе устройств распределенного ввода-вывода Simatic ET-200M (регистрационный № 66213-16), осуществляющих циклический опрос, прием и преобразование сигналов от первичных измерительных преобразователей в выходной код и передачу их в процессоры комплекса по стандартам промышленных протоколов обмена семейства «Industrial Ethernet» по цифровой шине полевого уровня Profibus DP

- линий связи, соединяющих измерительные модули с датчиками;

- трех дублированных процессоров в SIMATIC S7-414-5H (один общий для БППГ и по одному на ГДК1 и ГДК2), обеспечивающих выполнение алгоритмов управления при ведении технологического процесса БППГ-1 на основе принятой измерительной информации измерительных модулей комплекса;

- специализированного программного обеспечения STEP 7 версии V5.6+SP1+HF5, предназначенного для программирования контроллеров комплекса с целью обработки измерительных сигналов, автоматического регулирования, управления, выполнения функций защит и блокировок и обеспечения диагностики работы системы управления БППГ-1;

2. Оборудование верхнего уровня, в качестве которого используется инженерный программный комплекс SIMATIC «PCS7» версии V.9.0 +SP2 фирмы Siemens, состоящего из:

- дублированного основного сервера (OS Server) системы автоматизации АСУТП БППГ-1, предназначенных для хранения полученной измерительной и расчетной информации и обеспечения «клиент-серверной» технологии работы комплекса;
- сервера долговременного хранения архива;
- рабочих и инженерной станций комплекса, реализованных на базе персональных компьютеров, которые получают измерительную информацию от серверов системы по общестанционной сети Ethernet и обеспечивают визуализацию результатов измерений в процессе работы оборудования БППГ-1; инженерная станция содержит приложения, представляющие собой комплекс программных средств для конфигурирования и диагностики всех устройств автоматизации;
- стандартного программного обеспечения - операционной системы Windows 10 Professional и специализированного инженерного программного обеспечения, входящего в состав ПТК «SIMATIC PCS7 и SCADA-системы – «SIMATIC WinCC», предназначенного для конфигурации серверов, также визуализации процессов работы БППГ-1 и обеспечения контроля над всем технологическим процессом и передачи измерительной информации на инженерную и рабочие станции комплекса.



Рисунок 1 – Внешний вид контроллерного шкафа

Структурная схема комплекса измерительного «КИ-БППГ-1 Калининградская ТЭЦ-2» приведена на рисунке 2.

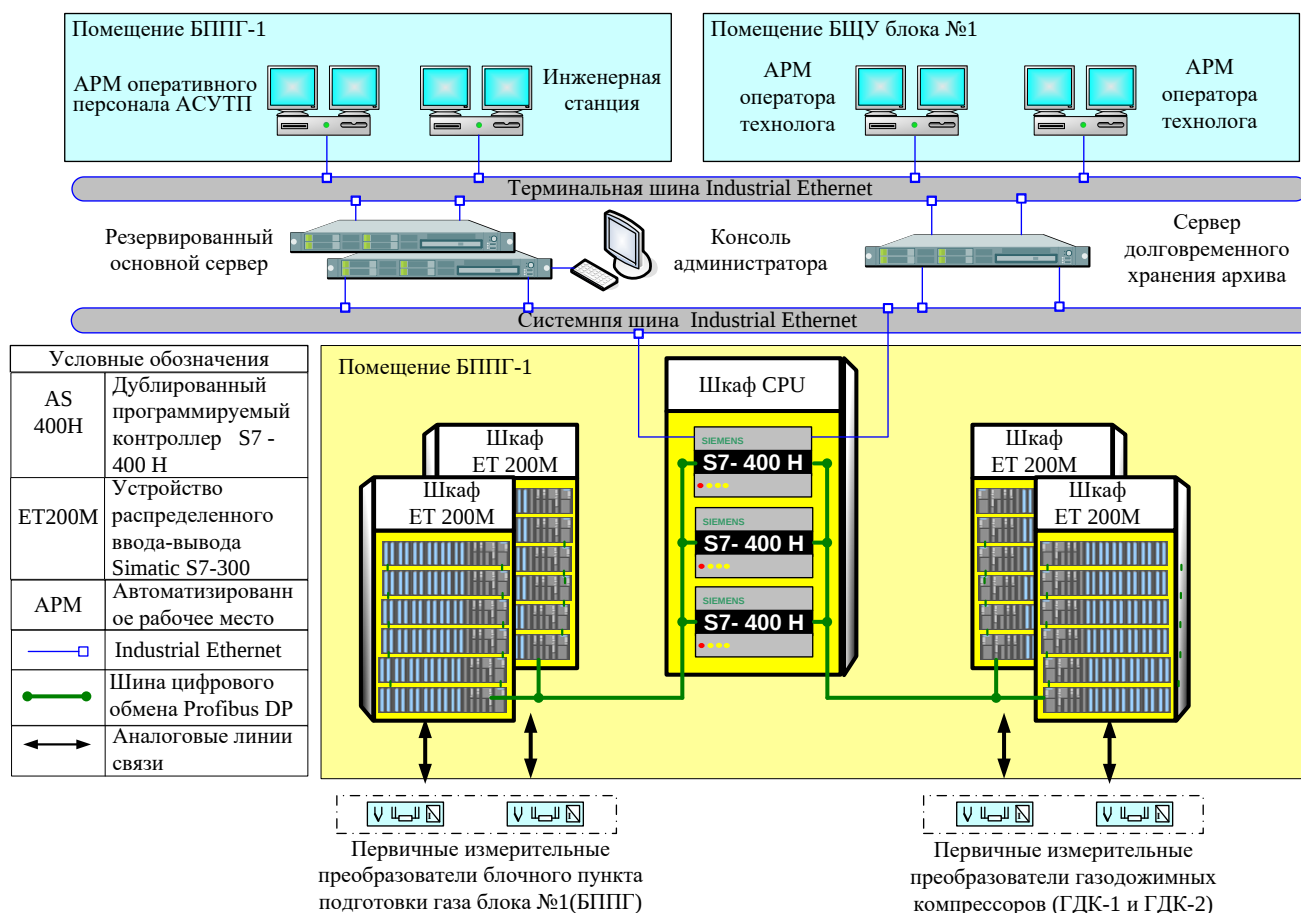


Рисунок 2 – Структурная схема «Комплекса автоматизированного измерительно-управляющего «КИ-БППГ1 Калининградская ТЭС-2»»

Пломбирование системы не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер системы в форме числового кода приведен в формуляре на систему.

Программное обеспечение

Комплекс работает под управлением ПО «BPPG-1 Kaliningradskaya TЭС-2». Конфигурация данного программного проекта на базе ПТК "Simatic PCS7", выполнена под задачи комплекса, автоматизированного измерительно-управляющего «КИ-БППГ-1 Калининградской ТЭС-2».

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значения	
Идентификационное наименование ПО	ПО «STEP 7»	ПО SCADA «SIMATIC WinCC»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V5.6+SP1+HF5	V7.4+SP1+Upd12
Цифровой идентификатор ПО	D41D8CD98F00B204E9800998ECF8427E	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5	

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Основные метрологические характеристики

Наименование измерительных каналов	Диапазон преобразования входного сигнала	Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу диапазона измерений погрешности, %
Каналы преобразования сигналов силы постоянного электрического тока в значения технологических параметров (давление, температура, расход, электрические ток и мощность), без учета погрешности первичных измерительных преобразователей	от 4 до 20 мА	±0,6

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных модулей в составе комплекса, шт.:	
- типа SM331 7KF02	3
- типа SM331 7RD00	32
Количество измерительных преобразователей, подключаемых на вход одного модуля, шт.:	
- типа SM331 7KF02	8
- типа SM331 7RD00	4
Количество измерительных преобразователей со стандартным токовым выходом, подключаемых на вход комплекса, шт	110
Параметры электрического питания:	
- напряжение постоянного тока, В	от 24 до 30
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от +10 до +50
- относительная влажность при температуре 25 °С, %	от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа	от 80 до 108
Средний срок службы, лет	15

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс автоматизированный измерительно-управляющий «КИ-БППГ-1 Калининградская ТЭЦ-2», зав. № 2842	КИ-БППГ-1 Калининградская ТЭЦ-2	1 шт.
Комплекс автоматизированный измерительно-управляющий «КИ-БППГ-1 Калининградская ТЭЦ-2. Руководство по эксплуатации Часть 1 Программное обеспечение, описание операторского интерфейса"	ИК.2842-АТХ1-РЭ.01	1 экз.
Комплекс автоматизированный измерительно-управляющий «КИ-БППГ-1 Калининградская ТЭЦ-2». Руководство по эксплуатации Часть 2 Техническое описание.	ИК.2842-АТХ1-РЭ.02	1 экз.
Формуляр	ИК.2842-АТХ1-ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 документа ИК.2842-АТХ1-РЭ.02 «Комплекс автоматизированный измерительно-управляющий «КИ-БППГ-1 Калининградская ТЭЦ-2». Руководство по эксплуатации Часть 2 Техническое описание».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к комплексу автоматизированному измерительно-управляющему «КИ-БППГ Калининградская ТЭЦ-2»

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

Техническое задание на модернизацию программно-технических комплексов автоматизированных систем управления технологическими процессами блочного пункта подготовки газа (ПТК АСУ ТП БППГ) блока №1 Калининградской ТЭЦ-2.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью "ИНКОНТРОЛ" (ООО "ИНКОНТРОЛ")
ИНН 7725401700
Адрес: 115280, Россия, г. Москва, ул. Ленинская Слобода, д. 23, стр 2, офис 5-7.
Телефон: (495) 481-33-10
E-mail: office@inctrl.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

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

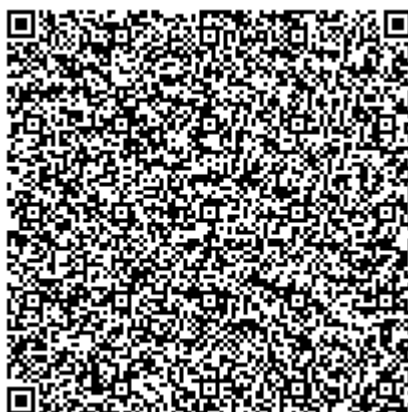
Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «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 «18» февраля 2022 г. № 421

Регистрационный № 84603-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС ПС 220 кВ Р-40 (КВЛ 10 кВ №40-35, №40-46)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС ПС 220 кВ Р-40 (КВЛ 10 кВ №40-35, №40-46) (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, 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 включает в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (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) АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС) Юга, устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ не имеет модификаций. Доступ к элементам и средствам измерений АИИС КУЭ ограничен на всех уровнях при помощи механических и программных методов и способов защиты.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ, заводские номера средств измерений уровней ИИК и ИВКЭ, идентификационные обозначения элементов уровня ИВК указаны в паспорте-формуляре.

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 электрической энергии и мощности (ОРЭМ);
- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и мощности и автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- ведение журналов событий ИИК, ИВКЭ, ИВК.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на выходы счетчика электрической энергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электрической энергии 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 КО АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ.

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 в системе в состав ИВК входит УССВ, которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация внутренних часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с источником точного времени 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.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту – 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 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
Примечание: Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО - MD5	

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	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	КВЛ 10 кВ №40-35	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S КТТ=600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛ.06.4-10 кл.т. 0,5 КТН= (10000/√3)(100/√3) рег. № 46738-11 ТН-10 кВ 3 СШ	A1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09
2	КВЛ 10 кВ №40-46	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S КТТ=600/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛ.06.4-10 кл.т. 0,5 КТН= (10000/√3)(100/√3) рег. № 46738-11 ТН-10 кВ 4 СШ	A1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09

Окончание 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 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, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,9	1,6	1,2	1,2
	0,5	5,4	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 0,5S; ТН 0,5)	0,8	3,0	1,7	1,3	1,3
	0,5	5,5	3,1	2,3	2,3
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 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,9	1,7	1,4	1,4
	0,5	5,5	3,0	2,3	2,3

Окончание 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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	3,3	1,7	1,8	1,8
	0,5	5,7	2,1	2,6	2,6
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 $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовой)					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003)	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49 до 51 от +21 до +25 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	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,5 до 50,5 от -45 до +45 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24

Окончание таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее	120000
УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	75000
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	5
ИБК: - 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 паспорта-формуляра АИИС КУЭ печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1800	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06.4-10	6 шт.
Устройство по сбору и передаче данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	РКПН.422231.293.00-ИЭ	1 экз.
Паспорт-формуляр	РКПН.422231.293.00-ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС ПС 220 кВ Р-40 (КВЛ 10 кВ №40-35, №40-46)», аттестующая организация ФБУ «Пензенский ЦСМ», аттестат аккредитации № 01.00230-2013 от 17.04.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС ПС 220 кВ Р-40 (КВЛ 10 кВ №40-35, №40-46)

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области»

(ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

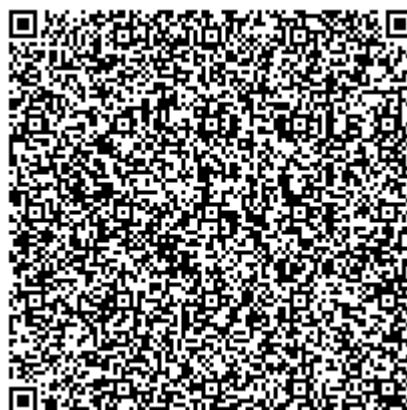
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): (8412) 49-82-65

Web-сайт: www.penzacsm.ru

E-mail: pcsm@sura.ru

Регистрационный номер RA.RU.311197 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» февраля 2022 г. № 421

Регистрационный № 84602-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС ПС 220 кВ Славянская (КЛ 10 кВ ООО «Ростэкэлектросети», яч. №1, яч. №12)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС ПС 220 кВ Славянская (КЛ 10 кВ ООО «Ростэкэлектросети», яч. №1, яч. №12) (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, 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 включает в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (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) АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС) Юга, устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ не имеет модификаций. Доступ к элементам и средствам измерений АИИС КУЭ ограничен на всех уровнях при помощи механических и программных методов и способов защиты.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено, знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер АИИС КУЭ, заводские номера средств измерений уровней ИИК и ИВКЭ, идентификационные обозначения элементов уровня ИВК указаны в паспорте-формуляре.

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 электрической энергии и мощности (ОРЭМ);
- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и мощности и автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- ведение журналов событий ИИК, ИВКЭ, ИВК.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на выходы счетчика электрической энергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электрической энергии 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 КО АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ.

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 в системе в состав ИВК входит УССВ, которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация внутренних часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с источником точного времени 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.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту – 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 электрической энергии.

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
Примечание: Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО - MD5	

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	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	КЛ 10 кВ яч. №1 ООО «Ростэк-электросети»	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S Ктт=150/5 рег. № 69606-17	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн= 10000/100 рег. № 11094-87 ТН-10 кВ 1 СШ	A1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04

Окончание таблицы 2

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
2	КЛ 10 кВ яч. №12 ООО «Ростэк-электросети»	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S КТТ=150/5 рег. № 69606-17	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 КТН= 10000/100 рег. № 831-69 ТН-10 кВ 2 СШ	A1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04
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 электрической энергии 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 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	2,0	1,1	0,9	0,9
	0,8	3,0	1,6	1,2	1,2
	0,5	5,4	2,9	2,0	2,0
2 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	3,0	1,7	1,3	1,3
	0,5	5,5	3,1	2,3	2,3
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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,5	2,7	1,9	1,9
	0,5	2,9	1,7	1,4	1,4
2 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,6	2,8	2,1	2,1
	0,5	3,0	1,8	1,5	1,5

Окончание таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{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 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	2,6	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,4	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,6	3,3	2,6	2,6
2 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,6	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,4	2,2	1,9	1,9
	0,5	5,7	3,5	2,8	2,8
Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	5,6	4,2	3,8	3,8
	0,5	4,4	3,6	3,4	3,4
2 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,7	4,3	3,9	3,9
	0,5	4,4	3,6	3,4	3,4
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 $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовой)					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2

Окончание таблицы 4

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 активной энергии ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003)	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49 до 51 от +21 до +25 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	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,5 до 50,5 от -45 до +45 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 75000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электрической энергии по каждому каналу и электрической энергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 5 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 печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1800	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Устройство по сбору и передаче данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	ПЗ300521-295-ИЭ	1 экз.
Паспорт-формуляр	ПЗ300521-295-ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС ПС 220 кВ Славянская (КЛ 10 кВ ООО «Ростэлектросети», яч. №1, яч. №12)», аттестующая организация ФБУ «Пензенский ЦСМ», аттестат аккредитации № 01.00230-2013 от 17.04.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС ПС 220 кВ Славянская (КЛ 10 кВ ООО «Ростэлектросети», яч. №1, яч. №12)

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

Телефон: (800) 200-18-81

Факс: (495) 710-96-55

Испытательный центр

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

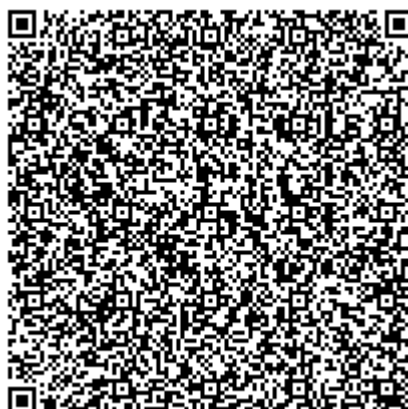
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон/факс: (8412) 49-82-65

Web-сайт: www.penzacsm.ru

E-mail: pcsm@sura.ru

Регистрационный номер RA.RU.311197 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» февраля 2022 г. № 421

Регистрационный № 84601-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС ПС 220 кВ Витаминкомбинат (расширение 110 кВ и 10 кВ)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС ПС 220 кВ Витаминкомбинат (расширение 110 кВ и 10 кВ) (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, 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 включает в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (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) АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС) Юга, устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ не имеет модификаций. Доступ к элементам и средствам измерений АИИС КУЭ ограничен на всех уровнях при помощи механических и программных методов и способов защиты.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено, знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер АИИС КУЭ, заводские номера средств измерений уровней ИИК и ИВКЭ, идентификационные обозначения элементов уровня ИВК указаны в паспорте-формуляре.

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 электрической энергии и мощности (ОРЭМ);

измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и мощности и автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

ведение журналов событий ИИК, ИВКЭ, ИВК.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на выходы счетчика электрической энергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электрической энергии 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 КО АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ.

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 в системе в состав ИВК входит УССВ, которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация внутренних часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с источником точного времени 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.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту – 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 электрической энергии.

