

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 869

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 испытание	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Источники питания постоянного тока	E36100	C	85143-22	E36102B № MY57446677; E36106B, № MY59001120	Компания "Keysight Technologies, Inc.", США; Завод-изготовитель: "Keysight Technologies Malaysia Sdn. Bhd", Малайзия	Компания "Keysight Technologies, Inc.", США	OC	МП 206.1-123-2021	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Кейсайт Текнолджиз" (ООО "Кейсайт Текнолджиз"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	23.12.2021
2.	Датчики давления	GT2550	E	85144-22	2010803, 2010804 (исп. GT2550-5000G-142); 2010891, 2010892, 2010893, 2010894 (исп. GT2550-7500G-142); 2010805 (исп. GT2550-10000G-142)	"LORD Sensing Stellar Technology", США	"LORD Sensing Stellar Technology", США	OC	МИ 1997-89	1 год	Акционерное общество "Акционерная компания ОЗНА" (АО "АК ОЗНА"), Республика Башкортостан, г. Октябрьский	ЗАО КИП "МЦЭ", г. Москва	19.04.2021
3.	Твердомеры Бринелля	Duramin-3000	C	85145-22	667610100043, 667610100085	Фирма "Struers ApS", Дания	Фирма "Struers ApS", Дания	OC	Duramin-3000 - 01 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская	27.01.2022

											стью "Мелитэк" (ООО "Мелитэк"), г. Москва	область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево	
4.	Расходомеры электромагнитные	87	С	85146-22	15010957, 15010835, 21011556/21011505, 21011547/21011500	"Micro Motion Inc.", США; производственные площадки "Emerson SRL", Румыния; "Emerson Process Management Flow Technologies Co., Ltd.", Китай; "F-R Tecnologias de Flujo, S.A. de C.V.", Мексика; Акционерное общество "Промышленная группа "Метран" (АО "ПГ "Метран"), г. Челябинск	"Micro Motion Inc.", США	ОС	МП 208-002-2022	5 лет	Акционерное общество "Промышленная группа "Метран" (АО "ПГ "Метран"), г. Челябинск	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	24.01.2022
5.	Трансформаторы тока встроенные	ТАТ	Е	85147-22	GD21/632P61501, GD21/632P61502, GD21/632P61503	ABB Power Grids Italy S.p.A, Италия	ABB Power Grids Italy S.p.A, Италия	ОС	ГОСТ 8.217-2003	16 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Хитачи Энерджи" (ООО "Хитачи Энерджи"), г. Москва	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	08.02.2022
6.	Системы автоматизированные информационные	"Элдис"	С	85148-22	001	Акционерное общество "Элдис" (АО "Элдис"), г.	Акционерное общество "Элдис" (АО "Элдис"), г.	ОС	МП 201-001-2022	4 года	Акционерное общество "Элдис" (АО "Элдис"), г. Санкт-	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	18.01.2022

	онно-измерительные					Санкт-Петербург	Санкт-Петербург				Петербург		
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Тагил	Обозначение отсутствует	Е	85149-22	У001	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-052-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью Управляющая компания "Рус-ЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнергоМир"), г. Новосибирск	ООО "ЭнерТест", г. Москва	10.12.2021
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Томской области	Обозначение отсутствует	Е	85150-22	212	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312601-0046.21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО ИИГ "КАРНЕОЛ", г. Магнитогорск	22.10.2021
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная	Обозначение отсутствует	Е	85151-22	188	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО	ОС	МП-312601-0038.21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО	ООО ИИГ "КАРНЕОЛ", г. Магнитогорск	17.12.2021

	ная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕР-ГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Волгоградской области					"РУСЭНЕР-ГОСБЫТ"), г. Москва	"РУСЭНЕР-ГОСБЫТ"), г. Москва				"РУСЭНЕР-ГОСБЫТ"), г. Москва		
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Лента" ТК-172	Обозначение отсутствует	Е	85152-22	075	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП ЭПР-463-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация Комплект Учет Проект" (ООО "АКУП"), г. Москва	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	07.12.2021
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Берикап"	Обозначение отсутствует	Е	85153-22	001	Акционерное общество "Энергосбытовая компания РусГидро" (АО "ЭСК РусГидро"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Берикап" (ООО "Берикап"), Нижегородская обл., г. Бор	ОС	МП ЭПР-465-2021	4 года	Акционерное общество "Энергосбытовая компания РусГидро" (АО "ЭСК РусГидро"), г. Москва	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	09.12.2021
12.	Система ав-	Обозна-	Е	85154-22	054	Общество с	Общество с	ОС	МП ЭПР-	4 года	Общество с	ООО "Энер-	15.12.2021

	томатизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Лента" ТК-63	чение отсутствует				ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург		467-2021		ограниченной ответственностью "Автоматизация Комплект Учет Проект" (ООО "АКУП"), г. Москва	гоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	
13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Адва" 2022	Обозначение отсутствует	Е	85155-22	001	Общество с ограниченной ответственностью "Адва" (ООО "Адва"), Ростовская область, Аксайский район, хутор Ленина	Общество с ограниченной ответственностью "Адва" (ООО "Адва"), Ростовская область, Аксайский район, хутор Ленина	ОС	МП ЭПР-469-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Адва" (ООО "Адва"), Ростовская область, Аксайский район, хутор Ленина	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	21.12.2021
14.	Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	РГС-25	Е	85156-22	1, 2	Управление Федеральной службы безопасности Российской Федерации по Приморскому краю (УФСБ России по Приморскому краю), г. Владивосток	Управление Федеральной службы безопасности Российской Федерации по Приморскому краю (УФСБ России по Приморскому краю), г. Владивосток	ОС	ГОСТ 8.346-2000, МП 433 - 2021	5 лет	Управление Федеральной службы безопасности Российской Федерации по Приморскому краю (УФСБ России по Приморскому краю), г. Владивосток	ФБУ "Томский ЦСМ", г. Томск	10.05.2021
15.	Резервуары стальные горизонтальные ци-	РГС-65	Е	85157-22	41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48	Общество с ограниченной ответственностью "РН-	Общество с ограниченной ответственностью "РН-	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "РН-	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	15.10.2021