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
Примечание: Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО - MD5	

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	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	КВЛ 110 кВ НПС Нововеличковская 1 цепь	LR-110 кл.т. 0,2S КТТ=1000/1 рег. № 82595-21	JSQ-110 кл.т. 0,2 $K_{TH}=(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 77071-19 ТН 1С 110 кВ JSQ-110 кл.т. 0,2 $K_{TH}=(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 77071-19 ТН 2С 110 кВ	A1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325H рег. № 44626-10

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	КВЛ 110 кВ НПС Нововеличковская 2 цепь	LR-110 кл.т. 0,2S КТТ=1000/1 рег. № 82595-21	JSQ-110 кл.т. 0,2 КТН=(110000/√3)/(100/√3) рег. № 77071-19 ТН 1С 110 кВ JSQ-110 кл.т. 0,2 КТН=(110000/√3)/(100/√3) рег. № 77071-19 ТН 2С 110 кВ	A1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325H рег. № 44626-10
3	КЛ-10 кВ, ячейка №42 ВК- 28	ТЛП-10 кл.т. 0,5S КТТ=1200/5 рег. № 30709-11	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 КТН=10000/100 рег. № 51621-12 ТН 5С 10 кВ	A1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
4	КЛ-10 кВ, ячейка №44 ВК-30	ТЛП-10 кл.т. 0,5S КТТ=100/5 рег. № 30709-11	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 КТН=10000/100 рег. № 51621-12 ТН 5С 10 кВ	A1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
5	КЛ-10 кВ, ячейка №33 ВК-21	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S КТТ=1000/5 рег. № 51623-12	ЗНОЛП кл.т. 0,5 КТН=(10000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07 ТН 1С 10 кВ	A1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
6	КЛ-10 кВ, ячейка №47 ВК-27	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S КТТ=300/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 КТН=10000/100 рег. № 51621-12 ТН 5С 10 кВ	A1800 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 электрической энергии 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 0,2S; 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	2,0	1,3	0,9	0,9
3-6 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	3,0	1,7	1,3	1,3
	0,5	5,5	3,1	2,3	2,3
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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,0	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
3-6 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,6	2,8	2,1	2,1
	0,5	3,0	1,8	1,5	1,5
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, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,4	1,0	0,8	0,8
	0,5	2,1	1,4	1,1	1,1
3-6 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,6	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,4	2,2	1,9	1,9
	0,5	5,7	3,5	2,8	2,8

Окончание таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,4	1,9	1,6	1,6
	0,5	2,0	1,5	1,4	1,4
3-6 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,7	4,3	3,9	3,9
	0,5	4,4	3,6	3,4	3,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания: 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	6
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003)	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 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	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24

Окончание таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее	120000
УСПД RTU-325Н: - средняя наработка до отказа, ч, не менее	55000
Глубина хранения информации: счетчики электроэнергии: - 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
- при отключенном питании, лет, не менее	5
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 паспорта-формуляра АИИС КУЭ печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1800	6 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	6 шт.
Трансформатор тока	LR-110	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	1 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	3 шт.
Трансформатор напряжения	JSQ-110	6 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325H	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	РКПН.422231.291.00-ИЭ	1 экз.
Паспорт-формуляр	РКПН.422231.291.00-ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Витаминкомбинат (расширение 110 кВ и 10 кВ)», аттестующая организация ФБУ «Пензенский ЦСМ», аттестат аккредитации № 01.00230-2013 от 17.04.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС ПС 220 кВ Витаминкомбинат (расширение 110 кВ и 10 кВ)

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

Телефон: (800) 200-18-81

Факс: (495) 710-96-55

Испытательный центр

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

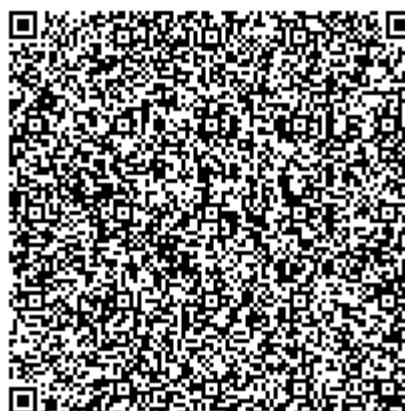
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон/факс: (8412) 49-82-65

Web-сайт: www.penzacsm.ru

E-mail: pcsm@sura.ru

Регистрационный номер RA.RU.311197 в Реестре аккредитованных лиц в области
обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» февраля 2022 г. № 421

Регистрационный № 84600-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Ключи моментные предельные WDK

Назначение средства измерений

Ключи моментные предельные WDK (далее – ключи) предназначены для измерений крутящего момента силы при нормированной затяжке резьбовых соединений с правой резьбой.

Описание средства измерений

Принцип действия ключей основан на срабатывании механизма регулирования значения крутящего момента, расположенного внутри корпуса. Под действием приложенного к рукоятке ключей усилия, при достижении заранее установленного значения крутящего момента силы, ключи издадут щелчок, что указывает на достижение установленного крутящего момента

Конструктивно ключи состоят из корпуса, фиксатора, рукоятки, предельного механизма, головки с трещоточным квадратом или присоединительным прямоугольником с шариковым фиксатором для установки сменных инструментальных насадок. Некоторые модификации ключей имеют оптико-механическую шкалу с цифрами на индикаторе или простую механическую шкалу для установки задаваемого значения крутящего момента силы.

Ключи выпускаются в ста двадцати девяти модификациях, отличающихся между собой общим видом, диапазонами измерений крутящего момента силы, ценой деления шкалы, габаритными размерами, массой и размером присоединительного квадрата.

Структура условного обозначения ключей: WDK-XZ, где WDK-X – обозначение ключа по каталогу изготовителя: WDK-NS, WDK-NX, WDK-NH, WDK-GS, WDK-GX, WDK-GH, WDK-PC, WDK-PH; Z – цифровой индекс, меняющийся в зависимости от модификации (см. таблицы 1 и 2).

Заводские номера в виде букво-цифренного обозначения, состоящего из символов латинского алфавита и арабских цифр, наносятся на корпус ключей методом лазерной гравировки.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и на лицевой поверхности корпуса ключей в виде наклейки в соответствии с действующим законодательством.

Общий вид ключей приведен на рисунках 1 - 8.

Ключи выпускаются под товарным знаком 

Товарный знак «WIEDERKRAFT» наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом и на корпус ключей методом лазерной гравировки.

Пример типовой маркировки ключей с нанесением заводского номера и товарного знака приведен на рисунке 9.



Рисунок 1 – Общий вид ключей моментных предельных WDK, модификации WDK-NSZ



Рисунок 2 – Общий вид ключей моментных предельных WDK, модификации WDK-NXZ



Рисунок 3 – Общий вид ключей моментных предельных WDK, модификации WDK-NHZ



Рисунок 4 – Общий вид ключей моментных предельных WDK, модификации WDK-GSZ



Рисунок 5 Общий вид ключей моментных предельных WDK, модификации WDK-GHZ



Рисунок 6 – Общий вид ключей моментных предельных WDK, модификации WDK-GXZ



Рисунок 7 – Общий вид ключей моментных предельных WDK, модификации WDK-PCZ



Рисунок 8 – Общий вид ключей моментных предельных WDK, модификации WDK-PHZ



Рисунок 9 – Пример типовой маркировки ключей с нанесением заводского номера и товарного знака

В процессе эксплуатации ключи не предусматривают внешних механических регулировок. Пломбирование ключей не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Модификация	Диапазон измерений крутящего момента силы, Н·м	Цена деления шкалы, Н·м	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений крутящего момента силы, %
1	2	3	4
WDK-NS05025	от 5 до 25	0,2	±4
WDK-NS15110	от 15 до 110	0,5	
WDK-NS20210	от 20 до 210	1	
WDK-NS40210	от 40 до 210	1	
WDK-NS50350	от 50 до 350	2	
WDK-NS105534	от 100 до 550	3	
WDK-NS157534	от 150 до 750	5	
WDK-NS208534	от 200 до 850	5	
WDK-NS201034	от 200 до 1000	5	
WDK-NS301501	от 300 до 1500	10	
WDK-NS402001	от 400 до 2000	10	
WDK-NX05025	от 5 до 25	0,2	
WDK-NX15110	от 15 до 110	0,5	
WDK-NX20210	от 20 до 210	1	
WDK-NX40210	от 40 до 210	1	
WDK-NX50350	от 50 до 350	2	
WDK-NX105534	от 100 до 550	3	
WDK-NX157534	от 150 до 750	5	
WDK-NX208534	от 200 до 850	5	
WDK-NX201034	от 200 до 1000	5	
WDK-NX301501	от 300 до 1500	10	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
WDK-NX402001	от 400 до 2000	10	±4
WDK-NX05025	от 5 до 25	0,2	
WDK-NX15110	от 15 до 110	0,5	
WDK-NX20210	от 20 до 210	1	
WDK-NX40210	от 40 до 210	1	
WDK-NX50350	от 50 до 350	2	
WDK-NX105534	от 100 до 550	3	
WDK-NX157534	от 150 до 750	5	
WDK-NX208534	от 200 до 850	5	
WDK-NX201034	от 200 до 1000	5	
WDK-NX301501	от 300 до 1500	10	
WDK-NX402001	от 400 до 2000	10	
WDK-NH502509	от 5 до 25	0,2	
WDK-NH151109	от 15 до 110	0,5	
WDK-NH202114	от 20 до 210	1	
WDK-NH402114	от 40 до 210	1	
WDK-NH503514	от 50 до 350	2	
WDK-NH105514	от 100 до 550	2,5	
WDK-NH105524	от 100 до 550	2,5	
WDK-NH157524	от 150 до 750	5	
WDK-NH208524	от 200 до 850	5	
WDK-NH201024	от 200 до 1000	10	
WDK-GS025124	от 2,5 до 12	0,05	
WDK-GS042014	от 4 до 20	0,1	
WDK-GS006308	от 6 до 30	0,1	
WDK-GS006302	от 6 до 30	0,1	
WDK-GS010608	от 10 до 60	0,25	
WDK-GS010602	от 10 до 60	0,25	
WDK-GS151108	от 15 до 110	0,5	
WDK-GS151102	от 15 до 110	0,5	
WDK-GS251258	от 25 до 125	0,5	
WDK-GS251252	от 25 до 125	0,2	
WDK-GS402002	от 40 до 200	1	
WDK-GS503502	от 50 до 350	1	
WDK-GS105004	от 100 до 500	3	
WDK-GS168004	от 160 до 800	4	
WDK-GS201004	от 200 до 1000	5	
WDK-GS201001	от 200 до 1000	5	
WDK-GS301501	от 300 до 1500	5	
WDK-GS402001	от 400 до 2000	10	
WDK-GS603001	от 600 до 3000	15	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
WDK-GX025124	от 2,5 до 12	0,05	±4
WDK-GX042014	от 4 до 20	0,1	
WDK-GX006308	от 6 до 30	0,1	
WDK-GX006302	от 6 до 30	0,1	
WDK-GX010608	от 10 до 60	0,25	
WDK-GX010602	от 10 до 60	0,25	
WDK-GX151108	от 15 до 110	0,5	
WDK-GX151102	от 15 до 110	0,5	
WDK-GX251258	от 25 до 125	0,5	
WDK-GX251252	от 25 до 125	0,2	
WDK-GX402002	от 40 до 200	1	
WDK-GX503502	от 50 до 350	1	
WDK-GX105004	от 100 до 500	3	
WDK-GX168004	от 160 до 800	4	
WDK-GX201004	от 200 до 1000	5	
WDK-GX201001	от 200 до 1000	5	
WDK-GX301501	от 300 до 1500	5	
WDK-GX402001	от 400 до 2000	10	
WDK-GX603001	от 600 до 3000	15	
WDK-GH025124	от 2,5 до 12	0,05	
WDK-GH042009	от 4 до 20	0,1	
WDK-GH063009	от 6 до 30	0,1	
WDK-GH063014	от 6 до 30	0,1	
WDK-GH106009	от 10 до 60	0,5	
WDK-GH106014	от 10 до 60	0,5	
WDK-GH151109	от 15 до 110	0,5	
WDK-GH151114	от 15 до 110	0,5	
WDK-GH251259	от 25 до 125	0,5	
WDK-GH251254	от 25 до 125	0,5	
WDK-GH402014	от 40 до 200	1	
WDK-GH503514	от 50 до 350	1	
WDK-GH105014	от 100 до 500	2,5	
WDK-GH105024	от 100 до 500	2,5	
WDK-GH168024	от 160 до 800	4	
WDK-GH201024	от 200 до 1000	5	
WDK-GH201027	от 200 до 1000	5	
WDK-GH301527	от 300 до 1500	5	
WDK-GH402027	от 400 до 2000	10	
WDK-GH603027	от 600 до 3000	15	
WDK-PC025124	от 2,5 до 12	-	
WDK-PC042014	от 4 до 20	-	
WDK-PC063038	от 6 до 30	-	
WDK-PC063012	от 6 до 30	-	

Окончание таблицы 1

1	2	3	4
WDK-PC106038	от 10 до 60	-	±4
WDK-PC106012	от 10 до 60	-	
WDK-PC151138	от 15 до 110	-	
WDK-PC151112	от 15 до 110	-	
WDK-PC251258	от 25 до 125	-	
WDK-PC251252	от 25 до 125	-	
WDK-PC402012	от 40 до 200	-	
WDK-PC503512	от 50 до 350	-	
WDK-PC105034	от 100 до 500	-	
WDK-PC168034	от 160 до 800	-	
WDK-PC201034	от 200 до 1000	-	
WDK-PC201001	от 200 до 1000	-	
WDK-PC301501	от 300 до 1500	-	
WDK-PC402001	от 400 до 2000	-	
WDK-PC603001	от 600 до 3000	-	
WDK-PH251209	от 2,5 до 12	-	
WDK-PH042009	от 4 до 20	-	
WDK-PH063009	от 6 до 30	-	
WDK-PH063014	от 6 до 30	-	
WDK-PH010608	от 10 до 60	-	
WDK-PH106012	от 10 до 60	-	
WDK-PH151109	от 15 до 110	-	
WDK-PH151114	от 15 до 110	-	
WDK-PH251209	от 25 до 125	-	
WDK-PH251214	от 25 до 125	-	
WDK-PH402012	от 40 до 200	-	
WDK-PH503512	от 50 до 350	-	
WDK-PH105012	от 100 до 500	-	
WDK-PH105034	от 100 до 500	-	
WDK-PH168034	от 160 до 800	-	
WDK-PH201034	от 200 до 1000	-	
WDK-PH201027	от 200 до 1000	-	
WDK-PH301527	от 300 до 1500	-	
WDK-PH402027	от 400 до 2000	-	
WDK-PH603027	от 600 до 3000	-	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Модификация	Размер присоединительного квадрата или прямоугольника, мм (дюйм), не более	Масса, кг, не более	Габаритные размеры (Длина), мм, не более
1	2	3	4
WDK-NS05025	6,35 (1/4)	0,92	371
WDK-NS15110	9,5 (3/8)	1,1	460

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
WDK-NS20210	12,7 (1/2)	1,2	540
WDK-NS40210	12,7 (1/2)	1,2	540
WDK-NS50350	12,7 (1/2)	1,5	600
WDK-NS105534	19,05 (3/4)	2,1	925
WDK-NS157534	19,05 (3/4)	2,1	939
WDK-NS208534	19,05 (3/4)	4,2	1160
WDK-NS201034	19,05 (3/4)	4,4	1310
WDK-NS301501	25,4 (1)	6,7	1760
WDK-NS402001	25,4 (1)	7	1860
WDK-NX05025	6,35 (1/4)	1,1	371
WDK-NX15110	9,5 (3/8)	1,1	470
WDK-NX20210	12,7 (1/2)	1,3	537
WDK-NX40210	12,7 (1/2)	1,3	537
WDK-NX50350	12,7 (1/2)	1,5	597
WDK-NX105534	19,05 (3/4)	4,2	930
WDK-NX157534	19,05 (3/4)	4,6	1200
WDK-NX208534	19,05 (3/4)	5,2	1300
WDK-NX201034	19,05 (3/4)	7	1320
WDK-NX301501	25,4 (1)	7,1	1760
WDK-NX402001	25,4 (1)	7,5	1860
WDK-NH502509	9×12	1,1	371
WDK-NH151109	9×12	1,1	470
WDK-NH202114	14×18	1,3	537
WDK-NH402114	14×18	1,3	537
WDK-NH503514	14×18	1,5	597
WDK-NH105514	14×18	2,6	925
WDK-NH105524	24×32	2,6	939
WDK-NH157524	24×32	4,8	1160
WDK-NH208524	24×32	5,2	1310
WDK-NH201024	24×32	5,4	1400
WDK-GS025124	6,35 (1/4)	0,78	340
WDK-GS042014	6,35 (1/4)	0,78	340
WDK-GS006308	9,5 (3/8)	0,92	368
WDK-GS006302	12,7 (1/2)	0,92	368
WDK-GS010608	9,5 (3/8)	1,06	438
WDK-GS010602	12,7 (1/2)	1,06	438
WDK-GS151108	9,5 (3/8)	1,14	493
WDK-GS151102	12,7 (1/2)	1,14	493
WDK-GS251258	9,5 (3/8)	1,14	493
WDK-GS251252	12,7 (1/2)	1,14	493
WDK-GS402002	12,7 (1/2)	1,4	518

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
WDK-GS503502	12,7 (1/2)	1,44	578
WDK-GS105004	19,05 (3/4)	5,2	905
WDK-GS168004	19,05 (3/4)	6,1	1105
WDK-GS201004	19,05 (3/4)	6,1	1105
WDK-GS201001	25,4 (1)	6,1	1105
WDK-GS301501	25,4 (1)	9,4	1310
WDK-GS402001	25,4 (1)	10,7	1310
WDK-GS603001	25,4 (1)	15,4	1890
WDK-GX025124	6,35 (1/4)	0,78	340
WDK-GX042014	6,35 (1/4)	0,78	340
WDK-GX006308	9,5 (3/8)	0,92	368
WDK-GX006302	12,7 (1/2)	0,92	368
WDK-GX010608	9,5 (3/8)	1,06	438
WDK-GX010602	12,7 (1/2)	1,06	438
WDK-GX151108	9,5 (3/8)	1,14	493
WDK-GX151102	12,7 (1/2)	1,14	493
WDK-GX251258	9,5 (3/8)	1,14	493
WDK-GX251252	12,7 (1/2)	1,14	493
WDK-GX402002	12,7 (1/2)	1,4	518
WDK-GX503502	12,7 (1/2)	1,44	578
WDK-GX105004	19,05 (3/4)	5,2	905
WDK-GX168004	19,05 (3/4)	6,1	1105
WDK-GX201004	19,05 (3/4)	6,1	1105
WDK-GX201001	25,4 (1)	6,1	1105
WDK-GX301501	25,4 (1)	9,4	1310
WDK-GX402001	25,4 (1)	10,7	1310
WDK-GX603001	25,4 (1)	15,4	1890
WDK-GH025124	9×12	0,78	340
WDK-GH042009	9×12	0,78	340
WDK-GH063009	9×12	0,92	368
WDK-GH063014	14×18	0,95	375
WDK-GH106009	9×12	1,06	438
WDK-GH106014	14×18	1,06	438
WDK-GH151109	9×12	1,14	493
WDK-GH151114	14×18	1,14	493
WDK-GH251259	9×12	1,14	493
WDK-GH251254	14×18	1,14	493
WDK-GH402014	14×18	1,4	518
WDK-GH503514	14×18	1,44	578
WDK-GH105014	14×18	5,2	905
WDK-GH105024	24×32	5,2	905
WDK-GH168024	24×32	6,1	1105

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
WDK-GH201024	24×32	6,1	1105
WDK-GH201027	27×36	6,1	1105
WDK-GH301527	27×36	9,4	1310
WDK-GH402027	27×36	10,7	1310
WDK-GH603027	27×36	15,4	1890
WDK-PC025124	6,35 (1/4)	0,55	234
WDK-PC042014	6,35 (1/4)	0,55	234
WDK-PC063038	9,5 (3/8)	0,6	264
WDK-PC063012	12,7 (1/2)	0,6	264
WDK-PC106038	9,5 (3/8)	0,66	305
WDK-PC106012	12,7 (1/2)	0,66	305
WDK-PC151138	9,5 (3/8)	0,89	416
WDK-PC151112	12,7 (1/2)	0,89	416
WDK-PC251258	9,5 (3/8)	0,89	416
WDK-PC251252	12,7 (1/2)	0,89	416
WDK-PC402012	12,7 (1/2)	1,3	507
WDK-PC503512	12,7 (1/2)	2,06	741
WDK-PC105034	19,05 (3/4)	2,9	965
WDK-PC168034	19,05 (3/4)	5,2	1080
WDK-PC201034	19,05 (3/4)	6,2	1310
WDK-PC201001	25,4 (1)	6,2	1310
WDK-PC301501	25,4 (1)	8,2	1660
WDK-PC402001	25,4 (1)	9,7	1960
WDK-PC603001	25,4 (1)	11,0	2100
WDK-PH251209	9×12	0,55	250
WDK-PH042009	9×12	0,55	255
WDK-PH063009	9×12	0,6	275
WDK-PH063014	14×18	0,6	275
WDK-PH010608	9×12	0,66	305
WDK-PH106012	14×18	0,66	305
WDK-PH151109	9×12	0,89	416
WDK-PH151114	14×18	0,89	416
WDK-PH251209	9×12	0,89	416
WDK-PH251214	14×18	0,89	416
WDK-PH402012	14×18	1,3	507
WDK-PH503512	14×18	2,06	741
WDK-PH105012	14×18	4,2	965
WDK-PH105034	24×32	4,2	965
WDK-PH168034	24×32	5,2	1080
WDK-PH201034	24×32	6,2	1310

Окончание таблицы 2

1	2	3	4
WDK-PH201027	27×36	6,2	1310
WDK-PH301527	27×36	8,2	1660
WDK-PH402027	27×36	9,9	1960
WDK-PH603027	27×36	10,5	2050

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %, не более	от +15 до +25 80
Наработка на отказ, циклов, не менее	5000

Знак утверждения типа

наносится на лицевую поверхность корпуса ключей в виде наклейки и на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Ключ моментный предельный	WDK-XZ ¹⁾	1 шт.
Пластиковый кейс	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.

¹⁾ – модификация в соответствии с заказом потребителя

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Установка значения момента силы и работа» документа «Ключи моментные предельные WDK. Руководство по эксплуатации»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к ключам моментным предельным WDK

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31.07.2019 г. № 1794 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений крутящего момента силы»

Техническая документация SHANGHAI UB MACHINERY CO., LTD., Китай

Изготовитель

Фирма SHANGHAI UB MACHINERY CO., LTD., Китай

Адрес: No.168 Qianqiao Road, Qingcun Town, Fengxian District, Shanghai, 201407, China

Телефон: +86 021 63678175

E-mail: +86 021 63672809

Испытательный центр

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

Адрес: 119530, г. Москва, Очаковское ш., д. 34, пом. VII, комн.6

Телефон: +7 (495) 274-0101

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 «18» февраля 2022 г. № 421

Регистрационный № 84599-22

Лист № 1
Всего листов 34

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы СГАЭС-ТГМ14

Назначение средства измерений

Газоанализаторы СГАЭС-ТГМ14 предназначены для измерений объемной доли горючих газов, кислорода и диоксида углерода, массовой концентрации и объемной доли вредных веществ, а также дозврывоопасных концентраций горючих газов и паров горючих жидкостей (в том числе паров нефтепродуктов) в воздухе рабочей зоны.

Описание средства измерений

Способ отбора пробы – диффузионный.

Газоанализаторы СГАЭС-ТГМ14 (далее - газоанализаторы) представляют собой стационарные автоматические многоканальные приборы непрерывного действия.

Газоанализаторы конструктивно состоят из:

- панели управления УПЭС (до 16 аналоговых измерительных каналов для аналоговых УПЭС или до 128 цифровых измерительных каналов для цифровых УПЭС);
- первичных измерительных преобразователей (от 1 до 16 шт. при использовании аналоговых выходов или от 1 до 128 шт. при использовании цифровых выходов).

В качестве ПИП в состав газоанализаторов могут входить:

- 1) Газоанализаторы, выпускаемые по ЖСКФ 413311.002 ТУ:
 - газоанализаторы стационарные оптические СГОЭС модификаций СГОЭС-2, СГОЭС-М-2, СГОЭС-М11-2 (рег. № 59942-15);
 - газоанализаторы стационарные оптические СГОЭС мод. СГОЭС, СГОЭС-М, СГОЭС-М11 (рег. № 65884-16)
- 2) Газоанализаторы, выпускаемые по ЖСКФ 413425.003 ТУ:
 - газоанализаторы стационарные со сменными сенсорами взрывозащищенные ССС-903 (мод. ССС-903, ССС-903М) (рег. № 69131-17);
 - газоанализаторы стационарные со сменными сенсорами взрывозащищенные ССС-903МТ;
- 3) Преобразователи газовые универсальные ПГУ-А выпускаемые по ЖСКФ.413425.004 ТУ

Принцип измерений газоанализаторов определяется входящими в его состав первичными измерительными преобразователями (ПИП):

- СГОЭС и/или ПГУ-А-О и/или ССС-903, ССС-903М, ССС-903МТ с сенсором ПГО – оптико-абсорбционный;
 - ПГУ-А-Т и/или ССС-903, ССС-903М, ССС-903МТ с сенсором ПГТ – термокаталитический;
 - ПГУ-А-Э и/или ССС-903, ССС-903М, ССС-903МТ с сенсором ПГЭ – электрохимический;
 - ПГУ-А-Ф и/или ССС-903, ССС-903М, ССС-903МТ с сенсором ПГФ – фотоионизационный.
- Передача измерительной информации между ПИП и УПЭС осуществляется посредством:
- унифицированного аналогового токового сигнала (4-20) мА для аналоговых УПЭС;
 - цифрового интерфейса RS-485 (протокол Modbus RTU) для цифровых УПЭС.

Панель управления УПЭС обеспечивает выполнение следующих функций:

- прием, преобразование и обработку информации от первичных измерительных преобразователей;
- отображение результатов измерений содержания определяемых компонентов и служебной информации на встроенном светодиодном дисплее;
- обеспечивает электрическое питание до 16-ти ПИП;
- срабатывание сигнализации (световой и звуковой) по трем настраиваемым уровням сигналов от ПИП,
- сигнализацию о включении и неисправности по каждому измерительному аналоговому каналу или цифровому порту связи;
- формирование выходных аналоговых, цифровых и дискретных сигналов.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид газоанализаторов и места пломбирования от несанкционированного доступа приведены на рисунках 1 - 4.



Рисунок 1 – Газоанализаторы СГАЭС-ТГМ14, панель управления УПЭС, общий вид.



а) CCC-903 (исполнение без дисплея)



б) CCC-903MT (исполнение в корпусе из нержавеющей стали)



в) CCC-903M (исполнение в корпусе из нержавеющей стали)

Рисунок 2 - Газоанализаторы СГАЭС-ТГМ14, ПИП - газоанализаторы стационарные со сменными сенсорами взрывозащищенные CCC-903, общий вид (места пломбирования от несанкционированного доступа отмечены стрелками)



а) СГОЭС / СГОЭС-2 (без модуля отображения информации и кронштейна)



б) СГОЭС-М / СГОЭС-М-2
(с кронштейном и модулем отображения информации)



в) СГОЭС-М11 / СГОЭС-М11-2
(исполнение в корпусе из алюминия),

Рисунок 3 - Газоанализаторы СГАЭС-ТГМ14, ПИП - газоанализаторы стационарные оптические СГОЭС, общий вид (места пломбирования от несанкционированного доступа отмечены стрелками)



Рисунок 4 - Газоанализаторы СГАЭС-ТГМ14, ПИП – ПГУ-А-Т, общий вид

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют следующие виды программного обеспечения (ПО):

- 1) встроенное ПО ПИП;
- 2) встроенное ПО УПЭС;

Встроенное ПО ПИП разработано изготовителем специально для решения задач измерения содержания определяемых компонентов в воздухе рабочей зоны и идентифицируется по запросу через цифровой интерфейс RS485 или HART (при наличии). Встроенное ПО ПИП выполняет следующие функции:

- обработку и передачу измерительной информации от датчика (сенсора);
- формирование выходного аналогового сигнала (от 4 до 20) мА;
- формирование выходного цифрового сигнала HART (при наличии), RS485;
- самодиагностику аппаратной части ПИП;
- настройку нулевых показаний и чувствительности ПИП.

Встроенное ПО УПЭС разработано изготовителем специально для решения задач приема, обработки, отображения и передачи результатов измерений, полученных от ПИП. Встроенное ПО УПЭС идентифицируется отображением номера версии на дисплее УПЭС в последовательности запуска при включении электрического питания. Встроенное ПО УПЭС выполняет следующие функции:

- прием, обработка аналоговых входных сигналов (от 4 до 20) мА или цифровых RS485 от ПИП;
- отображение результатов измерений по каждому каналу на дисплее;
- формирование выходных сигналов (релейных, по каждому измерительному каналу, три уровня);
- формирование выходного аналогового (от 4 до 20) мА и цифрового (RS485) сигналов.

Идентификационные данные ПО ПИП (кроме ПГУ-А и ССС-903МТ) приведены в соответствующих описаниях типа.

Идентификационные данные программного обеспечения УПЭС, ССС-903МТ и ПГУ-А приведены в таблицах 1 - 3.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения панели управления УПЭС

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование ПО	UPES50_Main .hex аналоговый	UPES50_Channels.hex аналоговый	UPES50_Main.hex цифровой	UPES50_Channels.hex цифровой
Номер версии (идентификационный номер) ПО	UPES50_Main 3.21.26	UPES50_Channels 3.21.18	Main 3.21.06.2015	Channels 05.02.2015
Цифровой идентификатор ПО	a5d24062, алгоритм CRC16	bea9f8f0, алгоритм CRC16	38dcfcdbc4f2 eaad1886b94 ca5b9db71, алгоритм MD5	145f1bc08ee 2ae4ab18f81 696f27fe18 , алгоритм MD5
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	-	-	-
Примечание - номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. Значения контрольных сумм, указанные в таблице, относятся только к файлам встроенного ПО указанных версий.				

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения ПГУ-А

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pguat_v1.36.bin
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v1.36.
Цифровой идентификатор ПО	733d8ced, алгоритм CRC16
Другие идентификационные данные (если имеются)	-
Примечание - номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. Значения контрольных сумм, указанные в таблице, относятся только к файлам встроенного ПО указанных версий.	

Таблица 3 - Идентификационные данные программного обеспечения ССС-903МТ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	UPES903M_6035_OLED.hex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v. 6035
Цифровой идентификатор ПО	29fdc2e3, алгоритм CRC32
Примечание - Номер версии программного обеспечения должен быть не ниже указанного в таблице. Значение контрольной суммы указано для файла версии, указанной в таблице.	

Влияние встроенного программного обеспечения газоанализаторов учтено при нормировании метрологических характеристик.

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 - Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с ПИП СГОЭС-2, СГОЭС-М-2, СГОЭС-М11-2, СГОЭС, СГОЭС-М, СГОЭС-М11

Определяемый компонент	Диапазон измерений ¹⁾		Пределы допускаемой основной погрешности ²⁾	
	довзрывоопасных концентраций, % НКПР	объемной доли, %	абсолютной	относительной
метан (CH ₄)	от 0 до 100	от 0 до 4,4	±5% НКПР (в диапазоне от 0 до 50 % НКПР включ.)	±10 % (в диапазоне св. 50 до 100 % НКПР)
пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 100	от 0 до 1,7	±5 % НКПР (в диапазоне от 0 до 50 % НКПР включ.)	±10 % (в диапазоне св. 50 до 100 % НКПР)
бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 50	от 0 до 0,7	±5 % НКПР	-
изобутан (и-C ₄ H ₁₀)	от 0 до 50	от 0 до 0,65	±5 % НКПР	-
пентан (C ₅ H ₁₂)	от 0 до 50	от 0 до 0,7	±5 % НКПР	-
циклопентан (C ₅ H ₁₀)	от 0 до 50	от 0 до 0,7	±5 % НКПР	-
гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 50	от 0 до 0,5	±5 % НКПР	-
циклогексан (C ₆ H ₁₂)	от 0 до 50	от 0 до 0,6	± 5 % НКПР	-
гептан (C ₇ H ₁₆)	от 0 до 50	от 0 до 0,55	± 5 % НКПР	-
пропилен (C ₃ H ₆)	от 0 до 50	от 0 до 1,0	±5 % НКПР	-

Определяемый компонент	Диапазон измерений ¹⁾		Пределы допускаемой основной погрешности ²⁾	
	довзрывоопасных концентраций, % НКПР	объемной доли, %	абсолютной	относительной
метилловый спирт (CH ₃ OH)	от 0 до 50	от 0 до 2,75	±5 % НКПР	-
этиловый спирт (C ₂ H ₅ OH)	от 0 до 50	от 0 до 0,78	±5 % НКПР	-
	от 0 до 50	от 0 до 1,55	±5 % НКПР	-
этан (C ₂ H ₆)	от 0 до 50	от 0 до 1,25	±5 % НКПР	-
этилен (C ₂ H ₄)	от 0 до 50	от 0 до 1,15	±5 % НКПР	-
толуол (C ₆ H ₅ CH ₃)	от 0 до 50	от 0 до 0,55	±5 % НКПР	-
бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 50	от 0 до 0,60	±5 % НКПР	-
ацетон (CH ₃ COCH ₃)	от 0 до 50	от 0 до 1,25	±5 % НКПР	-
этилбензол (C ₈ H ₁₀)	от 0 до 50	от 0 до 0,5	± 5 % НКПР	
метил-третбутиловый эфир (CH ₃ CO(CH ₃) ₃)	от 0 до 50	от 0 до 0,75	±5 % НКПР	-
пара-ксилол (п-C ₈ H ₁₀)	от 0 до 50	от 0 до 0,55	± 5 % НКПР	-
орто-ксилол (о-C ₈ H ₁₀)	от 0 до 50	от 0 до 0,5	± 5 % НКПР	-
изопропиловый спирт ((CH ₃) ₂ CHOH)	от 0 до 50	от 0 до 1,0	± 5 % НКПР	-
1,3-бутадиен (C ₄ H ₆)	от 0 до 100	от 0 до 1,4	±5 % НКПР (в диапазоне от 0 до 50 % НКПР включ.)	±10 % (в диапазоне св. 50 до 100 % НКПР)
оксид этилена (C ₂ H ₄ O)	от 0 до 100	от 0 до 2,6	±5 % НКПР (в диапазоне от 0 до 50 % НКПР включ.)	±10 % (в диапазоне св. 50 до 100 % НКПР)
хлорметан (CH ₃ Cl)	от 0 до 100	от 0 до 7,6	±5 % НКПР (в диапазоне от 0 до 50 % НКПР включ.)	±10 % (в диапазоне св. 50 до 100 % НКПР)
бутилацетат (C ₆ H ₁₂ O ₂)	от 0 до 50	от 0 до 0,65	±5 % НКПР	-
этилацетат (C ₄ H ₈ O ₂)	от 0 до 50	от 0 до 1,1	±5 % НКПР	-
бутанон (C ₄ H ₈ O)	от 0 до 50	от 0 до 0,9	±5 % НКПР	-
пропанол-1 (C ₃ H ₇ OH)	от 0 до 50	от 0 до 1,1	±5 % НКПР	-
бутанол (C ₄ H ₉ OH)	от 0 до 50	от 0 до 0,7	±5 % НКПР	-
октан (C ₈ H ₁₈)	от 0 до 50	от 0 до 0,4	±5 % НКПР	-
диэтиламин (C ₄ H ₁₁ N)	от 0 до 50	от 0 до 0,85	±5 % НКПР	-
пары бензина автомо- бильного ³⁾	от 0 до 50	-	± 5 % НКПР	-
пары дизельного топ- лива ³⁾	от 0 до 50	-	± 5 % НКПР	-
пары керосина ³⁾	от 0 до 50	-	± 5 % НКПР	-

Определяемый компонент	Диапазон измерений ¹⁾		Пределы допускаемой основной погрешности ²⁾	
	довзрывоопасных концентраций, % НКПР	объемной доли, %	абсолютной	относительной
пары уайт-спирита ³⁾	от 0 до 50	-	± 5 % НКПР	-
пары топлива для реактивных двигателей ³⁾	от 0 до 50	-	± 5 % НКПР	-
пары бензина авиационного ³⁾	от 0 до 50	-	± 5 % НКПР	-
пары бензина неэтилированного ³⁾	от 0 до 50	-	± 5 % НКПР	-

¹⁾ Диапазон показаний довзрывоопасных концентраций горючих газов и паров горючих жидкостей для выходного цифрового сигнала по протоколу MODBUS RTU составляет от 0 до 100% НКПР.

²⁾ Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности нормированы при условии загазованности контролируемой воздушной среды источниками, выделяющими только один компонент.

³⁾ Градуировка газоанализаторов исполнений СГОЭС-3-нефтепродукты осуществляется изготовителем на один из определяемых компонентов:

- бензин неэтилированный по ГОСТ Р 51866-2002,
- топливо дизельное по ГОСТ 305-2013,
- керосин по ГОСТ Р 52050-2006,
- уайт-спирит по ГОСТ 3134-78,
- топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227-2013,
- бензин автомобильный по техническому регламенту "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту",
- бензин авиационный по ГОСТ 1012-2013.

Таблица 5 - Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с ПИП ССС-903

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон измерений содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
		объемной доли	массовой концентрации, мг/м ³	абсолютной	относительной
ПГТ-903-метан ПГО-903-метан	CH ₄	от 0 до 2,2 %	-	±0,22 % (об.д.)	-
ПГТ-903-пропан ПГО-903-пропан	C ₃ H ₈	от 0 до 0,85 %	-	±0,085 % (об.д.)	-
ПГТ-903-гексан ПГО-903-гексан	C ₆ H ₁₄	от 0 до 0,5 %	-	±0,05 % (об.д.)	-
ПГО-903-диоксид углерода	CO ₂	от 0 до 2 %	-	±(0,03+0,05C _x) % об.д.	-
ПГО-903-диоксид углерода		от 0 до 5 %	-	±(0,03+0,05C _x) % об.д.	-

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон измерений содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
		объемной доли	массовой концентрации, мг/м³	абсолютной	относительной
ПГЭ-903А-водород	H ₂	от 0 до 2 %	-	±(0,2+0,04C _x) %	-
ПГЭ-903А-кислород	O ₂	от 0 до 30 %	-	±(0,2+0,04C _x) %	-
ПГЭ-903-оксид углерода	CO	от 0 до 17 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 20 включ.	±5 мг/м³	-
		св. 17 до 103 млн ⁻¹	св. 20 до 120	-	±25 %
ПГЭ-903-сероводород-45	H ₂ S	от 0 до 7 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 10 включ.	±2,5 мг/м³	-
		св. 7 до 32 млн ⁻¹	св. 10 до 45	-	±25 %
ПГЭ-903-диоксид азота	NO ₂	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 2 включ.	±0,5 мг/м³	-
		св. 1 до 10,5 млн ⁻¹	св. 2 до 20	-	±25 %
ПГЭ-903-диоксид серы	SO ₂	от 0 до 3,8 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 10 включ.	±2,5 мг/м³	-
		св. 3,8 до 18,8 млн ⁻¹	св. 10 до 50	-	±25 %
ПГЭ-903-аммиак-0-70	NH ₃	от 0 до 28 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 20 включ.	±5 мг/м³	-
		св. 28 до 99 млн ⁻¹	св. 20 до 70	-	±25 %
ПГЭ-903-аммиак-0-500	Cl ₂	св. 99 до 707 млн ⁻¹	св. 70 до 500	-	±25 %
ПГЭ-903-хлор		от 0 до 0,33 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1 включ.	±0,25 мг/м³	-
		св. 0,33 до 5 млн ⁻¹	св. 1 до 15	-	±25 %

Примечания:

1) C_X – значение содержания определяемого компонента на входе газоанализатора.

2) Газоанализаторы с ПИП, предназначенными для контроля вредных веществ в воздухе рабочей зоны, соответствуют с Постановлению Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений», в нормальных условиях измерений.