	линдрические					Востокнефтепродукт" (ООО "РН-ВНП"), г. Хабаровск	Востокнефтепродукт" (ООО "РН-ВНП"), г. Хабаровск				Востокнефтепродукт" (ООО "РН-ВНП"), г. Хабаровск		
16.	Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	РГС-50	Е	85158-22	1, 2, 3, 4	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	01.10.2021
17.	Анализаторы инфракрасные	Granolys er	С	63340-22	11800720, 11801316	Pfeuffer GmbH, Германия	Pfeuffer GmbH, Германия	ОС	МП 40-241(243)-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Европрибор Групп" (ООО "Европрибор Групп"), г. Москва	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Екатеринбург	02.08.2021
18.	Полуприцепы-цистерны	Обозначение отсутствует	Е	85159-22	мод. 964875 зав.№ X8A964875D00000 18, мод. SF3B зав.№ X8ASF2B38K00007 56	Закрытое акционерное общество "Чебоксарское предприятие "Сеспель" (ЗАО "Чебоксарское предприятие "Сеспель"), г. Чебоксары	Закрытое акционерное общество "Чебоксарское предприятие "Сеспель" (ЗАО "Чебоксарское предприятие "Сеспель"), г. Чебоксары	ОС	ГОСТ 8.600-2011	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ИдеалАвто" (ООО "ИдеалАвто"), Ульяновская обл., р.п. Новоспасское	ФБУ "Омский ЦСМ", г. Омск	01.12.2021
19.	Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	РГС-200	Е	85160-22	Е-1005, Е-1006, Е-1007, Е-1008, Е-1009, Е-1010, Е-1011, Е-1012, V-1030, V-1031, V-1032	Акционерное общество "Дзержинский завод химического оборудования "ЗА-РЯ" (АО "ДЗХО "ЗА-РЯ"), Нижегород	Акционерное общество "Дзержинский завод химического оборудования "ЗА-РЯ" (АО "ДЗХО "ЗА-РЯ"), Нижегород	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод" (АО "КНПЗ"), г. Самара	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	24.09.2021

						родская обл., г. Дзержинск	родская обл., г. Дзержинск						
20.	Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	РГС-200	Е	85161-22	Е-1020, Е-1021, Е-1022, Е-1023, Е-1024	Акционерное общество "Димитровградский завод химического машиностроения" (АО "Димитровград-химмаш"), Ульяновская обл., г. Димитровград	Акционерное общество "Димитровградский завод химического машиностроения" (АО "Димитровград-химмаш"), Ульяновская обл., г. Димитровград	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод" (АО "КНПЗ"), г. Самара	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	24.09.2021
21.	Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-7	Е	85162-22	Е-925	Акционерное общество "Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод" (АО "КНПЗ"), г. Самара	Акционерное общество "Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод" (АО "КНПЗ"), г. Самара	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод" (АО "КНПЗ"), г. Самара	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	24.09.2021
22.	Меры электрического сопротивления многозначные	АКИП-751х	С	85163-22	T202101014, T202101016	Sifam Tinsley Instrumentation Ltd., Великобритания	Sifam Tinsley Instrumentation Ltd., Великобритания	ОС	ПР-15-2021МП	1 год	Акционерное общество "Приборы, Сервис, Торговля" (АО "ПриСТ"), г. Москва	АО "ПриСТ", г. Москва	22.09.2021
23.	Трансформаторы тока	ТВ-110/52	Е	85180-22	Х-1А, Х-1В, Х-1С, 3737, 970, 368, А6-1А, А6-1В, А6-1С, А2-1А, А2-1В, А2-1С, А4-1А, А4-1В, А4-1С, СТ3-2А, СТ3-2В, СТ3-2С, 18353, 19353, 18821	Открытое акционерное общество "Свердловский завод трансформаторов тока" (ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока"), г. Екатеринбург	Открытое акционерное общество "Свердловский завод трансформаторов тока" (ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока"), г. Екатеринбург	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Производственное предприятие "Тольяттинская ТЭЦ" филиала "Самарский" публичного акционерного общества "Т Плюс" (Производственное предприятие "Тольяттин-	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	16.11.2021

											ская ТЭЦ" филиала "Самарский" ПАО "Т Плюс"), Самарская обл., г. Тольятти		
24.	Трансформаторы напряжения	НОМ-10-66	Е	85181-22	880, 802, 3188, 3220, 881, 3253, 5760, 1126, 5223, 771, 861, 1128, 1076, 4474, 4459, 1869, 1842, 2854, 1852, 8408, 8552, ТАКХ, ТАТЕ, 1867, 1853, 4402, 4405, 7101, ТАТУ, 1862	Трансформаторный завод, Таджикистан (изготовлены 1974-1984 гг.)	Трансформаторный завод, Таджикистан	ОС	ГОСТ 8.216-2011	8 лет	Производственное предприятие Самарская ТЭЦ филиал "Самарский" публичное акционерное общество "Т Плюс", Московская область, г.о. Красногорск, тер. Автодорога Балтия, км 26-й	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	16.11.2021
25.	Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	Е	85182-22	1042327, 1041058, 1042231, 1041043, 1042339, 1034000, 1040800, 1042258, 1040888, 1042350, 1041079, 1042243	ОАО "Производственный комплекс ХК ЭЛЕКТРОЗАВОД", г. Москва (изготовлены в 1974г.)	ОАО "Производственный комплекс ХК ЭЛЕКТРОЗАВОД", г. Москва (изготовлены в 1974г.)	ОС	ГОСТ 8.216-2011	8 лет	Производственное предприятие Самарская ТЭЦ филиал "Самарский" публичное акционерное общество "Т Плюс", Московская область, г.о. Красногорск, тер. Автодорога Балтия, км 26-й	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	16.11.2021

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 869

Регистрационный № 63340-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы инфракрасные Granolyser

Назначение средства измерений

Анализаторы инфракрасные Granolyser (далее - анализаторы) предназначены для измерений массовой доли влаги, белка, сырого жира, сырой клейковины в зерновых, зернобобовых и масличных культурах.