Таблица 6 - Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с ПИП ССС-903М

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон измерений содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
		объемной доли	массовой концентрации, мг/м ³	абсолютной	относительной
ПГТ-903У-метан ПГО-903У-метан	CH ₄	от 0 до 2,2 %	-	±0,22 % (об.д.)	-
ПГТ-903У-пропан ПГО-90У3-пропан	C ₃ H ₈	от 0 до 0,85 %	-	±0,085 % (об.д.)	-
ПГТ-903У-гексан ПГО-903У-гексан	C ₆ H ₁₄	от 0 до 0,5 %	-	±0,05 % (об.д.)	-
ПГТ-903У-ацетилен ПГО-903У-ацетилен	C ₂ H ₂	от 0 до 1,15 %	-	±0,115 % (об.д.)	-
ПГО-903У-диоксид углерода	CO ₂	от 0 до 2 %	-	±(0,03+0,05C _x) % (об.д.)	-
ПГО-903У-диоксид углерода		от 0 до 5 %	-	±(0,03+0,05C _x) % (об.д.)	-
ПГФ-903У-изобутилен-0-20	i-C ₄ H ₈	от 0 до 19,3 млн ⁻¹	от 0 до 45	±12 мг/м ³	-
ПГФ-903У-изобутилен-0-200		от 0 до 43 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 100 включ.	±25 мг/м ³	-
		св. 43 до 172 млн ⁻¹	св. 100 до 400	-	±25 %
		от 0 до 43 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 100 включ.	±25 мг/м ³	-
ПГФ-903У-изобутилен-0-2000		св. 43 до 2000 млн ⁻¹	св. 100 до 4660	-	±25 %
	ПГФ-903У-этилен	C ₂ H ₄	от 0 до 86 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 100 включ.	±25 мг/м ³
св. 86 до 171 млн ⁻¹			св. 100 до 200	-	±25 %
ПГФ-903У-бензол	C ₆ H ₆	от 0 до 1,5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 5 включ.	±1,25 мг/м ³	-
		св. 1,5 до 9,3 млн ⁻¹	св. 5 до 30	-	±25 %
ПГФ-903У-метилмеркаптан	CH ₃ SH	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,8 включ.	±0,2 мг/м ³	-
		св. 0,4 до 4,0 млн ⁻¹	св. 0,8 до 8,0	-	±25 %
ПГФ-903У-этилмеркаптан	C ₂ H ₅ SH	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1,0 включ.	±0,25 мг/м ³	-
		св. 0,4 до 3,9 млн ⁻¹	св. 1,0 до 10,0	-	±25 %

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон измерений содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
		объемной доли	массовой концентрации, мг/м ³	абсолютной	относительной
ПГЭ-903У-водород ПГТ-903У-водород	H ₂	от 0 до 2 %	-	±(0,2+0,04C _x) % (об.д.) ¹⁾	-
ПГЭ-903У-кислород	O ₂	от 0 до 30 %	-	±(0,2+0,04C _x) % (об.д.) ¹⁾	-
ПГЭ-903-оксид углерода	CO	от 0 до 17 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 20 включ.	±5 мг/м ³	-
		св. 17 до 103 млн ⁻¹	св. 20 до 120	-	±25 %
ПГЭ-903У-сероводород-10	H ₂ S	от 0 до 2,1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 3,0 включ.	±0,75 мг/м ³	-
		св. 2,1 до 7 млн ⁻¹	св. 3,0 до 10	-	±25 %
ПГЭ-903У-сероводород-85		от 0 до 7 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 10 включ.	±2,5 мг/м ³	-
		св. 7 до 61 млн ⁻¹	св. 10 до 85	-	±25 %
ПГЭ-903У-диоксид азота	NO ₂	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 2 включ.	±0,5 мг/м ³	-
		св. 1 до 10,5 млн ⁻¹	св. 2 до 20	-	±25 %
ПГЭ-903У-диоксид серы	SO ₂	от 0 до 3,8 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 10 включ.	±2,5 мг/м ³	-
		св. 3,8 до 18,8 млн ⁻¹	св. 10 до 50	-	±25 %
ПГЭ-903У-аммиак-0-70	NH ₃	от 0 до 28 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 20 включ.	±5 мг/м ³	-
		св. 28 до 99 млн ⁻¹	св. 20 до 70	-	±25 %
ПГЭ-903-аммиак-0-500		св. 99 до 707 млн ⁻¹	св. 70 до 500	-	±25 %
ПГЭ-903-хлор	Cl ₂	от 0 до 0,33 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1 включ.	±0,25 мг/м ³	-
		св. 0,33 до 5 млн ⁻¹	св. 1 до 15	-	±25 %
ПГЭ-903У-хлорид водорода	HCl	от 0 до 3,3 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 5 включ.	±0,75 мг/м ³	-
		св. 3,3 до 30 млн ⁻¹	св. 5 до 45	-	±25 %

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон измерений содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
		объемной доли	массовой концентрации, мг/м ³	абсолютной	относительной
ПГЭ-903У-фторид водорода	HF	от 0 до 0,6 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,5 включ.	±0,12 мг/м ³	-
		св. 0,6 до 4 млн ⁻¹	св. 0,5 до 4	-	±25 %

Примечания:

- 1) С_х – значение содержания определяемого компонента на входе газоанализатора.
- 2) Газоанализаторы с ПИП, предназначенными для контроля вредных веществ в воздухе рабочей зоны, соответствуют с Постановлению Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений», в нормальных условиях измерений.

Таблица 7 - Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с ПИП ССС-903МТ с преобразователями газовыми ПГТ-903У

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента, %	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, %	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, объемная доля определяемого компонента, %
ПГТ-903У-метан	CH ₄	от 0 до 4,4	от 0 до 2,2	±0,22
ПГТ-903У-пропан	C ₃ H ₈	от 0 до 1,7	от 0 до 0,85	±0,085
ПГТ-903У-водород-4	H ₂	от 0 до 4	от 0 до 2	±0,2
ПГТ-903У-гексан	C ₆ H ₁₄	от 0 до 1	от 0 до 0,5	±0,05
ПГТ-903У-ацетилен	C ₂ H ₂	от 0 до 2,3	от 0 до 1,15	±0,115
ПГТ-903У акрилонитрил	C ₃ H ₃ N	от 0 до 2,8	от 0 до 1,4	±0,14

Примечания:

- 1) Диапазон показаний в единицах измерений объемной доли определяемого компонента, %, соответствует диапазону показаний до взрывоопасной концентрации определяемого компонента от 0 до 100 % НКПР.
- 2) Диапазон измерений в единицах измерений объемной доли определяемого компонента, %, соответствуют диапазону измерений до взрывоопасной концентрации определяемого компонента от 0 до 50 % НКПР.

Таблица 8 - Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с ПИП ССС-903МТ с преобразователями газовыми ПГО-903У

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон показаний содержания определяемого компонента	Диапазон измерений содержания определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности	
				абсолютной	относительной
ПГО-903У-метан	CH ₄	от 0 до 4,4 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 2,2 % об.д. включ. св. 2,2 до 4,4 % об.д.	±0,22 % (об.д.) -	- ±10 %
ПГО-903У-пропан	C ₃ H ₈	от 0 до 1,7 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,85 % об.д. включ. св. 0,85 до 1,7 % об.д.	±0,085 % (об.д.) -	- ±10 %
ПГО-903У-гексан	C ₆ H ₁₄	от 0 до 1,0 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,5% об.д. включ. св. 0,5 до 1,0 % об.д.	±0,05 % (об.д.) -	- ±10 %
ПГО-903У-ацетилен	C ₂ H ₂	от 0 до 2,3 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 1,15 % об.д. включ. св. 1,15 до 2,3 % об.д.	±0,115 % (об.д.) -	- ±10 %
ПГО-903У-этан	C ₂ H ₆	от 0 до 2,5 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 1,25 % об.д. включ. св. 1,25 до 2,5 % об.д.	±5 % НКПР -	- -
ПГО-903У-бутан	н-C ₄ H ₁₀	от 0 до 1,4 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,7 % об.д. включ. св. 0,7 до 1,4 % об.д.	±5 % НКПР -	- -
ПГО-903У-изобутан	и-C ₄ H ₁₀	от 0 до 1,3 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,65 % об.д. включ. св. 0,65 до 1,3 % об.д.	±5 % НКПР -	- -
ПГО-903У-пентан	C ₅ H ₁₂	от 0 до 1,4 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,7 % об.д. включ. св. 0,7 до 1,4 % об.д.	±5 % НКПР -	- -
ПГО-903У-циклогексан	C ₆ H ₁₂	от 0 до 1,2 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,6 % об.д. включ. св. 0,6 до 1,2 % об.д.	±5 % НКПР -	- -
ПГО-903У-гептан	C ₇ H ₁₆	от 0 до 1,1 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,55 % об.д. включ.	±5 % НКПР -	- -

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон показаний содержания определяемого компонента	Диапазон измерений содержания определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности	
				абсолютной	относительной
			св. 0,55 до 1,1 % об.д.		
ПГО-903У-пропилен	C_3H_6	от 0 до 2,0 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 1,0 % об.д. включ. св. 1,0 до 2,0 % об.д.	±5 % НКПР -	- -
ПГО-903У-метилловый спирт	CH_3OH	от 0 до 5,5 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 2,75 % об.д. включ. св. 2,75 до 5,5 % об.д.	±5 % НКПР -	- -
ПГО-903У-этиловый спирт	C_2H_5OH	от 0 до 3,1 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 1,55 % об.д. включ. св. 1,55 до 3,1 % об.д.	±5 % НКПР -	- -
ПГО-903У-этилен	C_2H_4	от 0 до 2,3 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 1,15 % об.д. включ. св. 1,15 до 2,3 % об.д.	±5 % НКПР -	- -
ПГО-903У-толуол	$C_6H_5CH_3$	от 0 до 1,1 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,55 % об.д. включ. св. 0,55 до 1,1 % об.д.	±5 % НКПР -	- -
ПГО-903У-бензол	C_6H_6	от 0 до 1,2 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,6 % об.д. включ. св. 0,6 до 1,2 % об.д.	±5 % НКПР -	- -
ПГО-903У-ацетон	CH_3COCH_3	от 0 до 2,5 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 1,25 % об.д. включ. св. 1,25 до 2,5 % об.д.	±5 % НКПР -	- -
ПГО-903У-этилбензол	C_8H_{10}	от 0 до 1,0 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,5 % об.д. включ. св. 0,5 до 1,0 % об.д.	±5 % НКПР -	- -
ПГО-903У-метилтретбутиловый эфир	$C_5H_{12}O$	от 0 до 1,5 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,75 % об.д. включ.	±5 % НКПР -	- -

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон показаний содержания определяемого компонента	Диапазон измерений содержания определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности	
				абсолютной	относительной
			св. 0,75 до 1,5 % об.д.		
ПГО-903У-пара-ксилол	п-С ₈ H ₁₀	от 0 до 1,1 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,55 % об.д. включ. св. 0,55 до 1,1 % об.д.	±5 % НКПР -	- -
ПГО-903У-орто-ксилол	о-С ₈ H ₁₀	от 0 до 1,0 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,5 % об.д. включ. св. 0,5 до 1,0 % об.д.	±5 % НКПР -	- -
ПГО-903У-изопропиловый спирт	C ₃ H ₈ O	от 0 до 2,0 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 1,0 % об.д. включ. св. 1,0 до 2,0 % об.д.	±5 % НКПР -	- -
ПГО-903У-диоксид углерода	CO ₂	от 0 до 2 % об.д.	от 0 до 2 % об.д.	±(0,03+0,05C _X) % об.д.	-
ПГО-903У-диоксид углерода		от 0 до 5 % об.д.	от 0 до 5 % об.д.	±(0,03+0,05C _X) % об.д.	-
ПГО-903У-нефтепродукты	пары бензина неэтилированного	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5%НКПР	-
	пары топлива дизельного	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5%НКПР	-
	пары керосина	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5%НКПР	-
	пары уайт-спирита	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5%НКПР	-
	пары топлива для реактивных двигателей	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5%НКПР	-
	пары бензина автомобильного	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5%НКПР	-
	пары бензина авиационного	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5%НКПР	-

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон показаний содержания определяемого компонента	Диапазон измерений содержания определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности	
				абсолютной	относительной
Примечания: 1) градуировка газоанализаторов исполнений ССС-903МТ-нефтепродукты осуществляется изготовителем на один из определяемых компонентов: - бензин неэтилированный по ГОСТ Р 51866-2002, - топливо дизельное по ГОСТ 305-2013, - керосин по ГОСТ Р 52050-2006, - уайт-спирит по ГОСТ 3134-78, - топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227-86, - бензин автомобильный по техническому регламенту "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту", - бензин авиационный по ГОСТ 1012-2013; 2) C_x – значение содержания определяемого компонента на входе газоанализатора.					

Таблица 9- Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с ПИП ССС-903МТ с преобразователями газовыми ПГЭ-903У

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон измерений содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
		объемной доли	массовой концентрации, мг/м ³	абсолютной	относительной
ПГЭ-903У-серо-водород-10	H ₂ S	от 0 до 2,1 млн ⁻¹ включ. св. 2,1 до 7 млн ⁻¹	от 0 до 3,0 включ. св. 3,0 до 10	±0,75 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГЭ-903У-серо-водород-20		от 0 до 2,1 млн ⁻¹ включ. св. 2,1 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 3,0 включ. св. 3,0 до 28,3	±0,75 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГЭ-903У-серо-водород-45		от 0 до 7 млн ⁻¹ включ. св. 7 до 32 млн ⁻¹	от 0 до 10 включ. св. 10 до 45	±2,5 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГЭ-903У-серо-водород-50		от 0 до 7 млн ⁻¹ включ. св. 7 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 10 включ. св. 10 до 70,7	±2,5 мг/м ³ -	- ±25 %

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон измерений содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
		объемной доли	массовой концентрации, мг/м ³	абсолютной	относительной
ПГЭ-903У-серо-водород-85	H ₂ S	от 0 до 7 млн ⁻¹ включ. св. 7 до 61 млн ⁻¹	от 0 до 10 включ. св. 10 до 85	±2,5 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГЭ-903У-серо-водород-100		от 0 до 7 млн ⁻¹ включ. св. 7 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 включ. св. 10 до 141,4	±2,5 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГЭ-903У-кислород	O ₂	от 0 до 30 %	-	±(0,2+0,04C _X) % (об.д.)	-
ПГЭ-903У-водород	H ₂	от 0 до 2 %	-	±(0,2+0,04C _X) % (об.д.)	-
ПГЭ-903У-оксид углерода	CO	от 0 до 17 млн ⁻¹ включ. св. 17 до 103 млн ⁻¹	от 0 до 20 включ. св. 20 до 120	±5 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГЭ-903У-диоксид азота	NO ₂	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ. св. 1 до 10,5 млн ⁻¹	от 0 до 2 включ. св. 2 до 20	±0,5 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГЭ-903У-диоксид серы	SO ₂	от 0 до 3,8 млн ⁻¹ включ. св. 3,8 до 18,8 млн ⁻¹	от 0 до 10 включ. св. 10 до 50	±2,5 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГЭ-903У-аммиак-0-70	NH ₃	от 0 до 28 млн ⁻¹ включ. св. 28 до 99 млн ⁻¹	от 0 до 20 включ. св. 20 до 70	±5 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГЭ-903У-аммиак-0-500		от 0 до 99 млн ⁻¹ включ. св. 99 до 707 млн ⁻¹	от 0 до 70 включ. св. 70 до 500	не нормированы -	- ±25 %
ПГЭ-903У-хлор	Cl ₂	от 0 до 0,33 млн ⁻¹ включ. св. 0,33 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 1 включ. св. 1 до 30	±0,25 мг/м ³ -	- ±25 %

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон измерений содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
		объемной доли	массовой концентрации, мг/м ³	абсолютной	относительной
ПГЭ-903У-хлорид водорода	HCl	от 0 до 3,3 млн ⁻¹ включ. св. 3,3 до 30 млн ⁻¹	от 0 до 5 включ. св. 5 до 45	±0,75 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГЭ-903У-фторид водорода	HF	от 0 до 0,6 млн ⁻¹ включ. св. 0,6 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 0,5 включ. св. 0,5 до 8,2	±0,12 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГЭ-903У-формальдегид	CH ₂ O	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ. св. 0,4 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 0,5 включ. св. 0,5 до 12,5	±0,12 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГЭ-903У-оксид азота	NO	от 0 до 4 млн ⁻¹ включ. св. 4 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 5 включ. св. 5 до 125	±1,25 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГЭ-903У-оксид этилена	C ₂ H ₄ O	от 0 до 1,6 млн ⁻¹ включ. св. 1,6 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 3 включ. св. 3 до 183	±0,75 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГЭ-903У-несимметричный диметилгидразин	C ₂ H ₈ N ₂	от 0 до 0,12 млн ⁻¹ включ. св. 0,12 до 0,5	от 0 до 0,3 включ. св. 0,3 до 1,24	±0,075 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГЭ-903У-метанол	CH ₃ OH	от 0 до 11,2 млн ⁻¹ включ. св. 11,2 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 15 включ. св. 15 до 133	±3,75 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГЭ-903У-метилмеркаптан	CH ₃ SH	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ. св. 0,4 до 4,0 млн ⁻¹	от 0 до 0,8 включ. св. 0,8 до 8,0	±0,2 мг/м ³ -	- ±25 %

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон измерений содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
		объемной доли	массовой концентрации, мг/м ³	абсолютной	относительной
ПГЭ-903У-этил-меркаптан	C ₂ H ₅ SH	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ. св. 0,4 до 3,9 млн ⁻¹	от 0 до 1,0 включ. св. 1,0 до 10,0	±0,25 мг/м ³ -	- ±25 %
Примечания: 1) C _x – значение содержания определяемого компонента на входе газоанализатора, объемная доля, %. 2) Газоанализаторы с ПИП, предназначенными для контроля вредных веществ в воздухе рабочей зоны, соответствуют с Постановлению Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений», в нормальных условиях измерений.					

Таблица 10 - Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с ПИП ССС-903МТ с преобразователями газовыми ПГФ-903У

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон измерений содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
		объемной доли	массовой концентрации, мг/м ³	абсолютной	относительной
ПГФ-903У-изобутилен-0-20	i-C ₄ H ₈	от 0 до 19,3 млн ⁻¹	от 0 до 45	±12 мг/м ³	-
ПГФ-903У-изобутилен-0-200		от 0 до 43 млн ⁻¹ включ. св. 43 до 172 млн ⁻¹	от 0 до 100 включ. св. 100 до 400	±25 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГФ-903У-изобутилен-0-2000		от 0 до 43 млн ⁻¹ включ. св. 43 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 100 включ. св. 100 до 4660	±25 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГФ-903У-этилен	C ₂ H ₄	от 0 до 86 млн ⁻¹ включ. св. 86 до 171 млн ⁻¹	от 0 до 100 включ. св. 100 до 200	±25 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГФ-903У-бензол	C ₆ H ₆	от 0 до 1,5 млн ⁻¹ включ. св. 1,5 до 9,3 млн ⁻¹	от 0 до 5 включ. св. 5 до 30	±1,25 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГФ-903У-метилмеркаптан	CH ₃ SH	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ. св. 0,4 до 4,0 млн ⁻¹	от 0 до 0,8 включ. св. 0,8 до 8,0	±0,2 мг/м ³ -	- ±25 %

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон измерений содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
		объемной доли	массовой концентрации, мг/м ³	абсолютной	относительной
ПГФ-903У-этил-меркаптан	C ₂ H ₅ SH	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ. св. 0,4 до 3,9 млн ⁻¹	от 0 до 1,0 включ. св. 1,0 до 10,0	±0,25 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГФ-903У-ди-этиламин	C ₄ H ₁₁ N	от 0 до 9,8 млн ⁻¹ включ. св. 9,8 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 30 включ. св. 30 до 150	±7,5 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГФ-903У-серо-углерод	CS ₂	от 0 до 3,1 млн ⁻¹ включ. св. 3,1 до 15 млн ⁻¹	от 0 до 10 включ. св. 10 до 47	±2,5 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГФ-903У-фе-нол	C ₆ H ₆ O	от 0 до 0,25 млн ⁻¹ включ. св. 0,25 до 4 млн ⁻¹	от 0 до 1 включ. св. 1 до 15,6	±0,25 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГФ-903У-тет-рафторэтилен	C ₂ F ₄	от 0 до 7,2 млн ⁻¹ включ. св. 7,2 до 40 млн ⁻¹	от 0 до 30 включ. св. 30 до 166	±7,5 мг/м ³ -	- ±25 %

Таблица 11 - Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с ПИП ПГУ-А с термokatалитическим чувствительным элементом

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента, %	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, %	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, объемная доля определяемого компонента, %
ПГУ-А-Т-метан	CH ₄	от 0 до 4,4	от 0 до 2,2	±0,22
ПГУ-А-Т-пропан	C ₃ H ₈	от 0 до 1,7	от 0 до 0,85	±0,085
ПГУ-А-Т-водород-4	H ₂	от 0 до 4	от 0 до 2	±0,2
ПГУ-А-Т-гексан	C ₆ H ₁₄	от 0 до 1	от 0 до 0,5	±0,05
ПГУ-А-Т-ацетилен	C ₂ H ₂	от 0 до 2,3	от 0 до 1,15	±0,115
ПГУ-А-Т-акрило-нитрил	C ₃ H ₃ N	от 0 до 2,8	от 0 до 1,4	±0,14

Примечания:

1) Диапазон показаний в единицах измерений объемной доли определяемого компонента, %, соответствует диапазону показаний взрывоопасной концентрации определяемого компонента от 0 до 100 % НКПР.

2) Диапазон измерений в единицах измерений объемной доли определяемого компонента, %, соответствуют диапазону измерений взрывоопасной концентрации определяемого компонента от 0 до 50 % НКПР.

3) Значения НКПР для определяемых компонентов по ГОСТ Р МЭК 60079-20-1-2011.

Таблица 12 - Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с ПИП ПГУ-А с оптико-абсорбционным чувствительным элементом

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон показаний содержания определяемого компонента	Диапазон измерений содержания определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности	
				абсолютной	относительной
ПГУ-А-О-метан	CH ₄	от 0 до 4,4 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 2,2 % об.д. включ. св. 2,2 до 4,4 % об.д.	±0,13 % (об.д.) -	- ±5 %
ПГУ-А-О-пропан	C ₃ H ₈	от 0 до 1,7 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,85 % об.д. включ. св. 0,85 до 1,7 % об.д.	±0,051 % (об.д.) -	- ±5 %
ПГУ-А-О-гексан	C ₆ H ₁₄	от 0 до 1,0 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,5% об.д. включ. св. 0,5 до 1,0 % об.д.	±0,03 % (об.д.) -	- ±5 %
ПГУ-А-О-ацетилен	C ₂ H ₂	от 0 до 2,3 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 1,15 % об.д. включ. св. 1,15 до 2,3 % об.д.	±0,069 % (об.д.) -	- ±5 %
ПГУ-А-О-этан	C ₂ H ₆	от 0 до 2,4 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 1,2 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	±3 % НКПР	-
ПГУ-А-О-бутан	н-C ₄ H ₁₀	от 0 до 1,4 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,7 % об.д. включ. (от 0 до 50 % НКПР)	±3 % НКПР	-
ПГУ-А-О-изобутан	и-C ₄ H ₁₀	от 0 до 1,3 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,65 % об.д. включ. (от 0 до 50 % НКПР)	±3 % НКПР	-
ПГУ-А-О-пентан	C ₅ H ₁₂	от 0 до 1,1 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,55 % об.д. включ. (от 0 до 50 % НКПР)	±3 % НКПР	-
ПГУ-А-О -цикло-гексан	C ₆ H ₁₂	от 0 до 1,0 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,5 % об.д. включ. (от 0 до 50 % НКПР)	±5 % НКПР	-

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон показаний содержания определяемого компонента	Диапазон измерений содержания определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности	
				абсолютной	относительной
ПГУ-А-О-гептан	C_7H_{16}	от 0 до 0,85 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,425 % об.д. включ. (от 0 до 50 % НКПР)	± 5 % НКПР	-
ПГУ-А-О-пропилен	C_3H_6	от 0 до 2,0 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 1,0 % об.д. включ. (от 0 до 50 % НКПР)	± 3 % НКПР	-
ПГУ-А-О-метиловый спирт	CH_3OH	от 0 до 6,0 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 3,0 % об.д. включ. (от 0 до 50 % НКПР)	± 5 % НКПР	-
ПГУ-А-О-этиловый спирт	C_2H_5OH	от 0 до 3,1 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 1,55 % об.д. включ. (от 0 до 50 % НКПР)	± 5 % НКПР	-
ПГУ-А-О-этилен	C_2H_4	от 0 до 2,3 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 1,15 % об.д. включ. (от 0 до 50 % НКПР)	± 3 % НКПР	-
ПГУ-А-О-толуол	$C_6H_5CH_3$	от 0 до 1,0 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,5 % об.д. включ. (от 0 до 50 % НКПР)	± 5 % НКПР	-
ПГУ-А-О-бензол	C_6H_6	от 0 до 1,2 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,6 % об.д. включ. (от 0 до 50 % НКПР)	± 3 % НКПР	-
ПГУ-А-О-ацетон	CH_3COCH_3	от 0 до 2,5 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 1,25 % об.д. включ. (от 0 до 50 % НКПР)	± 3 % НКПР	-

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон показаний содержания определяемого компонента	Диапазон измерений содержания определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности	
				абсолютной	относительной
ПГУ-А-О-этилбензол	C_8H_{10}	от 0 до 0,8 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,4 % об.д. включ. (от 0 до 50 % НКПР)	± 5 % НКПР	-
ПГУ-А-О-метилтретбутиловый эфир	$C_5H_{12}O$	от 0 до 1,5 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,75 % об.д. включ. (от 0 до 50 % НКПР)	± 5 % НКПР	-
ПГУ-А-О-пара-ксилол	п- C_8H_{10}	от 0 до 0,9 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,45 % об.д. включ. (от 0 до 50 % НКПР)	± 5 % НКПР	-
ПГУ-А-О-орто-ксилол	о- C_8H_{10}	от 0 до 1,0 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,5 % об.д. включ. (от 0 до 50 % НКПР)	± 5 % НКПР	-
ПГУ-А-О-изо-пропиловый спирт	C_3H_8O	от 0 до 2,0 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 1,0 % об.д. включ. (от 0 до 50 % НКПР)	± 5 % НКПР	-
ПГУ-А-О-диоксид углерода-2	CO_2	от 0 до 2 % об.д.	от 0 до 2 % об.д.	$\pm(0,03+0,05C_X)$ % (об.д.)	-
ПГУ-А-О-диоксид углерода-5		от 0 до 5 % об.д.	от 0 до 5 % об.д.	$\pm(0,03+0,05C_X)$ % (об.д.)	-

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон показаний содержания определяемого компонента	Диапазон измерений содержания определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности	
				абсолютной	относительной
ПГУ-А-О- нефтепродукты ¹⁾	пары бензина неэтилированного	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5%НКПР	-
	пары топлива дизельного	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5%НКПР	-
	пары керосина	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5%НКПР	-
	пары уайт-спирита	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5%НКПР	-
	пары топлива для реактивных двигателей	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5%НКПР	-
	пары бензина автомобильного	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5%НКПР	-
	пары бензина авиационного	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5%НКПР	-

Примечания:

1) градуировка газоанализаторов с преобразователями ПГУ-А-О- нефтепродукты осуществляется изготовителем на один из определяемых компонентов:

- бензин неэтилированный по ГОСТ Р 51866-2002,
- топливо дизельное по ГОСТ 305-2013,
- керосин по ГОСТ Р 52050-2006,
- уайт-спирит по ГОСТ 3134-78,
- топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227-86,

- бензин автомобильный по техническому регламенту "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту",

- бензин авиационный по ГОСТ 1012-2013;

2) C_x – значение содержания определяемого компонента на входе газоанализатора.

3) Значения НКПР для определяемых компонентов по ГОСТ Р МЭК 60079-20-1-2011.

Таблица 13- Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с ПИП ПГУ-А с электрохимическим чувствительным элементом

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон измерений содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
		объемной доли	массовой концентрации, мг/м ³	абсолютной	относительной
ПГУ-А-Э-серо-водород-10	H ₂ S	от 0 до 2,1 млн ⁻¹ включ. св. 2,1 до 7 млн ⁻¹	от 0 до 3,0 включ. св. 3,0 до 10	±0,75 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Э-серо-водород-20		от 0 до 2,1 млн ⁻¹ включ. св. 2,1 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 3,0 включ. св. 3,0 до 28,3	±0,75 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Э-серо-водород-45		от 0 до 7 млн ⁻¹ включ. св. 7 до 32 млн ⁻¹	от 0 до 10 включ. св. 10 до 45	±2,5 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Э-серо-водород-50		от 0 до 7 млн ⁻¹ включ. св. 7 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 10 включ. св. 10 до 70,7	±2,5 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Э-серо-водород-85		от 0 до 7 млн ⁻¹ включ. св. 7 до 61 млн ⁻¹	от 0 до 10 включ. св. 10 до 85	±2,5 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Э-серо-водород-100	H ₂ S	от 0 до 7 млн ⁻¹ включ. св. 7 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 включ. св. 10 до 141,4	±2,5 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Э-кислород	O ₂	от 0 до 30 %	-	±(0,2+0,04C _x) % (об.д.)	-
ПГУ-А-Э-водород	H ₂	от 0 до 2 %	-	±(0,2+0,04C _x) % (об.д.)	-
ПГУ-А-Э-оксид углерода	CO	от 0 до 17 млн ⁻¹ включ. св. 17 до 103 млн ⁻¹	от 0 до 20 включ. св. 20 до 120	±5 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Э-диоксид азота	NO ₂	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ. св. 1 до 10,5 млн ⁻¹	от 0 до 2 включ. св. 2 до 20	±0,5 мг/м ³ -	- ±25 %

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон измерений содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
		объемной доли	массовой концентрации, мг/м ³	абсолютной	относительной
ПГУ-А-Э-диоксид серы	SO ₂	от 0 до 3,8 млн ⁻¹ включ. св. 3,8 до 18,8 млн ⁻¹	от 0 до 10 включ. св. 10 до 50	±2,5 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Э-аммиак-0-70	NH ₃	от 0 до 28 млн ⁻¹ включ. св. 28 до 99 млн ⁻¹	от 0 до 20 включ. св. 20 до 70	±5 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Э-аммиак-0-500		от 0 до 99 млн ⁻¹ включ. св. 99 до 707 млн ⁻¹	от 0 до 70 включ. св. 70 до 500	не нормированы -	- ±25 %
ПГУ-А-Э-хлор	Cl ₂	от 0 до 0,33 млн ⁻¹ включ. св. 0,33 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 1 включ. св. 1 до 30	±0,25 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Э-хлорид водорода	HCl	от 0 до 3,3 млн ⁻¹ включ. св. 3,3 до 30 млн ⁻¹	от 0 до 5 включ. св. 5 до 45	±0,75 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Э-фторид водорода	HF	от 0 до 0,6 млн ⁻¹ включ. св. 0,6 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 0,5 включ. св. 0,5 до 8,2	±0,12 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Э-формальдегид	CH ₂ O	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ. св. 0,4 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 0,5 включ. св. 0,5 до 12,5	±0,12 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Э-оксид азота	NO	от 0 до 4 млн ⁻¹ включ. св. 4 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 5 включ. св. 5 до 125	±1,25 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Э-оксид этилена	C ₂ H ₄ O	от 0 до 1,6 млн ⁻¹ включ. св. 1,6 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 3 включ. св. 3 до 183	±0,75 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Э-несимметричный диметилгидразин	C ₂ H ₈ N ₂	от 0 до 0,12 млн ⁻¹ включ. св. 0,12 до 0,5	от 0 до 0,3 включ. св. 0,3 до 1,24	±0,075 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Э-метанол	CH ₃ OH	от 0 до 11,2 млн ⁻¹ включ. св. 11,2 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 15 включ. св. 15 до 133	±3,75 мг/м ³ -	- ±25 %

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон измерений содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
		объемной доли	массовой концентрации, мг/м ³	абсолютной	относительной
ПГУ-А-Э-метилмеркаптан	CH ₃ SH	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ. св. 0,4 до 4,0 млн ⁻¹	от 0 до 0,8 включ. св. 0,8 до 8,0	±0,2 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Э-этилмеркаптан	C ₂ H ₅ SH	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ. св. 0,4 до 3,9 млн ⁻¹	от 0 до 1,0 включ. св. 1,0 до 10,0	±0,25 мг/м ³ -	- ±25 %

Примечания:

1) С_х – значение содержания определяемого компонента на входе газоанализатора, объемная доля, %

2) Газоанализаторы с ПИП, предназначенными для контроля вредных веществ в воздухе рабочей зоны, соответствуют с Постановлению Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений», в нормальных условиях измерений.

Таблица 14 - Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с ПИП ПГУ-А с фотоионизационным чувствительным элементом

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон измерений содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
		объемной доли	массовой концентрации, мг/м ³	абсолютной	относительной
ПГУ-А-Ф-изобутилен-0-20	i-C ₄ H ₈	от 0 до 19,3 млн ⁻¹	от 0 до 45	±12 мг/м ³	-
ПГУ-А-Ф-изобутилен-0-200	i-C ₄ H ₈	от 0 до 43 млн ⁻¹ включ. св. 43 до 172 млн ⁻¹	от 0 до 100 включ. св. 100 до 400	±25 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Ф-изобутилен-0-2000		от 0 до 43 млн ⁻¹ включ. св. 43 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 100 включ. св. 100 до 4660	±25 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Ф-этилен	C ₂ H ₄	от 0 до 86 млн ⁻¹ включ. св. 86 до 171 млн ⁻¹	от 0 до 100 включ. св. 100 до 200	±25 мг/м ³ -	- ±25 %

Тип преобразователя	Определяемый компонент	Диапазон измерений содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
		объемной доли	массовой концентрации, мг/м ³	абсолютной	относительной
ПГУ-А-Ф-бензол	C ₆ H ₆	от 0 до 1,5 млн ⁻¹ включ. св. 1,5 до 9,3 млн ⁻¹	от 0 до 5 включ. св. 5 до 30	±1,25 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Ф-метилмеркаптан	CH ₃ SH	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ. св. 0,4 до 4,0 млн ⁻¹	от 0 до 0,8 включ. св. 0,8 до 8,0	±0,2 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Ф-этилмеркаптан	C ₂ H ₅ SH	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ. св. 0,4 до 3,9 млн ⁻¹	от 0 до 1,0 включ. св. 1,0 до 10,0	±0,25 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Ф-диэтиламин	C ₄ H ₁₁ N	от 0 до 9,8 млн ⁻¹ включ. св. 9,8 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 30 включ. св. 30 до 150	±5 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Ф-сероуглерод	CS ₂	от 0 до 3,1 млн ⁻¹ включ. св. 3,1 до 15 млн ⁻¹	от 0 до 10 включ. св. 10 до 47	±2,5 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Ф-фенол	C ₆ H ₆ O	от 0 до 0,25 млн ⁻¹ включ. св. 0,25 до 4 млн ⁻¹	от 0 до 1 включ. св. 1 до 15,6	±0,25 мг/м ³ -	- ±25 %
ПГУ-А-Ф-тетрафторэтилен	C ₂ F ₄	от 0 до 7,2 млн ⁻¹ включ. св. 7,2 до 40 млн ⁻¹	от 0 до 30 включ. св. 30 до 166	±7,5 мг/м ³ -	- ±25 %

Таблица 15 – Метрологические характеристики газоанализаторов

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемой вариации показаний, в долях от предела допускаемой основной погрешности	0,5
Пределы допускаемого изменения показаний за интервал времени 24 ч, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,5
Время прогрева, мин, не более	10

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемого времени установления показаний СГАЭС-ТГМ14 по уровню 0,9 ($T_{0,9d}$) по измерительным каналам с ПИП, с:	
- СГОЭС	20
- ПГУ-А-Т, ССС-903, ССС-903М, ССС-903МТ с преобразователями ПГТ	30
- ПГУ-А-О, ПГУ-А-Э, ПГУ-А-Ф, ССС-903, ССС-903М, ССС-903МТ с преобразователями ПГЭ, ПГО, ПГФ	60
Нормальные условия измерений:	
- температура окружающей среды, °С	от +15 до +25
- относительная влажность, %	от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа	от 98,0 до 104,6

Таблица 16 – Пределы допускаемой дополнительной погрешности СГАЭС-ТГМ14 по измерительным каналам, в зависимости от используемого ПИП

ПИП	Пределы допускаемой дополнительной погрешности СГАЭС-ТГМ14, в долях от предела допускаемой основной погрешности		
	от изменения температуры окружающей среды на каждые 10 °С	от влияния изменения атмосферного давления	от изменения относительной влажности анализируемой среды
СГОЭС, СГОЭС-М, СГОЭС-М11, СГОЭС-2, СГОЭС-М-2, СГОЭС-М11-2	±0,5	±0,5 на каждые 3,3 кПа	±0,2 в диапазоне отн. влажности от 0 до 100 %
ССС-903, ССС-903М	±0,2	-	-
ССС-903МТ	±0,2	±0,5 на каждые 10 кПа	±0,2 на каждые 10 % отн. влажности
ПГУ-А	±0,2	±0,5 на каждые 10 кПа	±0,2 на каждые 10 % отн. влажности

Таблица 17 – Основные технические характеристики газоанализаторов

Наименование характеристики	Значение
Электрическое питание ¹⁾ СГАЭС-ТГМ осуществляется от сети переменного тока напряжением, В частотой, Гц	от 198 до 253 от 49 до 51
Потребляемая мощность, ВА, не более	300
Полный срок службы, лет, не менее ²⁾	10
Средняя наработка на отказ (при доверительной вероятности $P=0,95$), ч,	35 000

Наименование характеристики	Значение
Маркировка взрывозащиты газоанализаторов - СГОЭС, СГОЭС-2 - СГОЭС – М, СГОЭС – М11, СГОЭС – М-2, СГОЭС – М11-2 - CCC-903MT - CCC-903 - CCC-903M - ПГУ-А	1Ex d IIC T4 Gb, PB ExdI Mb 1Ex d [ib] IIC T4 Gb, PB Exd[ib]I Mb IEx d ib [ib] 1IB+H2 T4 Gb; Ex tb ib [ib] IIC «T85°C...T100°C» Db 1Ex d ib IIC T6 Gb 1Ex d ib [ib] IIC T6 Gb 1Ex d ib IIC T6/T4 Gb Ex tb ib IIC «T85°C...T100°C» Db
Степень защиты оболочек по ГОСТ 14254-2015: - СГОЭС, СГОЭС-2, СГОЭС – М, СГОЭС – М11, СГОЭС – М-2, СГОЭС – М11-2 - CCC-903MT - CCC-903, CCC-903M - ПГУ-А	IP66 IP66/67 IP66 IP66
1) Примечание — электрическое питание ПИП постоянным током осуществляется от УПЭС (не более 16 шт.) или от внешнего источника питания. 2) Без учета чувствительного элемента.	

Таблица 18 – Габаритные размеры и масса составных частей газоанализаторов (УПЭС, СГОЭС, СГОЭС-2, СГОЭС-М, СГОЭС-М-2, СГОЭС-М11, СГОЭС-М11-2, ПГУ-А)

Условное обозначение составной части СГАЭС-ТГМ14	Габаритные размеры, мм, не более				Масса, кг, не более
	длина	ширина	высота	диаметр	
УПЭС	266	482	132	-	17,0
СГОЭС, СГОЭС-2 (без блока индикации с кронштейном)	303	107	191	-	4,8 (алюминий), 6,5 (нерж. сталь)
СГОЭС-М, СГОЭС-М-2 (с блоком индикации и кронштейном)	383	107	191	-	4,8 (нерж. сталь), 7,5 (алюминий)
СГОЭС-М11, СГОЭС-М11-2	135	135	245	-	5,0
ПГУ-А	150	-	-	50	0,65

Таблица 19 – Габаритные размеры и масса составных частей газоанализаторов (CCC-903, CCC-903М)

Условное обозначение составной части газоанализаторов	Габаритные размеры, мм, не более				Масса, кг
	длина	ширина(без кабельных вводов)	высота	диаметр	
УПЭС-903	180	125	150	-	3,0
УПЭС-903М	186	167	100	-	6,7
ПГТ-903	-	-	65	38	0,1
ПГЭ-903	-	-	55	38	0,1
ПГЭ-903А	-	-	45	38	0,1
ПГО-903	-	-	51	46	0,1

Условное обозначение составной части газоанализаторов	Габаритные размеры, мм, не более				Масса, кг
	длина	ширина(без кабельных вводов)	высота	диаметр	
ПГТ-903У, ПГЭ-903У, ПГО-903У, ПГФ-903У	-	-	143	50	0,65

Таблица 20 – Габаритные размеры и масса составных частей газоанализаторов (ССС-903МТ)

Условное обозначение составной части газоанализаторов	Габаритные размеры, мм, не более				Масса, кг, не более
	длина	ширина (без кабельных вводов)	высота	диаметр	
УПЭС-903МТ (нержавеющая сталь)	186	167	100	-	5,2
УПЭС-903МТ (алюминий)	186	167	100	-	2,1
ПГЭ-903У, ПГО-903У, ПГФ-903У, ПГТ-903У	-	-	143	50	0,65

Таблица 21 – Условия эксплуатации газоанализаторов

Условное обозначение составной части СГАЭС-ТГМ14	Параметр		
	диапазон температуры окружающей и анализируемой сред, °С	относительная влажность при температуре 35 °С, %	диапазон атмосферного давления, кПа
УПЭС	от -10 до +45	до 95 %	от 80 до 120
ССС-903	от -60 до +60	до 95 (без конденсации)	от 84 до 117,3
ССС-903М	от -25 до +55		
ССС-903МТ с ПГТ-903У	от -60 до +90	до 95 (без конденсации)	от 84 до 117,3
ССС-903МТ с ПГО-903У	от -60 до +85		
ССС-903МТ с ПГЭ-903У	от -60 до +75		
ССС-903МТ с ПГФ-903У	от -40 до +75		
СГОЭС, СГОЭС-М, СГОЭС-М11	от -60 до +85	до 100 (без конденсации)	от 80 до 120
СГОЭС-2, СГОЭС-М-2, СГОЭС-М11-2	от -60 до +90		
ПГУ-А для преобразователей ПГУ-А-Т для преобразователей ПГУ-А-О для преобразователей ПГУ-А-Э для преобразователей ПГУ-А-Ф	от -60 до +90 от -60 до +85 от -60 до +75 от -40 до +75	до 95 (без конденсации)	от 84 до 117,3

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист (центр листа) руководства по эксплуатации типографским способом, на табличку, расположенную на боковой панели центрального блока газоанализатора.

Комплектность средства измерений

Таблица 22 – Комплектность газоанализаторов СГАЭС-ТГМ14:

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализаторы СГАЭС-ТГМ14 в составе:	ЖСКФ.411711.003 ТУ	
- панель управления УПЭС		1 шт.
- ПИП		По заявке Заказчика
Руководство по эксплуатации	ЖСКФ.413311.003 Ц РЭ или ЖСКФ.413311.003 А РЭ	1 экз.