Описание средства измерений

Принцип действия анализатора основан на методе спектроскопии в ближней инфракрасной области в диапазоне длин волн (950-1540) нм. При облучении материала пробы галогенной лампой на характерной длине волны в ближней ИК-области оценивается содержание компонента на основании зависимости величины ИК излучения от содержания определяемого компонента.

Анализатор представляет собой лабораторный прибор, выполненный в виде моноблока, и состоит из оптико-механического узла, блока электроники и устройства для загрузки анализируемых образцов измеряемых материалов. Образец объемом 600 мл подается в измерительное устройство с помощью мерного стакана, входящего в комплект поставки анализатора. Наличие в оптико-механическом блоке рабочего колеса обеспечивает непрерывное перемещение измеряемой пробы мимо детектора и усреднение спектров, снятых с различных участков поверхности образца. На лицевой панели анализатора расположен цветной сенсорный дисплей, с помощью которого производится управление процессом измерения. В верхней части анализатора расположены: встроенный принтер для вывода результатов измерений на бумажном носителе и загрузочная воронка. В нижней части - выдвижная секция, предназначенная для выгрузки пробы из оптико-механического узла анализатора. На задней панели анализатора расположен штекер для подключения сетевого кабеля и порт USB.

Анализаторы выпускаются в двух исполнениях: Granolyser и Granolyser HL.

Анализаторы исполнения Granolyser HL имеют дополнительную опцию: измерение насыпной плотности измеряемого материала. С этой целью в анализаторах имеется встроенное весовое устройство.

Общий вид анализаторов инфракрасных Granolyser представлен на рисунке 1.



а) б)
Рисунок 1 – Общий вид анализаторов инфракрасных Granolyser
а) исполнение Granolyser, б) исполнение Granolyser HL

Пломбирование анализаторов не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на анализатор не предусмотрено.

Заводской номер указывается на наклейке, которая нанесена на корпус анализатора.

Программное обеспечение

Анализаторы имеют встроенное программное обеспечение, которое обеспечивает следующие функции: вывод информации на блок управления и индикации, обработку результатов измерений. Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1. Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при их нормировании.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение для исполнения	
	Granolyser	Granolyser HL
Идентификационное наименование ПО	Granolyser	Granolyser HL
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V-05.05.15	не ниже V-05.05.15
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений, % массовой доли влаги	от 5 до 25
массовой доли белка	от 7 до 45
массовой доли сырого жира	от 20 до 55
массовой доли сырой клейковины (в пшенице)	от 19 до 35

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, %: массовой доли влаги в поддиапазоне от 5 % до 18 % включ. в поддиапазоне св. 18 % до 25 %	$\pm 0,5$ $\pm 1,0$
массовой доли белка: в поддиапазоне от 7 % до 20 % включ. в поддиапазоне св. 20 % до 45 %	$\pm 0,6$ $\pm 1,2$
массовой доли сырого жира: в поддиапазоне от 20 % до 40 % включ. в поддиапазоне св. 40 % до 55 %	$\pm 1,5$ $\pm 2,0$
массовой доли сырой клейковины (в пшенице)	$\pm 2,0$

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	Granolyser	Granolyser HL
Габаритные размеры, мм, не более:		
- высота	376	507
- ширина	452	349
- длина	370	500
Масса, кг, не более	23	31
Средний срок службы, лет	5	
Условия эксплуатации:		
температура окружающего воздуха, °C	от +18 до +28	
относительная влажность воздуха, %, не более	80	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор инфракрасный	Granolyser	1 шт.
Мерный стакан	-	1 шт.
Термобумага в рулоне	-	5 шт.
Сетевой съемный кабель	-	1 шт.
Кисточка для очистки	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 руководства по эксплуатации анализаторов инфракрасных Granolyser.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам инфракрасным Granolyser

Государственная поверочная схема для средств измерений содержания воды в твёрдых и жидких веществах и материалах, утвержденная Приказом Росстандарта от 29.12.2018 № 2832 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания воды в твёрдых и жидких веществах и материалах».

Техническая документация Pfeuffer GmbH (Германия).

Изготовитель

Pfeuffer GmbH, Германия

Адрес: Flugplatzstrasse, 70, D-97318 Kitzingen, Germany

Телефон: +49(0) 9321-9369-0

Факс: +49 (0) 9321-9369-50

Web-сайт: www.pfeuffer.com

E-mail: info@pfeuffer.com

Испытательный центр

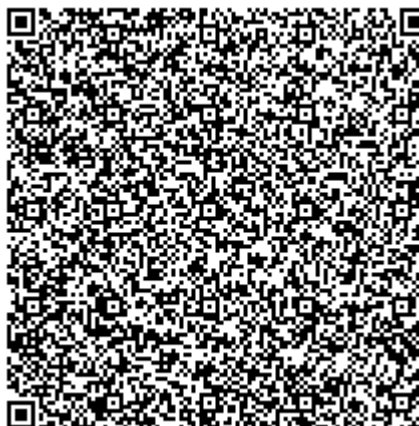
Уральский научно-исследовательский институт метрологии - филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им.Д.И.Менделеева» (УНИИМ - филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»)

Адрес: 620075, Свердловская область, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 4

Телефон: (343) 350-26-18, факс: (343) 350-20-39

E-mail: uniim@uniim.ru

Уникальный номер № RA.RU.311373 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Россаккредитации.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 869

Регистрационный № 85143-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Источники питания постоянного тока E36100

Назначение средства измерений

Источники питания постоянного тока E36100 (далее по тексту – источники) предназначены для воспроизведения и измерений напряжения и силы постоянного тока.

Описание средства измерений

Источники питания являются электронными устройствами различной мощности, формирующими на выходе из напряжения сети питания, регулируемые стабилизированные напряжения и силу постоянного тока. При этом напряжение сети выпрямляется и фильтруется. По принципу формирования напряжения и тока источники относятся к линейным источникам питания. Полученные напряжение и сила постоянного тока измеряются и отображаются на высококонтрастном OLED-дисплее. Управление и контроль режимов работы источников осуществляется встроенным микропроцессором.

Источники являются одноканальными и могут функционировать в режимах стабилизации напряжения, стабилизации тока, локального управления, дистанционного управления с внешнего ПК через интерфейсы USB, LAN.

Регулировка выходных напряжения и силы тока осуществляется независимо. Возможно последовательное (до четырех) и параллельное (до четырех) соединение источников для увеличения выходных напряжения и тока.

Источники выпускаются в пяти модификациях: E36102B, E36103B, E36104B, E36105B, E36106B, отличающихся между собой значениями выходных напряжения, тока, мощности.

Источники снабжены защитой от перегрева, защитой от перегрузки по напряжению (OVP), защитой от перегрузки по току (OCP). Для исключения случайного изменения настроек клавиши лицевой панели могут блокироваться.

Конструктивно источники выполнены в виде моноблока в металлическом корпусе с вертикальными размерами 2U и горизонтальными размерами 1/4U и могут размещаться как на столе, так и в стандартной промышленной приборной стойке.

На передней панели источников расположены: дисплей для отображения параметров напряжения и тока на выходе в цифровой форме, а так же других режимов работы источников; клавиша включения/выключения; выходные клеммы; клеммы для напряжения обратной связи (напряжение на питаемом объекте); клемма заземления; поворотный регулятор для быстрой настройки и управления режимами работы; функциональные клавиши для выбора режимов работы.

На задней панели источников расположены: вентилятор обдува; разъем сети питания; гнездо для замка типа «Кенсингтон»; разъемы интерфейсов USB, LAN.

На верхней панели корпуса размещена ручка для переноски. На боковых панелях корпуса расположены вентиляционные отверстия.

Общий вид источников представлен на рисунках 1 – 3.

Пломбирование источников питания постоянного тока E36100 не предусмотрено.
Нанесение знака поверки на источники не предусмотрено.

Место нанесения заводских (серийных) номеров – на нижней панели корпуса; способ нанесения – типографская печать на наклейке; формат – буквенно-цифровой код, состоящий из букв латинского алфавита и арабских цифр.



Рисунок 1 – Общий вид источников питания постоянного тока E36100



Рисунок 2 – Общий вид источников питания постоянного тока E36100 с опциональными разъемами типа «банан»



Рисунок 3 – Общий вид источников питания постоянного тока E36100. Вид сзади

Программное обеспечение

Источники работают под управлением встроенного программного обеспечения (ПО), которое реализовано аппаратно и является метрологически значимым. Метрологические характеристики источников нормированы с учетом влияния встроенного ПО. Встроенное ПО заносится в программируемое постоянное запоминающее устройство (ППЗУ) источников предприятием-изготовителем и недоступна для потребителя.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	E36100 Series Firmware
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.0.1-1.00
Цифровой идентификатор ПО	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Выходные параметры источников

Модификация	Диапазон установки выходного напряжения, В	Диапазон установки выходного тока, А	Максимальная выходная мощность, Вт
E36102B	от 0 до 6	от 0 до 5	30
E36103B	от 0 до 20	от 0 до 2	40
E36104B	от 0 до 35	от 0 до 1	35
E36105B	от 0 до 60	от 0 до 0,6	36
E36106B	от 0 до 100	от 0 до 0,4	40

Таблица 3 – Метрологические характеристики источников в режиме стабилизации напряжения

Модификация	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности воспроизведения/измерений напряжения постоянного тока, В	Нестабильность выходного напряжения		Уровень пульсаций выходного напряжения (СКЗ/Р), мВ
		при изменении напряжения питания, В	при изменении тока нагрузки, В	
E36102B	$\pm(0,0005 \cdot U + 0,003) / \pm(0,0005 \cdot U + 0,003)$	$\pm(0,0001 \cdot U + 0,001)$	$\pm(0,0001 \cdot U + 0,002)$	0,35/8
E36103B	$\pm(0,0005 \cdot U + 0,008) / \pm(0,0005 \cdot U + 0,005)$	$\pm(0,0001 \cdot U + 0,002)$	$\pm(0,0001 \cdot U + 0,003)$	0,8/15
E36104B	$\pm(0,0005 \cdot U + 0,012) / \pm(0,0005 \cdot U + 0,008)$	$\pm(0,0001 \cdot U + 0,004)$	$\pm(0,0001 \cdot U + 0,006)$	1,2/20
E36105B	$\pm(0,0005 \cdot U + 0,020) / \pm(0,0005 \cdot U + 0,012)$	$\pm(0,0001 \cdot U + 0,007)$	$\pm(0,0001 \cdot U + 0,01)$	1,55/30
E36106B	$\pm(0,0005 \cdot U + 0,040) / \pm(0,0005 \cdot U + 0,020)$	$\pm(0,0001 \cdot U + 0,012)$	$\pm(0,0001 \cdot U + 0,02)$	2,5/40

Примечания

U – значение выходного напряжения, В;

СКЗ – среднеквадратическое значение, мВ;

Р – размах сигнала, мВ

Таблица 4 – Метрологические характеристики в режиме стабилизации тока

Модификация	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности воспроизведения/измерений силы постоянного тока, А	Нестабильность выходного тока		Уровень пульсаций выходного тока (СКЗ), мА
		при изменении напряжения питания, А	при изменении напряжения на нагрузке, А	
E36102B	$\pm(0,0005 \cdot I + 0,005) / \pm(0,0005 \cdot I + 0,004)$	$\pm(0,0002 \cdot I + 0,00025)$	$\pm(0,0002 \cdot I + 0,00025)$	2
E36103B	$\pm(0,0005 \cdot I + 0,001) / \pm(0,0005 \cdot I + 0,001)$	$\pm(0,0002 \cdot I + 0,0001)$	$\pm(0,0002 \cdot I + 0,0001)$	1
E36104B	$\pm(0,0005 \cdot I + 0,0006) / \pm(0,0005 \cdot I + 0,0005)$	$\pm(0,0002 \cdot I + 0,00005)$	$\pm(0,0002 \cdot I + 0,00005)$	0,4
E36105B	$\pm(0,0005 \cdot I + 0,0004) / \pm(0,0005 \cdot I + 0,0003)$	$\pm(0,0002 \cdot I + 0,00003)$	$\pm(0,0002 \cdot I + 0,00003)$	0,2
E36106B	$\pm(0,0005 \cdot I + 0,0003) / \pm(0,0005 \cdot I + 0,0002)$	$\pm(0,0002 \cdot I + 0,00002)$	$\pm(0,0002 \cdot I + 0,00002)$	0,16
Примечания I – значение выходного тока, А; СКЗ – среднеквадратическое значение, мА				