Наименование	Обозначение	Количество
Методика поверки	МП 242-2422-2021	1 экз.
Комплект принадлежностей	-	1 компл.

Сведения о методиках (методах) измерений: методики измерений приведены в разделе 5 документов: ЖСКФ.413311.003 Ц РЭ, ЖСКФ.413311.003 А РЭ

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газоанализаторам СГАЭС-ТГМ14:

Приказ Росстандарта от 31 декабря 2020 года N 2315 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений», в нормальных условиях измерений, при условии загазованности среды источником, выделяющим только один определяемый компонент

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия

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

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

Технические условия ЖСКФ 411711.003 ТУ

Изготовитель

Акционерное общество «Электронстандарт-прибор» (АО "Электронстандарт-прибор"),
Санкт-Петербург

ИНН 7816145170

Адрес: 192286, Санкт-Петербург, пр. Славы, д.35, корп.2. литер А, пом. 1-Н, оф. 22

Телефон/факс (81371) 91-825, 21-407, (812) 347-88-34

Web-сайт www.esp.com.ru

E-mail: info@esp.com.ru

Испытательный центр

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

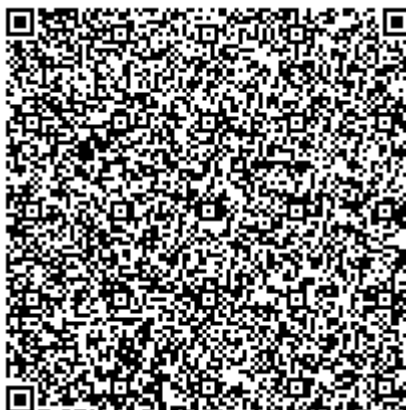
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

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.31 1541



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» февраля 2022 г. № 421

Регистрационный № 84598-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на газопровод компрессорной станции на Горбатовском месторождении АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на газопровод компрессорной станции на Горбатовском месторождении АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКГ) предназначена для автоматизированных измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ основан на использовании косвенного метода динамических измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

При косвенном методе динамических измерений объемный расход и объем свободного нефтяного газа, приведенные к стандартным условиям, вычисляются по результатам измерений при рабочих условиях объемного расхода, температуры, давления и компонентного состава свободного нефтяного газа. При помощи вычислителя УВП-280, мод. УВП-280Б.01 (далее – ИВК) автоматически рассчитывается коэффициент сжимаемости свободного нефтяного газа и плотность свободного нефтяного газа при стандартных условиях в соответствии с ГСССД МР 113-03. Далее в ИВК автоматически выполняется расчет объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

СИКГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка СИКГ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКГ и ее компоненты.

Конструктивно СИКГ состоит из двух измерительных линий (далее – ИЛ) (1 рабочая ИЛ (далее – ИЛ 1) и 1 резервная ИЛ (далее – ИЛ 2)) и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). На ИЛ установлены измерительные компоненты, приведенные в таблице 1.

Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на аналогичные утвержденного типа.

Таблица 1 – Состав СИКГ

Наименование измерительного компонента	Количество измерительных компонентов (место установки)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2	3
Расходомер-счетчик газа и пара мод. XGM 868i	1 (ИЛ 1), 1(ИЛ 2)	59891-15
Преобразователь давления AUTROL, мод. АРТ3200	1 (ИЛ 1), 1(ИЛ 2)	37667-13
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-2700	1 (ИЛ 1), 1(ИЛ 2)	38548-13
Вычислитель УВП-280, мод. УВП-280Б.01	1 (СОИ)	53503-13

В состав СИКГ входят показывающие средства измерений давления и температуры свободного нефтяного газа утвержденных типов.

Основные функции СИКГ:

- измерение объемного расхода и объема свободного нефтяного газа;
- измерение параметров свободного нефтяного газа;
- вычисление объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям;
- отображение (индикация) и регистрация результатов измерений;
- хранение результатов измерений, формирование и печать отчетных документов.

Пломбирование СИКГ не предусмотрено.

Конструкция не предусматривает возможность нанесения заводских и (или) серийных номеров непосредственно на СИКГ. С целью обеспечения идентификации заводской номер установлен в формуляре.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) обеспечивает реализацию функций СИКГ.

ПО СИКГ реализовано в ИВК. ПО ИВК настроено для работы и испытано при испытаниях СИКГ в целях утверждения типа.

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

Идентификационные данные метрологически значимой части ИВК СИКГ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКГ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
	ИВК
Идентификационное наименование ПО	ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.17

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики представлены в таблице 3, технические характеристики представлены в таблице 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 17,58 до 19999,80
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	± 2,5

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Температура окружающего воздуха в месте установки измерительной линии, °С:	от - 35 до + 35
Температура окружающего воздуха в помещении в месте установки СОИ, °С:	от + 15 до + 30
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22 50±1
Средний срок службы, лет, не менее	12
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа -температура измеряемой среды, °С	свободный нефтяной газ от 0,0001 до 0,7800 От+ 5 до + 45

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра СИКГ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКГ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКГ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на газопровод компрессорной станции на Горбатовском месторождении АО «Самаранефтегаз», зав. № 14021	—	1 шт.
Технологическая инструкция СИКГ	П4-04 И-010 ЮЛ-035	1 экз.
Формуляр на СИКГ	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем свободного нефтяного газа. Методика измерений объема свободного нефтяного газа косвенным методом динамических измерений при помощи системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на газопровод компрессорной станции на Горбатовском месторождении АО «Самаранефтегаз» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2017.27908).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на газопровод компрессорной станции на Горбатовском месторождении АО «Самаранефтегаз»

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

Приказ Росстандарта от 29.12.2018 № 2825 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»

ГОСТ 8.733-2011 «Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, г. Самара, Волжский проспект, д. 50

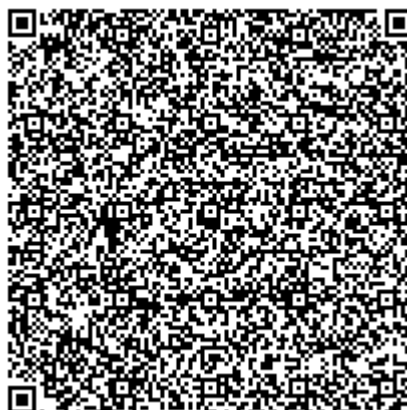
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания» (ООО ИК «СИБИНТЕК»)

Адрес (место нахождения): 446200, Самарская область, г. Новокуйбышевск, ул. Научная, дом 3 стр. 6

Адрес юридического лица: 117152, Россия, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1.

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц: RA.RU 312187.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» февраля 2022 г. № 421

Регистрационный № 84597-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Дефибрилляторы-мониторы Efficia DFM100

Назначение средства измерений

Дефибрилляторы-мониторы Efficia DFM100 (далее – мониторы) предназначены для измерений насыщения (сатурации) кислородом гемоглобина артериальной крови (SpO_2), частоты пульса (ЧП), неинвазивного артериального давления (нАД), частоты сердечных сокращений (ЧСС), парциального давления двуокиси углерода (CO_2) в выдыхаемом воздухе, отображения на экране монитора значений или графиков измеряемых параметров состояния пациента и включения тревожной сигнализации при выходе параметров за установленные пределы.

Описание средства измерений

Функционально мониторы состоят из независимых измерительных каналов.

Принцип работы канала пульсоксиметрии основан на различии спектрального поглощения оксигемоглобина и восстановленного гемоглобина крови на двух длинах волн.

Принцип работы канала неинвазивного артериального давления основан на определении систолического и диастолического артериального давления косвенным осциллометрическим способом.

Принцип работы электрокардиографического канала основан на прямом измерении электрического потенциала сердца с помощью электродов, закрепленных на теле пациента.

Принцип действия канала газового анализа основан на применении технологии измерения концентрации газа методом недисперсионной инфракрасной спектроскопии. Выдыхаемая газовая смесь, измеряемая газоанализатором, поглощает инфракрасное (ИК) излучение и имеет свои собственные характеристики поглощения. Выдыхаемая газовая смесь подается в измерительную ячейку, после чего с помощью оптического ИК-фильтра выбирается определенный диапазон длин волн ИК-излучения, который будет использоваться для прохождения через газ при измерении объемной его доли в выдыхаемой смеси.

Мониторы конструктивно состоят из основного блока с автономным источником питания, комплекта датчиков и набора кабелей пациента. Основной блок включает входные преобразователи параметров функционального состояния пациента, тракты измерения и регистрации параметров. Сигналы от измерительных каналов обрабатываются встроенным процессором с общим программным обеспечением.

Мониторы имеют цветной ЖК-дисплей, на котором могут одновременно отображаться измеряемые показатели, сигналы в виде колебаний и информация о тревожных сигналах.

В мониторах предусмотрено включение тревожной сигнализации при выходе измеряемых параметров за установленные пределы

Общий вид дефибрилляторов-мониторов Efficia DFM100 представлены на рисунке 1.

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



Рисунок 1 – Общий вид дефибрилляторов-мониторов Efficia DFM100



Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение

Дефибрилляторы-мониторы Efficia DFM100 имеют встроенное программное обеспечение (далее - ПО СИ). Встроенное программное обеспечение используется для контроля процесса работы мониторов, сбора, обработки, хранения и передачи данных.

Программное обеспечение (ПО) мониторов запускается в автоматическом режиме после включения. Программное обеспечение идентифицируется после включении монитора в разделе главного меню.

Защита ПО от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014

При нормировании метрологических характеристик учтено влияние программного обеспечения. Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	Efficia DFM100
Номер версии (идентификационный номер) не ниже	1.00
Цифровой идентификатор ПО*	7695dd28205234f639c251feb911a69b
Алгоритм вычисления контрольной суммы	MD5
* Контрольная сумма указана для приведенной версии ПО	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Канал пульсоксиметрии	
Диапазон показаний SpO ₂ , %	от 0 до 100
Диапазон измерений SpO ₂ , %	от 70 до 100
Абсолютная погрешность измерений SpO ₂ , %	± 3
Диапазон измерений частоты пульса, мин ⁻¹	от 30 до 300
Погрешность измерений частоты пульса:	
- абсолютная в поддиапазоне от 30 до 50 мин ⁻¹ , мин ⁻¹	± 1
- относительная в поддиапазоне св. 50 до 300 мин ⁻¹ , %	± 2
Канал газового анализа	
Диапазон измерений парциального давления CO ₂ , мм рт.ст:	От 0 до 150
Погрешность измерений парциального давления CO ₂ :	
- абсолютная в поддиапазоне от 0 до 40 мм рт.ст, мм рт. ст.:	± 2
- относительная в поддиапазоне от 41 до 70 мм рт.ст, %:	± 5
- относительная в поддиапазоне от 71 до 100 мм рт.ст, %:	± 8
- относительная в поддиапазоне от 101 до 150 мм рт.ст, %:	± 10
Канал неинвазивного артериального давления	
Диапазон измерений избыточного давления в компрессионной манжете, мм рт.ст:	
- для взрослых	от 20 до 255
- для детей/грудных детей	от 20 до 135
Пределы допускаемой абсолютной измерения избыточного давления в компрессионной манжете, мм рт.ст	± 3

Наименование характеристики	Значение
Электрокардиографический канал	
Диапазон показаний частоты сердечных сокращений, мин ⁻¹ для взрослых для детей/грудных детей	от 16 до 300 от 16 до 350
Диапазон измерений частоты сердечных сокращений, мин ⁻¹ - для взрослых - для детей/грудных детей	от 30 до 300 от 30 до 350
Погрешность измерения частоты сердечных сокращений, мин ⁻¹ - абсолютная в поддиапазоне от 30 до 50 мин ⁻¹ , мин ⁻¹ - относительная в поддиапазоне св. 50 до 350 мин ⁻¹ , %	±5 ±10

Таблица 3 — Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (высота×ширина×длина), мм, не более	235×290×205
Масса, кг, не более	5,66
Потребляемый ток, А	от 1,0 до 0,46
Напряжение питания частотой (50/60) Гц, В	от 100 до 240
Наработка на отказ, ч, не менее	10000
Средний срок службы, лет	7
Условия эксплуатации:	
-диапазон температур окружающего воздуха, °С	от 0 до +45
-диапазон относительной влажности окружающего воздуха, %	от 15 до 95
-диапазон атмосферного давления, кПа	от 57,2 до 106

Знак утверждения типа

наносится на титульном листе Руководства по эксплуатации типографским способом и на корпус дефибрилляторов-мониторов Efficia DFM100 в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 — Комплектность мониторов

Наименование	Обозначение	Количество, шт
Дефибриллятор-монитор	Efficia DFM100	1
Комплект принадлежностей*	-	1
Руководство по эксплуатации	-	1
Методика поверки	МП 244-0003-2020	1
* Поставляется по отдельному заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

Дефибрилляторы-мониторы Efficia DFM100. Руководство по эксплуатации. Гл. 4, 9-11

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к дефибрилляторам-мониторам Efficia DFM100

ГОСТ Р МЭК 60601-1-2010 Изделия медицинские электрические. Часть 1. Общие требования безопасности с учетом основных функциональных характеристик

Техническая документация компании Philips Goldway (Shenzhen) Industrial Inc., No.2, Китай

Приказ Минздрава РФ от 21.02.2014 № 81н "Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при осуществлении деятельности в области здравоохранения, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений".

Изготовитель

Компания Philips Goldway (Shenzhen) Industrial Inc., Китай

Адрес: No.2, Keji North 3rd Road, Nanshan District, 518057 Shenzhen, P.R. China

Телефон: +86 755 26980999

E-mail: healthcare@philips.com

Испытательный центр

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

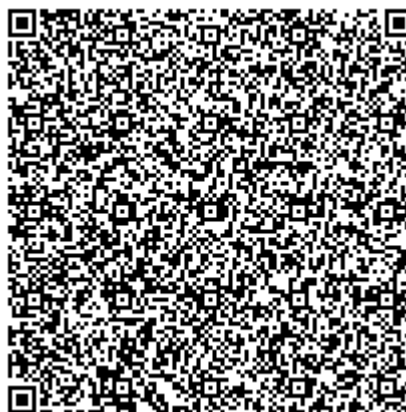
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон/факс: +7 (812) 251-76-01 / +7(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 «18» февраля 2022 г. № 421

Регистрационный № 84596-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТФЗМ 110 Б-III У1

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТФЗМ 110 Б-III У1 (далее – ТТ) предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в установках переменного тока напряжением 110 кВ, частоты 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия ТТ основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

ТТ представляют собой опорные трансформаторы, предназначенные для установки на открытых подстанциях в сетях переменного тока напряжением 110 кВ при частоте 50 Гц. Выводы первичной обмотки расположены на верхней части ТТ. Первичная обмотка ТТ состоит из двух секций, переключением которых достигается изменение коэффициента трансформации. Выводы вторичной обмотки расположены на цоколе ТТ и закрываются защитной металлической крышкой с целью ограничения доступа к измерительной цепи. Вторичные обмотки намотаны каждая на индивидуальном тороидальном сердечнике из холоднокатаной электротехнической стали. Обе обмотки, которые содержат в себе трансформаторы тока ТФЗМ 110 Б, изолированы друг от друга при помощи бумажно-масляного материала. Они помещены в фарфоровую покрывку и заполнены трансформаторным маслом. В качестве маслорасширителя используется верхняя часть фарфоровой покрывки. Колебания уровня масла контролируют с помощью маслоуказателя, установленного в верхней части крышки.

Тип данного трансформатора расшифровывается таким образом: Т – трансформатор тока, Ф – в фарфоровой покрывке, З – вторичная обмотка звеньевое типа, М – маслonaполненный, 110 – напряжение в киловольтах, Б – категория электрооборудования внешней изоляции. К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТФЗМ 110 Б-III У1 с заводскими номерами: 7196, 7158, 7308, 7252, 7279, 7315, 7330, 7331, 7332, 7311, 7312, 7313.

Заводские номера нанесены на шильдик трансформаторов тока методом холодной штамповки.

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

В месте соединения цоколя с фарфоровой покрывкой предусмотрена возможность пломбирования. Общий вид трансформаторов тока и схема пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунке 1.

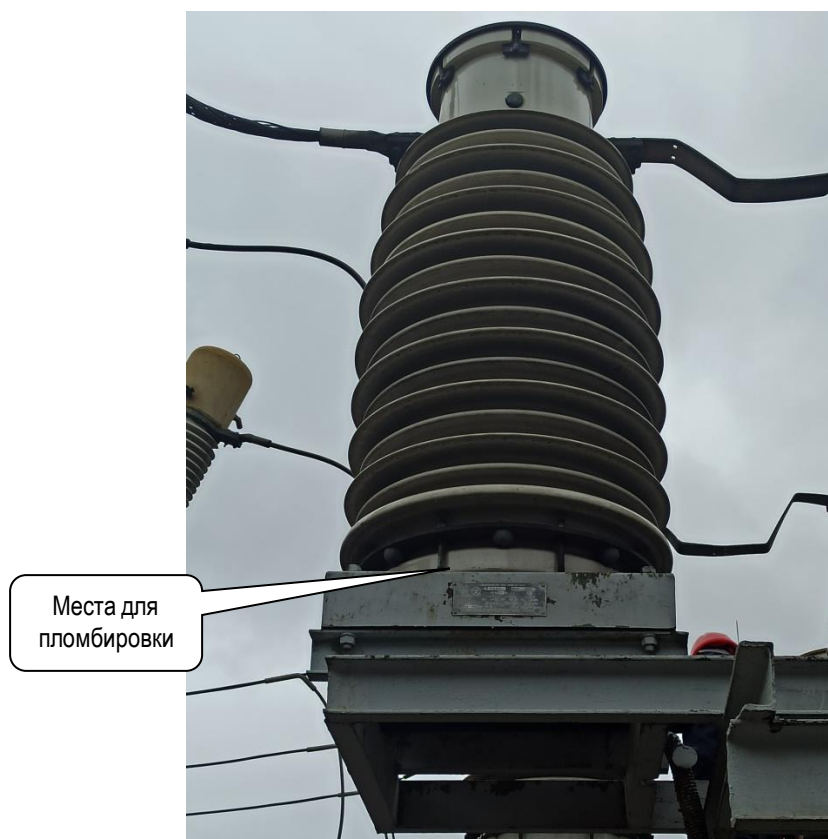


Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов тока

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение, В	110000
Номинальный первичный ток, А	1000, 2000
Номинальный вторичный ток, А	5
Класс точности по ГОСТ 7746	0,5
Номинальная вторичная нагрузка, В·А	20
Номинальная частота, Гц	50

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока (заводские номера: 7196, 7158, 7308, 7252, 7279, 7315, 7330, 7331, 7332, 7311, 7312, 7313)	ТФЗМ 110 Б-III У1	12 шт.
Паспорт	—	12 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения

Нормативные документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока ТФЗМ 110 Б-III У1

ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки

ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия

Изготовитель

ПО «Запорожтрансформатор» (изготовлены в 1989 – 1990 гг.)

Адрес: Украина, 69069, г. Запорожье, Днепровское шоссе, 13

Испытательный центр

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

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

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

E-mail: director@sniiim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» февраля 2022 г. № 421

Регистрационный № 84595-22

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Калибраторы многофункциональные и коммуникаторы со встроенным термостатом Beamex MC6-T (-R)

Назначение средства измерений

Калибраторы многофункциональные и коммуникаторы со встроенным термостатом Beamex MC6-T (-R) предназначены для измерений и воспроизведений сигналов силы и напряжения постоянного тока, сопротивления (в том числе сигналов от термопар и термопреобразователей сопротивления), частоты периодических сигналов, а также для измерений давления и воспроизведения температуры.

Описание средства измерений

Калибраторы многофункциональные и коммуникаторы со встроенным термостатом Beamex MC6-T (-R) (далее - калибраторы) предназначены для поставок в Российскую Федерацию, а также другие страны СНГ, и имеют специальное исполнение (-R).

Калибраторы выполняются в различных модификациях:

- MC6-T150 (-R) имеет две зоны нагрева и охлаждения для оптимального контроля температуры;

- MC6-T660 (-R) имеет трехзонный термостат с отдельным регулированием каждой зоны.