Таблица 5 – Метрологические характеристики в режиме измерений силы постоянного тока (малые токи)

Модификация	Диапазон установки выходного тока, мА	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений силы постоянного тока, А
E36102B	от 0 до 20	±(0,0025·I+0,00004)
E36103B	от 0 до 8	
E36104B	от 0 до 4	
E36105B	от 0 до 3	
E36106B	от 0 до 2	
Примечание – I значение выходного тока, А		

Таблица 6 – Дополнительные погрешности

Модификация	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности воспроизведения/измерений напряжения постоянного тока, В/°C	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности воспроизведения/измерений силы постоянного тока, А/°C
E36102B	$\pm(0,0001 \cdot U + 0,000180) / \pm(0,0001 \cdot U + 0,000012)$	$\pm(0,0001 \cdot I + 0,00025) / \pm(0,0001 \cdot I + 0,00025)$
E36103B	$\pm(0,0001 \cdot U + 0,000600) / \pm(0,0001 \cdot U + 0,00004)$	$\pm(0,0001 \cdot I + 0,00010) / \pm(0,0001 \cdot I + 0,00010)$
E36104B	$\pm(0,0001 \cdot U + 0,00105) / \pm(0,0001 \cdot U + 0,00007)$	$\pm(0,0001 \cdot I + 0,00005) / \pm(0,0001 \cdot I + 0,00005)$
E36105B	$\pm(0,0001 \cdot U + 0,00180) / \pm(0,0001 \cdot U + 0,00012)$	$\pm(0,0001 \cdot I + 0,00006) / \pm(0,0001 \cdot I + 0,00003)$
E36106B	$\pm(0,0001 \cdot U + 0,003) / \pm(0,0001 \cdot U + 0,0002)$	$\pm(0,0001 \cdot I + 0,00004) / \pm(0,0001 \cdot I + 0,00002)$
Примечания U – значение выходного напряжения, В; I – значение выходного тока, А		

Таблица 7 – Общие технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 207 до 253 от 47 до 63
Габаритные размеры, мм, (длина×ширина×высота)	365×106×102
Масса, кг, не более	3,7
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %	от +18 до +28 80
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %	от 0 до +40 80
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	10 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Источник питания постоянного тока E36100 (модификация по заказу)	—	1 шт.
Кабель питания	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации в разделе 1 «Подготовка прибора к работе».

Нормативные документы, устанавливающие требования к источникам питания постоянного тока E36100

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

ГОСТ 14014-91 «Приборы и преобразователи измерительные цифровые напряжения, тока, сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний»

ГОСТ 8.027-2001 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 01 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»

Изготовитель

Компания «Keysight Technologies, Inc.», США

Место нахождения и адрес юридического лица: 1400 Fountaingrove Parkway Santa Rosa, CA 95403-1738, USA

Адрес деятельности: 1400 Fountaingrove Parkway Santa Rosa, CA 95403-1738, USA

Завод-изготовитель:

«Keysight Technologies Malaysia Sdn. Bhd», Малайзия

Адрес деятельности: Bayan Lepas Free Industrial Zone, 11900, Penang, Malaysia

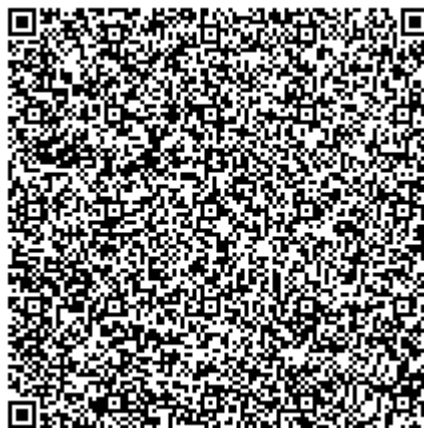
Испытательный центр

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

Место нахождения: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46.

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 869

Регистрационный № 85144-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики давления GT2550

Назначение средства измерений

Датчики давления GT2550 (далее – датчики) предназначены для непрерывных измерений избыточного давления и преобразования измеренного давления в унифицированный аналоговый выходной сигнал.

Описание средства измерений

К датчикам давления данного типа относятся датчики давления GT2550 с заводскими номерами 2010803, 2010804, 2010805, 2010891, 2010892, 2010893, 2010894.

Принцип действия датчиков основан на использовании зависимости между измеряемым давлением и упругой деформацией измерительной мембраны, которая передает приложенное давление на чувствительный элемент датчика. Чувствительным элементом датчика является тензорезистивный элемент. Под воздействием давления измеряемой среды изменяется соотношение сопротивлений резисторов чувствительного элемента, включенных в плечи измерительного моста. Величина приложенного давления преобразуется в аналоговый сигнал на выходе из сенсорного модуля. Далее сигнал из сенсорного модуля поступает в модуль электронного блока датчика, где преобразуется в унифицированный токовый выходной сигнал, пропорциональный приложенному давлению.

Датчики состоят из сенсорного модуля и модуля электронного блока, расположенных в коррозионностойком цельносварном корпусе. Общий вид датчиков давления GT2550 показан на рисунке 1.

Обозначение датчиков:

- GT2550-5000G-142 (зав. №№ 2010803, 2010804);
- GT2550-7500G-142 (зав. №№ 2010891 - 2010894);
- GT2550-10000G-142 (зав. № 2010805);

где «GT25» – обозначение типоразмера, «50» – обозначение выходного сигнала, «5000», «7500», «10000» – обозначение диапазона измерений избыточного давления, соответственно, от 0 до 34,47 МПа, от 0 до 51,71 МПа и от 0 до 68,95 МПа, «142» – обозначение выходного разъема датчика.

Пломбировка датчиков изготовителем и поверителем не предусмотрена. Защита от несанкционированного доступа к внутренним элементам обеспечивается конструкцией.

Заводские (серийные) номера, состоящие из сочетания арабских цифр, нанесены на корпус датчика в соответствии с рисунком 2.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в соответствии с действующим Порядком проведения поверки, установленным нормативно-правовыми актами в области обеспечения единства измерений.



Рисунок 1 - Общий вид датчика давления GT2550



Рисунок 2 - Место расположения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики датчиков приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значения
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - для датчиков GT2550-5000G-142 - для датчиков GT2550-7500G-142 - для датчиков GT2550-10000G-142	от 0 до 34,47 от 0 до 51,71 от 0 до 68,95
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления (γ), %	$\pm 1,00$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, вызванной отклонением температуры окружающего воздуха от нормальных условий на каждые 10 °C, %	$\pm 0,36$
Вариация, %, не более	$0,5 \cdot \gamma $
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность при +30 °C, % - атмосферное давление, кПа	от -1,1 до +54,4 от 30 до 70 от 84,0 до 106,7

Основные технические характеристики датчиков приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Аналоговый выходной сигнал, мА	от 4 до 20
Напряжение питания постоянного тока, В	от 9 до 36
Электрическое присоединение	1/2" NPT
Измеряемая среда	жидкости и газы, не агрессивные к сплаву Inconel 718
Рабочие условия измерений: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность при +30 °C, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +85 от 30 до 70 от 84,0 до 106,7
Габаритные размеры, мм, не более - диаметр - высота	95 106
Масса, кг, не более	2,8
Средний срок службы, лет	8
Средняя наработка на отказ, ч	26300

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность датчиков

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Датчик давления GT2550	GT2550-XXX ¹ -142, зав. № YYY ²	1 шт.
Руководство по эксплуатации	Датчики давления GT2550 РЭ	1 экз.
Паспорт	Датчики давления GT2550 ПС	1 экз.
¹ исполнения 5000G, 7500G, 10000G ² заводские номера 2010803, 2010804, 2010805, 2010891, 2010892, 2010893, 2010894		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.3 Методика измерения эксплуатационного документа «Датчики давления GT2550. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к датчикам давления GT2550

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

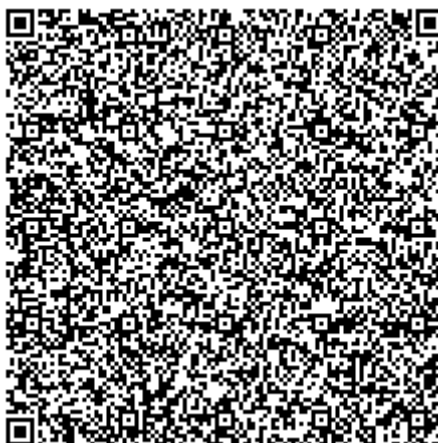
Техническая документация фирмы изготовителя

Изготовитель

«LORD Sensing Stellar Technology», США
Адрес: 237 Commerce Drive, Amherst, NY 14228 USA
Телефон (факс): +1 716 250 1900, +1 716 250 1909
Web-сайт: <https://www.stellartech.com>
E-mail: info@stellartech.com

Испытательный центр

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие
«Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)
Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское шоссе, д. 88, стр. 8
Телефон (факс): +7 (495) 491-78-12
Web-сайт: <https://www.kip-mce.ru>
E-mail: sittek@mail.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311313.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Твердомеры Бринелля Duramin-3000

Назначение средства измерений

Твердомеры Бринелля Duramin-3000 (далее - твердомеры) предназначены для измерений твердости металлов и сплавов по шкалам Бринелля в соответствии с ГОСТ 9012-59.

Описание средства измерений

Принцип действия твердомеров основан на статическом вдавливании шарикового наконечника с последующим измерением диаметра окружности отпечатка.

Конструктивно твердомеры имеют металлический корпус и состоят из устройства приложения нагрузки и измерительного устройства.

Твердомеры оборудованы выносным цифровым микроскопом для автоматического измерения диаметра отпечатка. Микроскоп соединен с твердомером, программное обеспечение которого используется для определения значения твердости.

Общий вид твердомеров с указанием мест нанесения знака утверждения типа и маркировочной таблички приведён на рисунке 1.

Пломбирование твердомеров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на твердомеры не предусмотрено.



Рисунок 1 –Общий вид твердомеров

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на маркировочную табличку из полимерного материала, закрепленную в месте, указанном на рисунке 1.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) твердомеров используется для управления их работой, а также для визуального отображения, хранения и статистической обработки результатов измерений.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Duramin LT
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v 2.53
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики испытательных нагрузок по шкалам Бринелля

Шкала Бринелля	Испытательные нагрузки, Н	Пределы допускаемого относительного отклонения испытательных нагрузок, %	Диапазон измерений твердости, HB(HBW)
HB(HBW) 2,5/62,5	613	±1	от 32 до 218
HB 2,5/187,5	1839		от 95 до 450
HBW 2,5/187,5			от 95 до 650
HB(HBW) 5/62,5	613		от 8 до 54
HB(HBW) 5/125	1226		от 16 до 108
HB(HBW) 5/250	2452		от 32 до 218
HB(HBW) 10/250	2452		от 8 до 54
HB 5/750	7355		от 95 до 450
HBW 5/750			от 95 до 650
HB(HBW) 10/500	4903		от 16 до 108
HB(HBW) 10/1000	9807		от 32 до 218.
HB(HBW) 10/1500	14710		от 48 до 326
HB 10/3000	29420		от 95 до 450
HBW 10/3000			от 95 до 650