Калибраторы применяются в качестве эталона или рабочего средства измерений при поверке (калибровке) и испытаниях в лабораторных и полевых условиях:

- электроизмерительных приборов, каналов измерительных систем с входными и выходными электрическими сигналами напряжения (В, мВ) и силы постоянного тока (мА), сопротивления, частоты периодических сигналов, количества импульсов, а также различных преобразователей с цифровыми выходными сигналами по протоколам HART, Foundation Fieldbus H1, Profibus PA;

- приборов для измерения давления - датчиков давления с аналоговым и цифровым выходным сигналом, манометров, электропневматических и пневмоэлектрических преобразователей давления, а также различных реле;

- преобразователей сигналов термоэлектрических преобразователей и термопреобразователей сопротивления;

- средств измерения температуры погружного типа;

- для воспроизведения и поддержания заданной температуры.

По конструктивному исполнению калибраторы являются переносными приборами с питанием от сети либо – кроме воспроизведения температуры и измерений по каналу R3 - от батареи аккумуляторов. На передней панели калибраторов расположен жидкокристаллический сенсорный цветной дисплей и клавиатура. На дисплее отображаются результаты измерений/воспроизведений, сведения о режиме работы калибратора, а также виртуальные кнопки для управления режимами калибратора. Каналы измерения (IN) и воспроизведения (OUT) сигналов силы и напряжения постоянного тока гальванически развязаны. Калибраторы имеют встроенный источник постоянного напряжения 24 В для питания токовой петли. Возможно подключение калибратора к персональному компьютеру через интерфейс USB. Режим коммунитатора предназначен для обмена данными между калибратором и СИ, которые поддерживают протокол(ы) полевых шин: HART, FOUNDATION Fieldbus H1 или Profibus PA.

Калибраторы имеют три независимых канала (R1, R2, R3) для измерений сопротивления (сигналов термопреобразователей сопротивления) и два независимых канала (TC1, TC2) для измерения низкого напряжения (сигналов термоэлектрических преобразователей).

С помощью высокоточных внутренних и/или внешних модулей измерений давления калибраторы могут измерять значения избыточного, абсолютного давления или разности давлений.

Встроенный в MC6-T (-R) сухоблочный термостат позволяет задавать и поддерживать температуру с известной точностью, а встроенные каналы измерения – измерять выходной сигнал внешнего термопреобразователя сопротивления повышенной точности и/или калибруемого средства измерения.

Калибраторы могут использоваться в комплекте с внешними термопреобразователями сопротивления повышенной точности (далее - ТС) с индивидуальной градуировкой (с коэффициентами МТШ-90 (для RPRT) или Каллендара-Ван Дюзена (для IPRT)).

Внешние термопреобразователи сопротивления повышенной точности изготавливаются следующих моделей: IPRT-300, RPRT-420-300, RPRT-420-230A, RPRT-660-300, RPRT-660-230A. Модели ТС различаются по метрологическим и техническим характеристикам и состоят из платинового чувствительного элемента (далее - ЧЭ), помещенного в тонкостенную защитную трубку из нержавеющей стали, и соединительного кабеля с разъемом. Схема соединения внутренних проводников ТС с ЧЭ – 4-х проводная.

Фотографии общего вида калибраторов, места нанесения знака поверки и заводского (серийного) номера представлены на рисунке 1.

Общий вид внешних термопреобразователей сопротивления повышенной точности представлен на рисунках 2-4. Заводской (серийный) номер ТС наносится в виде гравировки на защитную трубку ТС или на бирку, прикреплённую к соединительному кабелю ТС.

Пломбирование калибраторов не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид калибратора BEAMEX MC6-T (-R) с указанием места нанесения заводского номера



Рисунок 2 - Общий вид внешних термопреобразователей сопротивления модели IPRT-300



Рисунок 3 - Общий вид внешних термопреобразователей сопротивления моделей RPRT-420-230A, RPRT-660-230A



Рисунок 4 - Общий вид внешних термопреобразователей сопротивления моделей RPRT-420-300, RPRT-660-300

Программное обеспечение

Метрологически значимое программное обеспечение (ПО) зашито в микропроцессоре калибратора и недоступно пользователю, после записи рабочей программы становится невозможно прочитать или изменить какую-либо часть программы. Это выполняется только с помощью специализированных программ в условиях завода-изготовителя калибраторов. Номер версии ПО доступен для просмотра на дисплее после включения калибратора и в меню «Настройки – О приборе».

В калибраторе отсутствует возможность внесения изменений (преднамеренных или непреднамеренных) в ПО посредством внешних интерфейсов или меню калибратора. Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Защита калибратора от преднамеренного изменения ПО через внутренний интерфейс (вскрытие калибратора) обеспечивается нанесением гарантийной наклейки на корпус калибратора.

Идентификационные данные метрологически значимого ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимого ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	МС6-Т
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Версия ПО не ниже 3.20
Цифровой идентификатор ПО	Не используется

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики калибраторов представлены в таблицах 2 – 9.

Таблица 2 – Метрологические характеристики калибраторов при измерении электрических сигналов

Диапазон измеряемых сигналов и используемые клеммы калибратора	Разрешение	Пределы допускаемой погрешности ¹⁾ , δ – относительная, Δ – абсолютная
от -1 до +1 В ²⁾ (TC1, TC2)	0,001 мВ	$\Delta=\pm(0,00007 \cdot X+4 \text{ мкВ})$
от -1 до +1 В ³⁾ (IN)	0,001 мВ	$\Delta=\pm(0,00006 \cdot X+5 \text{ мкВ})$
от 1 до 60 В ³⁾ (IN)	0,01 мВ	$\Delta=\pm(0,00006 \cdot X+0,25 \text{ мВ})$
от -25 до +25 мА ⁴⁾ (IN)	0,0001 мА	$\Delta=\pm(0,0001 \cdot X+1 \text{ мкА})$
от -100 до -25 мА и от +25 до +100 мА ⁴⁾ (IN)	0,001 мА	$\Delta=\pm(0,0001 \cdot X+1 \text{ мкА})$
от 0 до 100 Ом (R1, R2, R3)	0,001 Ом	$\Delta=\pm 6 \text{ МОм}^{5)}$
от 100 до 110 Ом (R1, R2, R3)	0,001 Ом	$\delta=\pm 0,006 \%^{5)}$
от 110 до 150 Ом (R1, R2, R3)	0,001 Ом	$\delta=\pm 0,007 \%^{5)}$
от 150 до 300 Ом (R1, R2, R3)	0,001 Ом	$\delta=\pm 0,008 \%^{5)}$
от 300 до 400 Ом (R1, R2, R3)	0,001 Ом	$\delta=\pm 0,009 \%^{5)}$
от 400 до 4040 Ом (R1, R2, R3)	0,01 Ом	$\Delta=\pm(0,00015 \cdot X+12 \text{ МОм})^{5)}$

Примечания:

¹⁾ Включая нелинейность, гистерезис, повторяемость и дрейф за 1 год;

X – модуль номинального текущего значения сигнала измеряемого параметра.

²⁾ $R_{BX} > 10 \text{ МОм}$.

³⁾ $R_{BX} > 2 \text{ МОм}$

⁴⁾ $R_{BX} < 10 \text{ Ом}$.

Электрические параметры встроенного источника питания петли: $24 \text{ В} \pm 5\%$; $I_{\text{макс}}=55 \text{ мА}$.

Напряжение внешнего источника питания петли не более 60 В.

⁵⁾ Для 4-х проводного подключения. Для 3-х проводного подключения к значениям пределов допускаемой погрешности, указанным в таблице 2, добавляется 10 мОм

Таблица 3 - Метрологические характеристики калибраторов при генерировании / воспроизведении электрических сигналов

Диапазон воспроизводимых сигналов и используемые клеммы калибратора	Разрешение	Пределы допускаемой погрешности ¹⁾ , Δ – абсолютная
от -1 до +1 В ²⁾ (TC1)	0,001 мВ	$\Delta=\pm(0,00007 \cdot X+4 \text{ мкВ})$
от -3 до +10 ³⁾ (OUT)	0,01 мВ	$\Delta=\pm(0,00007 \cdot X+0,1 \text{ мВ})$
от -3 до +24 В ³⁾ (OUT)	0,1 мВ	$\Delta=\pm(0,00007 \cdot X+0,1 \text{ мВ})$
от 0 до 25 мА ⁴⁾ (OUT)	0,0001 мА	$\Delta=\pm(0,0001 \cdot X+1 \text{ мкА})$
от 25 до 55 мА ⁴⁾ (OUT)	0,001 мА	$\Delta=\pm(0,0001 \cdot X+2 \text{ мкА})$
от 0 до 100 Ом (R1)	0,001 Ом	$\Delta=\pm 20 \text{ мОм}$
от 100 до 400 Ом (R1)	0,001 Ом	$\Delta=\pm(0,0001 \cdot X+10 \text{ мОм})$
от 400 до 4000 Ом (R1)	0,01 Ом	$\Delta=\pm(0,00015 \cdot X+20 \text{ мОм})$
Примечания: ¹⁾ Включая нелинейность, гистерезис, повторяемость и дрейф за 1 год; X – модуль номинального текущего значения сигнала генерируемого/воспроизводимого параметра. ²⁾ I _{макс} = 5 мА. ³⁾ I _{макс} = 10 мА. ⁴⁾ R _{нагр} ≤ 1140 Ом (20 мА), 450 Ом (50 мА).		

Таблица 4 - Метрологические характеристики калибраторов при измерении ¹⁾ и генерировании / воспроизведении²⁾ частотных электрических сигналов

Диапазон		Разрешение	Пределы допускаемой погрешности ³⁾ , Δ – абсолютная
Измерения	Генерирования/ воспроизведения		
от 0,0027 до 0,5 Гц	от 0,0005 до 0,5 Гц	0,000001 Гц	$\Delta=\pm(0,00002 \cdot F+0,000002 \text{ Гц})$
от 0,5 до 5 Гц		0,00001 Гц	$\Delta=\pm(0,00002 \cdot F+0,00002 \text{ Гц})$
от 5 до 50 Гц		0,0001 Гц	$\Delta=\pm(0,00002 \cdot F+0,0002 \text{ Гц})$
от 50 до 500 Гц		0,001 Гц	$\Delta=\pm(0,00002 \cdot F+0,002 \text{ Гц})$
от 500 до 5000 Гц		0,01 Гц	$\Delta=\pm(0,00002 \cdot F+0,02 \text{ Гц})$
от 5000 до 50000 Гц		0,1 Гц	$\Delta=\pm(0,00002 \cdot F+0,2 \text{ Гц})$
Примечания: ¹⁾ R _{вх} > 1 МОм; минимальная амплитуда сигнала: 1 В (<10 кГц), 1,2 В (от 10 до 50 кГц); сухой контакт 1 В, контакт под напряжением от минус 1 до 14 В. ²⁾ I _{макс} =10 мА; амплитуда сигнала (форма сигнала – прямоугольная положительная) U _{п-п} от 0 до 24 В; амплитуда сигнала (форма сигнала — прямоугольная симметричная) U _{п-п} от 0 до 6В. ³⁾ Включая нелинейность, гистерезис, повторяемость и дрейф за 1 год; F – текущее номинальное значение измеряемой или генерируемой/ воспроизводимой частоты.			

Таблица 5 - Метрологические характеристики калибраторов при измерении (R1, R2, R3) и воспроизведении (R1) сигналов термопреобразователей сопротивления

Тип	Диапазон, °C	Пределы допускаемой погрешности ⁵⁾ (измерение), δ – относительная, Δ – абсолютная	Пределы допускаемой погрешности ⁵⁾ (воспроизведение), Δ – абсолютная
1	2	3	4
50П (Pt50 α 385) ^{1) 2) 3)}	от -200 до +270	$\Delta=\pm 0,03$ °C	$\Delta=\pm 0,11$ °C
	от +270 до +850	$\delta=\pm 0,012$ %	$\Delta=\pm(0,00015 \cdot T_{\text{вос}} + 0,11$ °C)
100П (Pt100 α 385) ^{1) 2) 3)}	от -200 до 0	$\Delta=\pm 0,015$ °C	$\Delta=\pm 0,05$ °C
	от 0 до +850	$\Delta=\pm(0,00012 \cdot T_{\text{изм}} + 0,015$ °C)	$\Delta=\pm(0,00014 \cdot T_{\text{вос}} + 0,05$ °C)
200П (Pt200 α 385) ^{1) 2) 3)}	от -200 до -80	$\Delta=\pm 0,01$ °C	$\Delta=\pm 0,025$ °C
	от -80 до 0	$\Delta=\pm 0,02$ °C	$\Delta=\pm 0,035$ °C
	от 0 до +260	$\Delta=\pm(0,00012 \cdot T_{\text{изм}} + 0,02$ °C)	$\Delta=\pm(0,00011 \cdot T_{\text{вос}} + 0,04$ °C)
	от +260 до +850	$\Delta=\pm(0,0002 \cdot T_{\text{изм}} + 0,045$ °C)	$\Delta=\pm(0,0002 \cdot T_{\text{вос}} + 0,06$ °C)
400П (Pt400 α 385) ^{1) 2) 3)}	от -200 до -100	$\Delta=\pm 0,01$ °C	$\Delta=\pm 0,015$ °C
	от -100 до 0	$\Delta=\pm 0,02$ °C	$\Delta=\pm 0,03$ °C
	от 0 до +850	$\Delta=\pm(0,00019 \cdot T_{\text{изм}} + 0,045$ °C)	$\Delta=\pm(0,00019 \cdot T_{\text{вос}} + 0,05$ °C)
500П (Pt500 α 385) ^{1) 2) 3)} (500П α 391-06) ³⁾	от -200 до -120	$\Delta=\pm 0,01$ °C	$\Delta=\pm 0,015$ °C
	от -120 до -50	$\Delta=\pm 0,02$ °C	$\Delta=\pm 0,025$ °C
	от -50 до 0	$\Delta=\pm 0,045$ °C	$\Delta=\pm 0,05$ °C
	от 0 до +850	$\Delta=\pm(0,00019 \cdot T_{\text{изм}} + 0,045$ °C)	$\Delta=\pm(0,00019 \cdot T_{\text{вос}} + 0,05$ °C)
1000П (Pt1000 α 385) ^{1) 2) 3)} (1000П α 391-06) ³⁾	от -200 до -150	$\Delta=\pm 0,008$ °C	$\Delta=\pm 0,011$ °C
	от -150 до -50	$\Delta=\pm 0,031$ °C	$\Delta=\pm 0,035$ °C
	от -50 до 0	$\Delta=\pm 0,041$ °C	$\Delta=\pm 0,043$ °C
	от 0 до +850	$\Delta=\pm(0,00019 \cdot T_{\text{изм}} + 0,041$ °C)	$\Delta=\pm(0,00019 \cdot T_{\text{вос}} + 0,043$ °C)
50П (50П α 391) ^{1) 2)}	от -200 до 0	$\Delta=\pm 0,03$ °C	-
	от -200 до +270	-	$\Delta=\pm 0,11$ °C
	от 0 до +1100	$\Delta=\pm(0,0001 \cdot T_{\text{изм}} + 0,03$ °C)	-
	от +270 до +1100	-	$\Delta=\pm(0,00017 \cdot T_{\text{вос}} + 0,065$ °C)
50П (50П α 391-06) ³⁾	от -200 до +50	$\Delta=\pm 0,03$ °C	-
	от -200 до +270	-	$\Delta=\pm 0,11$ °C
	от +50 до +850	$\Delta=\pm(0,0001 \cdot T_{\text{изм}} + 0,025$ °C)	-
	от +270 до +850	-	$\Delta=\pm(0,00015 \cdot T_{\text{вос}} + 0,073$ °C)
100П (100П α 391) ^{1) 2)}	от -200 до 0	$\Delta=\pm 0,015$ °C	$\Delta=\pm 0,05$ °C
	от 0 до +850	$\Delta=\pm(0,00013 \cdot T_{\text{изм}} + 0,015$ °C)	$\Delta=\pm(0,00014 \cdot T_{\text{вос}} + 0,05$ °C)
	св. 850 до 1100	$\Delta=\pm(0,00025 \cdot T_{\text{изм}} + 0,03$ °C)	$\Delta=\pm(0,00027 \cdot T_{\text{вос}} + 0,04$ °C)
100П (100П α 391-06) ³⁾	от -200 до 0	$\Delta=\pm 0,015$ °C	$\Delta=\pm 0,05$ °C
	от 0 до +850	$\Delta=\pm(0,00012 \cdot T_{\text{изм}} + 0,015$ °C)	$\Delta=\pm(0,00014 \cdot T_{\text{вос}} + 0,05$ °C)
50М (50М α 428) ^{1) 2)}	от -200 до +200	$\Delta=\pm 0,030$ °C	$\Delta=\pm 0,098$ °C
50М (50М α 428-06) ³⁾	от -180 до +200	$\Delta=\pm 0,029$ °C	$\Delta=\pm 0,094$ °C

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
100М (100М α428) ^{1) 2)}	от -200 до 0	$\Delta=\pm 0,015\text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta=\pm 0,049\text{ }^{\circ}\text{C}$
	от 0 до +200	$\Delta=\pm(0,00012\cdot T_{\text{изм}}+0,015\text{ }^{\circ}\text{C})$	$\Delta=\pm(0,00009\cdot T_{\text{вос}}+0,049\text{ }^{\circ}\text{C})$
100М (100М α428-06) ³⁾	от -180 до 0	$\Delta=\pm 0,015\text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta=\pm 0,047\text{ }^{\circ}\text{C}$
	от 0 до +200	$\Delta=\pm(0,00012\cdot T_{\text{изм}}+0,015\text{ }^{\circ}\text{C})$	$\Delta=\pm(0,0001\cdot T_{\text{вос}}+0,047\text{ }^{\circ}\text{C})$
50М (50М α426) ¹⁾	от -50 до +200	$\Delta=\pm 0,029\text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta=\pm 0,094\text{ }^{\circ}\text{C}$
100М (100М α426) ¹⁾	от -50 до 0	$\Delta=\pm 0,015\text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta=\pm 0,047\text{ }^{\circ}\text{C}$
	от 0 до +200	$\Delta=\pm(0,00012\cdot T_{\text{изм}}+0,015\text{ }^{\circ}\text{C})$	$\Delta=\pm(0,0001\cdot T_{\text{вос}}+0,047\text{ }^{\circ}\text{C})$
100Н (100Н α617) ^{1) 2) 3)}	от -60 до 0	$\Delta=\pm 0,013\text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta=\pm 0,043\text{ }^{\circ}\text{C}$
	от 0 до +180	$\Delta=\pm(0,00007\cdot T_{\text{изм}}+0,013\text{ }^{\circ}\text{C})$	
46П (46П α391) ⁴⁾	от -200 до 0	$\Delta=\pm 0,033\text{ }^{\circ}\text{C}$	-
	от -200 до +300	-	$\Delta=\pm 0,12\text{ }^{\circ}\text{C}$
	от 0 до +650	$\Delta=\pm(0,00008\cdot T_{\text{изм}}+0,033\text{ }^{\circ}\text{C})$	-
	от +300 до +650	-	$\Delta=\pm(0,00015\cdot T_{\text{вос}}+0,075\text{ }^{\circ}\text{C})$
53М (53М α426) ⁴⁾	от -50 до +200	$\Delta=\pm 0,027\text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta=\pm 0,089\text{ }^{\circ}\text{C}$

Примечания:

Разрешение для всех типов термопреобразователей сопротивления: 0,001 °С.

¹⁾ МПТШ-68 (ГОСТ 6651-84).

²⁾ МТШ-90 (ГОСТ 6651-94).

³⁾ МТШ-90 (ГОСТ Р 8.625-2006, ГОСТ 6651-2009).

⁴⁾ МПТШ-68 (ГОСТ 6651-78: гр.21,23).

⁵⁾ Включая нелинейность, гистерезис, повторяемость и дрейф за 1 год. Для 3-х проводного подключения к значениям пределов допускаемой погрешности, указанным в таблице, добавляется 10 мОм.