Таблица 3 - Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Бринелля

Обозначение шкал измерения твёрдости	Диапазон измерений твёрдости, HB (HBW)				
	от 8 до 20 включ.	от 20 до 54 включ.	св. 54 до 108 включ.	св. 108 до 163 включ.	св. 163 до 218 включ..
	Пределы допускаемой абсолютной погрешности твердомеров, HB (HBW), (±)				
HB(HBW) 5/62,5; HB(HBW) 10/250	0,6	1,6	-	-	-
HB(HBW) 5/125; HB(HBW) 10/500	0,6	1,6	3,2	-	-
HB(HBW) 2,5/62,5; HB(HBW) 5/250; HB(HBW) 10/1000	-	1,6	3,2	4,9	6,5
HB(HBW) 10/1500	-	1,6	3,2	4,9	6,5
HB(HBW) 2,5/187,5; HB(HBW) 5/750; HB(HBW)10/3000	-	-	3,2	4,9	6,5

Продолжение таблицы 3

Обозначение шкал измерения твёрдости	Диапазон измерений твёрдости, HB (HBW)					
	св. 218 до 272 включ	св. 272 до 326 включ.	св. 326 до 380 включ.	св. 380 до 450 включ.	св. 450 до 550 включ.	св. 550 до 650 включ.
	Пределы допускаемой абсолютной погрешности твердомеров, HB (HBW), (±)					
HB(HBW) 10/1500	8,2	9,8	-	-	-	-
HB 2,5/187,5; HB 5/750; HB 10/3000	8,2	9,8	11,4	13,5	-	-
HBW 2,5/187,5; HBW 5/750; HBW 10/3000	8,2	9,8	11,4	13,5	16,5	19,5
Примечание - Метрологические характеристики действительны для 5 измерений						

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации температура окружающего воздуха, °C относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	от +15 до +35 80
Параметры электрического питания напряжение переменного тока частотой 50 Гц, В	от 207 до 253
Габаритные размеры твердомеров, мм, не более длина ширина высота	641 185 790
Масса, кг, не более	130

Знак утверждения типа

наносится на корпус твердомеров в виде наклеиваемой плёнки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность твердомеров

Наименование	Обозначение	Количество
Твердомер Бринелля	Duramin-3000	1 шт.
Цифровой микроскоп	-	1 шт.
Принадлежности	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	Duramin-3000 – 01 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе Duramin-3000 – 01 РЭ «Твердомеры Бринелля Duramin-3000. Руководство по эксплуатации», глава 2.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к твердомерам Бринелля Duramin-3000

ГОСТ 23677-79 Твердомеры для металлов. Общие технические требования
ГОСТ 9012-59 Металлы. Метод измерения твёрдости по Бринеллю
ГОСТ 8.062-85 ГСИ. Государственная специальный эталон и государственная поверочная схема для средств измерений твёрдости по шкалам Бринелля
Техническая документация фирмы-изготовителя

Изготовитель

Фирма «Struers ApS», Дания
Адрес: Pederstrupvej 84 DK-2750 Ballerup, Denmark
Телефон: +45 44 600 800
Web-сайт: www.struers.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)

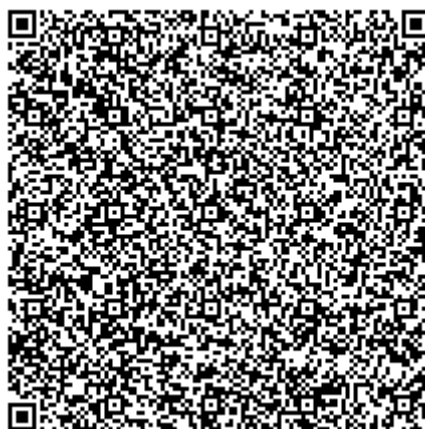
Адрес: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ

Телефон (факс): +7 (495) 526-63-00

E-mail: office@vniiftri.ru

Web-сайт: www.vniiftri.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30002-13 от 11.05.2018



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 869

Регистрационный № 85146-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры электромагнитные 87

Назначение средства измерений

Расходомеры электромагнитные 87 (далее - расходомеры) предназначены для измерения объемного расхода, вычисления накопленного объема электропроводящих жидкостей, пульп и суспензий с электропроводностью от 5 мкСм/см.

Описание средства измерений

Принцип работы расходомера основан на законе электромагнитной индукции: в электропроводящей жидкости, движущейся в магнитном поле, индуцируется электродвижущая сила (ЭДС) пропорциональная скорости потока жидкости, которой в свою очередь пропорционален объемный расход жидкости.

К данному типу средств измерений относятся расходомеры состоящие из датчиков расхода (8705, MS, 8711, 8721) и измерительных преобразователей (8712, 8732 и 8782). Датчики расхода 8705, 8711, 8721 применяются с преобразователями 8712, 8732; датчики расхода MS применяются с преобразователями 8712, 8732, 8782.

Датчик расхода (далее – датчик) состоит из участка трубопровода из немагнитного материала, покрытого внутри неэлектропроводящим материалом (изоляцией), помещенного между полюсами электромагнита, и двух электродов, помещенных в поток жидкости, в направлении перпендикулярном как направлению движения жидкости, так и направлению силовых линий магнитного поля. Сигнал с электродов поступает в измерительный преобразователь (далее – преобразователь), где усиливается и обрабатывается, после чего формируются выходные сигналы, несущие информацию о расходе, объеме и скорости среды, передают диагностические и другие сообщения. Вся информация выводится на ЖК-индикатор (при наличии).

Преобразователь обеспечивает питание цепи возбуждения магнитного поля датчика расходомера и обработку сигнала с электродов, а также преобразует сигналы от электродов датчика в аналоговые выходные сигналы токовый (4–20 мА), частотно-импульсный (0-10000 Гц, 0-5000 Гц), цифровые выходные сигналы по протоколам HART, Foundation Fieldbus, Profibus-PA, Modbus. Преобразователи отличаются по монтажу: настенный или полевой; по способу соединения преобразователя с датчиком: непосредственно на датчике (интегральное исполнение) или на удалении (разнесенное исполнение). Преобразователи могут комплектоваться индикатором, либо быть без него.

Характеристики конкретной модели датчика расхода и преобразователя и рекомендации по их применению приведены в эксплуатационной документации на расходомеры.

Расходомеры изготавливаются в общепромышленном исполнении и для применения во взрывоопасных зонах.