$T_{\text{изм}}$ — текущее номинальное значение измеряемой температуры, °С;

$T_{\text{вос}}$ — текущее номинальное значение воспроизводимой температуры, °С;

Значение силы измерительного тока, пульсирующего в обоих направлениях, при измерении сигналов термопреобразователей сопротивления $I_{\text{изм}}$ для диапазона измерений от 0 до 500 Ом составляет 1 мА, для диапазона измерений свыше 500 Ом — 0,2 мА;

Значение силы тока, при воспроизведении сигналов термопреобразователей сопротивления, (при значении воспроизводимого сопротивления от 0 до 650 Ом) $I_{\text{нагр}}$ не более 5 мА;

Значение напряжения, при воспроизведении сигналов термопреобразователей сопротивления (при значении воспроизводимого сопротивления от 650 до 4000 Ом) $R_{\text{сим}} \times I_{\text{нагр}}$ не более 3,25 В

Таблица 6 - Метрологические характеристики калибраторов при измерении (ТС1, ТС2) и воспроизведении (ТС1) сигналов термоэлектрических преобразователей

Тип	Диапазон, °C	Пределы допускаемой погрешности ³⁾ (измерение, воспроизведение), δ – относительная, Δ – абсолютная
1	2	3
ПР (В) ^{1) 2)}	от 0 до +200	$\Delta=\pm(0,00007 \cdot U+4 \text{ мкВ})$
	от +200 до +500	$\Delta=\pm 2,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$
	от +500 до +800	$\Delta=\pm 0,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$
	от +800 до +1820	$\Delta=\pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ПП (R) ^{1) 2)}	от -50 до 0	$\Delta=\pm 1,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$
	от 0 до +150	$\Delta=\pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$
	от 150 до +400	$\Delta=\pm 0,45 \text{ }^{\circ}\text{C}$
	от 400 до +1768	$\Delta=\pm 0,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ПП (S) ^{1) 2)}	от -50 до 0	$\Delta=\pm 0,9 \text{ }^{\circ}\text{C}$
	от 0 до +100	$\Delta=\pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$
	от +100 до +300	$\Delta=\pm 0,55 \text{ }^{\circ}\text{C}$
	от +300 до +1768	$\Delta=\pm 0,45 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ХА(К) ^{1) 2)}	от -270 до -200	$\Delta=\pm(0,00007 \cdot U+4 \text{ мкВ})$
	от -200 до 0	$\Delta=\pm(0,001 \cdot T+0,1 \text{ }^{\circ}\text{C})$
	от 0 до +1000	$\Delta=\pm(0,00007 \cdot T+0,1 \text{ }^{\circ}\text{C})$
	от +1000 до +1372	$\delta=\pm 0,017 \%$
ХК(Е) ^{1) 2)}	от -270 до -200	$\Delta=\pm(0,00007 \cdot U+4 \text{ мкВ})$
	от -200 до 0	$\Delta=\pm(0,0006 \cdot T+0,07 \text{ }^{\circ}\text{C})$
	от 0 до +1000	$\Delta=\pm(0,00005 \cdot T+0,07 \text{ }^{\circ}\text{C})$
МК(Т) ^{1) 2)}	от -270 до -200	$\Delta=\pm(0,00007 \cdot U+4 \text{ мкВ})$
	от -200 до 0	$\Delta=\pm(0,001 \cdot T+0,1 \text{ }^{\circ}\text{C})$
	от 0 до 400	$\Delta=\pm 0,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ЖК(Ј) ^{1) 2)}	от -210 до -200	$\Delta=\pm(0,00007 \cdot U+4 \text{ мкВ})$
	от -200 до 0	$\Delta=\pm(0,0006 \cdot T+0,08 \text{ }^{\circ}\text{C})$
	от 0 до +1200	$\Delta=\pm(0,00006 \cdot T+0,08 \text{ }^{\circ}\text{C})$
НН(Н) ^{1) 2)}	от -270 до -200	$\Delta=\pm(0,00007 \cdot U+4 \text{ мкВ})$
	от -200 до -100	$\delta=\pm 0,2 \%$
	от -100 до 0	$\Delta=\pm(0,0005 \cdot T+0,15 \text{ }^{\circ}\text{C})$
	от 0 до +800	$\Delta=\pm 0,15 \text{ }^{\circ}\text{C}$
	от +800 до +1300	$\Delta=\pm(0,0001 \cdot T+0,07 \text{ }^{\circ}\text{C})$
U ¹⁾	от -200 до 0	$\Delta=\pm(0,0007 \cdot T+0,1 \text{ }^{\circ}\text{C})$
	от 0 до +600	$\Delta=\pm 0,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$
L ¹⁾	от -200 до 0	$\Delta=\pm(0,0004 \cdot T+0,08 \text{ }^{\circ}\text{C})$
	от 0 до +900	$\Delta=\pm(0,00005 \cdot T+0,08 \text{ }^{\circ}\text{C})$
ХК(Л) ^{1) 2)}	от -200 до 0	$\Delta=\pm(0,00052 \cdot T+0,07 \text{ }^{\circ}\text{C})$
	от 0 до +380	$\Delta=\pm 0,07 \text{ }^{\circ}\text{C}$
	от +380 до +800	$\Delta=\pm(0,00008 \cdot T+0,04 \text{ }^{\circ}\text{C})$

Продолжение таблицы 6

1	2	3
ВР(А)-1 ^{1) 2)}	от 0 до +300	$\Delta = \pm(-0,00023 \cdot T + 0,33 \text{ } ^\circ\text{C})$
	от +300 до +1500	$\Delta = \pm(0,00014 \cdot T + 0,22 \text{ } ^\circ\text{C})$
	от +1500 до +2500	$\Delta = \pm(0,00039 \cdot T - 0,15 \text{ } ^\circ\text{C})$

Примечания:

Разрешение для всех типов термоэлектрических преобразователей: 0,01 °С.

¹⁾ МПТШ-68 (ГОСТ 3044-84, ГОСТ Р 50431-92, МЭК 584-1-77).

²⁾ МТШ-90 (ГОСТ Р 8.585 – 2001).

³⁾ Включая нелинейность, гистерезис, повторяемость и дрейф за 1 год, не включая погрешность канала компенсации температуры холодного спая.

T – модуль текущего номинального значения измеряемой или воспроизводимой температуры, °С;

U – модуль текущего номинального значения напряжения, соответствующего измеряемой или воспроизводимой температуре согласно ¹⁾ и ²⁾, мкВ.

Таблица 7 - Метрологические характеристики калибраторов при автоматической компенсации температуры холодного спая термоэлектрических преобразователей (ТС1, ТС2)

Диапазон компенсации, °С	Пределы допускаемой погрешности при температуре окружающей среды от +15 до +35 °С ¹⁾ , Δ – абсолютная	Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды в диапазоне от 0 до +15 и от +35 до верхнего предела диапазона рабочих условий, Δ – абсолютная
от 0 до +45	$\Delta = \pm 0,15 \text{ } ^\circ\text{C}$	$\Delta = \pm 0,005 \text{ } ^\circ\text{C на } 1 \text{ } ^\circ\text{C}$

¹⁾ Включая нелинейность, гистерезис, повторяемость и дрейф за 1 год.

Таблица 8 – Метрологические характеристики калибраторов при измерении давления

Внутренние модули	Внешние модули EXT и EXT-IS	Панельные модули EXT CENTRiCAL	Диапазон измерений ¹⁾	Пределы допускаемой погрешности ²⁾
1	2	3	4	6
PВ	EXTВ, EXTВ-IS	EXTВ CENTRiCAL	от 70 до 120 кПа абс.	±0,05 кПа
—	EXT10mD, EXT10mD-IS	EXT10mD CENTRiCAL	от -1 до 1 кПа	±(0,10 % П + 0,05 % Д)
—	EXT100m, EXT100m-IS	EXT100m CENTRiCAL	от 0 до 10 кПа	±(0,025 % П + 0,025 % ВП)
—	EXT250mC, EXT250mC-IS	—	от -25 до 25 кПа	±(0,025 % П + 0,025 % ВП)
—	EXT400mC, EXT400mC-IS	EXT400mC CENTRiCAL	от -40 до 40 кПа	±(0,025 % П + 0,02 % ВП)
—	EXT630mC, EXT630mC-IS	—	от -63 до 63 кПа	±(0,025 % П + 0,02 % ВП)
—	EXT1C, EXT1C-IS	EXT1C CENTRiCAL	от -100 до 100 кПа	±(0,025 % П + 0,015 % ВП)
—	EXT1,6C, EXT1,6C-IS	—	от -100 до 160 кПа	±(0,025 % П + 0,015 % ВП)
—	EXT2C, EXT2C-IS	EXT2C CENTRiCAL	от -100 до 200 кПа	±(0,025 % П + 0,01 % ВП)
—	EXT2,5C, EXT2,5C-IS	—	от -100 до 250 кПа	±(0,025 % П + 0,01 % ВП)
—	EXT4C, EXT4C-IS	—	от -100 до 400 кПа	±(0,025 % П + 0,01 % ВП)
—	EXT6C, EXT6C-IS	EXT6C CENTRiCAL	от -100 до 600 кПа	±(0,025 % П + 0,01 % ВП)
—	EXT10C, EXT10C-IS	—	от -100 до 1000 кПа	±(0,025 % П + 0,01 % ВП)
—	EXT16C, EXT16C-IS	—	от -100 до 1600 кПа	±(0,025 % П + 0,01 % ВП)
—	EXT20C, EXT20C-IS	EXT20C CENTRiCAL	от -100 до 2000 кПа	±(0,025 % П + 0,01 % ВП)
—	EXT25, EXT25-IS	—	от 0 до 2500 кПа	±(0,025 % П + 0,01 % ВП)
—	EXT40, EXT40-IS	—	от 0 до 4 МПа	±(0,025 % П + 0,01 % ВП)
—	EXT60, EXT60-IS	EXT60 CENTRiCAL	от 0 до 6 МПа	±(0,025 % П + 0,01 % ВП)
—	EXT100, EXT100-IS	EXT100 CENTRiCAL	от 0 до 10 МПа	±(0,025 % П + 0,01 % ВП)

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	6
—	EXT160, EXT160-IS	EXT160 CENTRiCAL	от 0 до 16 МПа	$\pm(0,025 \% \text{ П} + 0,01 \% \text{ ВП})$
—	EXT250, EXT250-IS	EXT250 CENTRiCAL	от 0 до 25 МПа	$\pm(0,025 \% \text{ П} + 0,015 \% \text{ ВП})$
—	EXT400, EXT400-IS	—	от 0 до 40 МПа	$\pm(0,025 \% \text{ П} + 0,015 \% \text{ ВП})$
—	EXT600, EXT600-IS	EXT600 CENTRiCAL	от 0 до 60 МПа	$\pm(0,025 \% \text{ П} + 0,015 \% \text{ ВП})$
—	EXT1000, EXT1000-IS	—	от 0 до 100 МПа	$\pm(0,025 \% \text{ П} + 0,015 \% \text{ ВП})$
—	EXT200mC-s, EXT200mC-s-IS	—	от -20 до 20 кПа	$\pm(0,05 \% \text{ П} + 0,05 \% \text{ ВП})$
—	EXT2C-s, EXT2C-s-IS	—	от -100 до 200 кПа	$\pm 0,05 \% \text{ ВП}$
—	EXT20C-s, EXT20C-s-IS	—	от -100 до 2000 кПа	$\pm 0,05 \% \text{ ВП}$
—	EXT160-s, EXT160-s-IS	—	от 0 до 16 МПа	$\pm 0,05 \% \text{ ВП}$

Примечания:

П – показание;

Д – диапазон измерений;

ВП – верхний предел измерений

¹⁾ При наличии установленного в калибратор внутреннего барометрического модуля РВ любой модуль давления может измерять как избыточное, так и абсолютное давление.

²⁾ Включая нелинейность, гистерезис, повторяемость и дрейф при температуре от св. +15 до +35 °С.

Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды в диапазоне от 0 до +15 °С и от св. +35 до +45 °С:

- $\pm 0,001 \% \text{ П}$ на 1 °С;

- $\pm 0,002 \% \text{ Д}$ на 1 °С (для модулей EXT10mD, EXT10mD-IS, EXT10mD CENTRiCAL)

Таблица 9 - Метрологические характеристики калибраторов при воспроизведении температуры

Наименование характеристики	Значение характеристики (в зависимости от модели калибратора) ^{1) 2)}	
	MC6-T150 (-R)	MC6-T660 (-R)
1	2	3
Диапазон воспроизводимых температур, °C	от -30 ³⁾ до +150	от +50 ⁴⁾ до +660
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности установления заданной температуры по внутреннему термометру при температуре окружающей среды от +13 до +33 °C включ., °C	±0,15°C	±0,2 (в диапазоне от +50 до +150 °C включ.); ±0,3 (в диапазоне св. +150 до +420 °C включ.); ±0,5°C (в диапазоне св. +420 до +660 °C)
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности установления заданной температуры при температуре окружающей среды от 0 до 13°C (не включ.) и св. 33 до 45°C, °C/°C	±0,006	±0,00003 · t _{зад} где t _{зад} – значение заданной температуры, °C
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры с использованием внешнего термопреобразователя сопротивления повышенной точности при температуре окружающей среды от +13 до +33 °C включ., °C:		
- для модели IPRT-300 ⁵⁾	±(0,00048 · t _{изм} + 0,05), где t _{изм} – модуль значения измеряемой температуры, °C	±(0,00048 · t _{изм} + 0,036) (в диапазоне от +50 до +300 °C)
- для моделей RPRT-420-300, RPRT-420-230A ⁶⁾	±0,04	±0,04 (в диапазоне от +50 до +150 °C включ.); ±(0,00028 · t _{изм} + 0,017) (в диапазоне св. +150 до +420 °C)
- для моделей RPRT-660-300, RPRT-660-230A ⁷⁾	±0,04	±0,04 (в диапазоне от +50 до +150 °C включ.); ±(0,00028 · t _{изм} + 0,017) (в диапазоне св. +150 до +660 °C)

Продолжение таблицы 9

Наименование характеристики	Значение характеристики (в зависимости от модели калибратора) ⁽¹⁾⁽²⁾	
	MC6-T150 (-R)	MC6-T660 (-R)
Нестабильность поддержания заданной температуры в течение 30 минут после достижения режима стабилизации, °C	±0,01	±0,02 (в диапазоне от +50 до +150 °C включ.); ±0,03 (в диапазоне св. +150 до +420 °C включ.); ±0,04 (в диапазоне св. +420 до +660 °C)
Осевая неоднородность температуры от дна канала вставного блока, °C, не более:		
- на расстоянии от 0 до 40 мм включ.	±0,05	±0,15 (в диапазоне от +50 до +150 °C включ.); ±0,25 (в диапазоне св. +150 до +420 °C включ.); ±0,4 (в диапазоне св. +420 до +660 °C)
- на расстоянии св. 40 до 60 мм	±0,07	±0,2 (в диапазоне от +50 до +150 °C включ.); ±0,4 (в диапазоне св. +150 до +420 °C включ.); ±0,6 (в диапазоне св. +420 до +660 °C)
Радиальная неоднородность температуры, измеренная в двух каналах одного диаметра вставного блока, °C, не более	±0,01°C	±0,02 (в диапазоне от +50 до +150 °C включ.); ±0,05 (в диапазоне св. +150 до +420 °C включ.); ±0,08 (в диапазоне св. +420 до +660 °C)
Значение единицы младшего разряда, °C	0,001	0,001
Глубина термостата, мм	150	150
Наружный диаметр вставного блока, мм	30	24,5
Время нагрева, мин, не более:	19 (от 23 до +150 °C) 23 (от -30 до +150 °C)	15 (от +50 до +660 °C)

Продолжение таблицы 9

Наименование характеристики	Значение характеристики (в зависимости от модели калибратора) ⁽¹⁾⁽²⁾	
	МС6-T150 (-R)	МС6-T660 (-R)
Время охлаждения, мин, не более:	17 (от +150 до 23 °С) 23 (от +23 до -30 °С) 37 (от +150 до -30 °С)	25 (от +660 до +100 °С) 35 (от +660 до +50 °С)
Время стабилизации воспроизводимой температуры после выхода калибратора на заданное значение температуры, мин, не более	10	10
Примечания: ¹⁾ Допускается использование калибраторов в диапазоне воспроизводимых температур по внутреннему термометру и (или) в диапазоне измерений с использованием внешнего термопреобразователя сопротивления повышенной точности, согласованном с пользователем, но лежащим внутри полного диапазона воспроизводимых температур используемого калибратора и (или) используемого ТС повышенной точности. ²⁾ Допускается применение калибраторов с использованием внутреннего термометра и (или) внешнего термопреобразователя сопротивления повышенной точности. ³⁾ При окружающей температуре не более +23 °С. ⁴⁾ При окружающей температуре не более +30 °С. ⁵⁾ Максимальное значение температуры применения ТС модели IPRT-300: +300 °С; ⁶⁾ Максимальное значение температуры применения ТС моделей RPRT-420-300, RPRT-420-230A: +420 °С. ⁷⁾ Максимальное значение температуры применения ТС моделей RPRT-660-300, RPRT-660-230A: +660 °С.		

Таблица 10 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	MC6-T150 (-R)	MC6-T660 (-R)
Параметры аккумуляторной батареи ¹⁾ : - тип аккумуляторной батареи - емкость аккумуляторной батареи	Li-PO 4300 мАч	
Параметры электропитания - напряжение сети переменного тока, В - частота, Гц	от 207 до 253 от 50 до 60	
Потребляемая мощность при работе от сети переменного тока, Вт, не более	380 Вт	1560 Вт
Габаритные размеры, мм, не более - длина - ширина - высота	322 180 298	
Масса, кг, не более	9,4	8,6
Рабочие условия: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность, % без конденсации - атмосферное давление, кПа	от 0 до +45 до 90 от 66,0 до 106,7	
Условия транспортирования и хранения - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность, % без конденсации	от -20 до +60 от 10 до 60	
Интерфейс	1 x USB A, 1 x USB B, 1 x RJ45	
Параметры измерения/воспроизведения количества импульсов: - диапазон измерения/воспроизведения количества импульсов - разрешение - частота измерения / воспроизведения количества импульсов, Гц	от 0 до 9999999 импульсов 1 импульс от 0,0005 до 10000,0	
Примечание: ¹⁾ Калибратор может работать от внутренней аккумуляторной батареи (т.е. отключенным от электросети), кроме функций воспроизведения температуры и измерений в канале R3.		

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 11 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Калибратор многофункциональный и коммуникатор со встроенным термостатом МС6-Т (-R) с установленным внутренним аккумулятором	Модель определяется заказом	1 шт.
Внутренний блок коммуникации по протоколам FieldBus, ProfiBus (по заказу)	—	—
Инструмент для извлечения вставных трубок	—	1 шт.
Комплект контрольных проводов, кабель USB, шнур питания	—	1 шт.
Кабель с разъемом LEMO для подключения к каналу R2 (по заказу)	—	—
Жёсткий кейс (по заказу)	—	—
Руководство по эксплуатации на русском языке	—	1 экз.
Внутренний барометрический и внешние модули давления с соединительным кабелем (по заказу)	—	—
Внешний термопреобразователь сопротивления повышенной точности (по заказу)	—	—
Вставные трубки для термостата (по заказу)	—	—
Съемный держатель вставных трубок (по заказу)	—	—
Пневматические и гидравлические насосы с фитингами, трубками, шлангами и кейсами (по заказу)	—	—
Программное обеспечение (по заказу)	—	—

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации «МС6-Т Калибраторы многофункциональные и коммуникаторы со встроенным термостатом» в разделе «Калибровка средств измерения».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к калибраторам многофункциональным и коммуникаторам со встроенным термостатом Beamex МС6-Т (-R)

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

ГОСТ 6651-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ Р 8.585-2001 ГСИ. Преобразователи термоэлектрические. Номинальные статические характеристики преобразования

Международный стандарт МЭК 60751 (2008, 07) Промышленные чувствительные элементы термометров сопротивления из платины

Международный стандарт МЭК 60584-1:2013 (2013, 08) Термопары. Часть 1. Градуировочные таблицы и допуска

Приказ Росстандарта № 3456 от 30.12.2019 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»

Приказ Росстандарта № 2091 от 01.10.2018 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»

Приказ Росстандарта № 3457 от 30.12.2019 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»

Приказ Росстандарта № 1621 от 29.06.2018 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

Приказ Росстандарта № 1339 от 29.06.2018 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»

Приказ Росстандарта № 2900 от 06.12.2019 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ - $1 \cdot 10^7$ Па»

ГОСТ 8.187-76 ГСИ. Государственный специальный эталон и общесоюзная поверочная схема для средств измерений разности давлений до $4 \cdot 10^4$ Па

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

Стандарт предприятия Калибраторы многофункциональные и коммуникаторы со встроенным термостатом Beamex MC6-T (-R)

Изготовитель

Компания «Beamex Oy AB», Финляндия
Адрес: Ristisuonraitti 10, FIN-68600 Pietarsaari, Finland
Телефон: +358-10-550-5000
Web-сайт: www.beamex.com
E-mail: info@beamex.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, Россия, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Телефон: +7 (495) 437-55-77
Факс: +7 (495) 430-57-25
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