Общий вид расходомеров представлен на рисунке 1.

Заводские (серийные) номера расходомеров наносятся на таблички, которые крепятся к корпусу расходомеров. Размещение табличек на корпусе расходомеров изображено на рисунке 2.

			
Преобразователь 8732, полевого монтажа разнесенного исполнения	Преобразователь 8732 из нержавеющей стали полевого монтажа разнесенного исполнения	Преобразователь 8712, 8782 настенного монтажа разнесённого исполнения	Расходомер интегрального исполнения с преобразователем полевого монтажа
			
Датчик 8711 бесфланцевого исполнения	Датчик 8705, MS фланцевого исполнения	Датчик 8721 с санитарными фитингами	Датчик 8705 из нержавеющей стали

Рисунок 1. Общий вид расходомеров.



Рисунок 2. Размещение табличек расходомеров.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) не разделено на метрологически значимую часть и метрологически незначимую часть. ПО неизменяемое и не считываемое, является встроенным в энергонезависимую память. ПО выполняет функции обработки измерительной информации, преобразования ее в нормированные сигналы (токовые, цифровые, частотно-импульсные), а также при наличии индикатора, отображении измерительной информации на нем.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» по Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование ПО	8732 HART	8732 Modbus	8732 Foundation Fieldbus	8732 Profibus
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 5.3.3	Не ниже 4.2	Не ниже 3.00.01	Не ниже 2.01.008

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ПО	8712 HART	8712 Modbus	8712 Foundation Fieldbus	8782 HART	8782 Modbus
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 5.3.1	Не ниже 4.2	Не ниже 3.00.01	Не ниже 7.1.1	Не ниже 1.0

Метрологические и технические характеристики расходомеров

Таблица 3 – Метрологические характеристики расходомеров

Наименование характеристики	Значение			
Модели измерительных преобразователей	8712, 8732			8712, 8732, 8782
Модели датчиков расхода	8705	8711	8721	MS
Условный проход Ду	от 15 до 900	от 4 до 200	от 15 до 100	от 80 до 900
Диапазон измерений объемного расхода (в зависимости от типоразмера), м ³ /ч	от 0,0085 до 26 245	от 0,006 до 1394,28	от 0,0085 до 354,81	от 0,206 до 26 245
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема, %	Стандартное исполнение			
	± (0,25 ¹⁰ + δ) ^{1) 9)}	± (0,25 ¹⁰ + δ) ²⁾	± (0,5+ δ) ³⁾	± (0,25 ¹⁰ + δ) ^{1) 9)}
	Высокоточное исполнение			
	± (0,15 ¹¹ + δ) ^{4) 5) 6) 9)}	± (0,15 ¹¹ + δ) ^{4) 5)}	± 0,25 ^{7) 10)}	± (0,15 ¹¹ + δ) ^{4) 5) 9)}
Пределы основной приведенной ⁸⁾ погрешности преобразования объемного расхода (объема) в токовый выходной сигнал, %	± 0,025			
Примечания:				
1) $\delta = \frac{0,1}{v}$ (%) при скорости потока (v) от 0,01 до 2 м/с; $\delta = \frac{0,15}{v}$ (%) при скорости потока свыше 2 м/с				
2) $\delta = \frac{0,2}{v}$ (%) при скорости потока (v) от 0,01 до 12 м/с				
3) $\delta = \frac{0,15}{v}$ (%) при скорости потока (v) от 0,01 до 0,3 м/с; $\delta = 0$ при скорости потока от 0,3 до 12 м/с				
4) $\delta = \frac{0,1}{v}$ (%) при скорости потока (v) от 0,01 до 4 м/с				
5) при скорости потока свыше 4 м/с пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема ±0,18%;				
6) для Ду > 300 при скорости потока от 1 до 12 м/с пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема ±0,25%				
7) при скорости потока от 1 до 12 м/с				
8) к диапазону изменения токового выходного сигнала 4 – 20 мА				
9) для Ду 15-200 при несоблюдении требований к длинам прямых участков, указанных в технической документации, при расположении линии электродов перпендикулярно плоскости изгиба трубопровода допускаемая погрешность не превышает 0,5 % и в остальных случаях 1,5 %; для Ду 250-600 при несоблюдении требований к длинам прямых участков, указанных в технической документации, допускаемая погрешность не превышает 2,5%;				

Продолжение таблицы 3

- 10) при имитационной поверке относительной погрешности измерений объемного расхода и объема равна $\pm 0,5\%$
 11) при имитационной поверке относительной погрешности измерений объемного расхода и объема равна $\pm 0,25\%$
 12) пределы дополнительной приведенной⁸⁾ погрешности преобразования объемного расхода (объема) в токовый выходной сигнал на $10\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 0,04\%$

Таблица 4 – Технические характеристики датчиков расхода

Наименование характеристики	Значение			
Модели датчиков расхода	8705	MS	8711	8721
Давление измеряемой среды, МПа, не более	41,4		5,1	2,1
Масса, кг, не более	4002		27,2	10
Степень защиты от воздействия окружающей среды	IP68	IP68, IP69K	IP68	
Температура измеряемой среды, °C (в зависимости от исполнения)	от -50 до +177			
Температура окружающей среды, °C (в зависимости от исполнения)	от -60 до +85			
Средний срок службы, лет	30			
Средняя наработка на отказ, ч	100 000			

Таблица 5 – Технические характеристики измерительных преобразователей

Наименование характеристики	Значение		
Модели измерительных преобразователей	8732	8712	8782
Выходные сигналы:	4-20 мА, 0-10000 Гц, 0-5000 Гц, HART, Foundation Fieldbus, Profibus-PA, Modbus	4-20 мА, 0-10000 Гц, 0-5000 Гц, HART, Foundation Fieldbus, Modbus	4-20 мА, 0-10000 Гц, 0-5000 Гц, HART, Modbus
Напряжение питания: - переменного тока: - постоянного тока:	90-250 В; 50,60 Гц 12-42 В		
Максимальная потребляемая мощность, Вт - при питании постоянным током, Вт - при питании переменным током, ВА	15 40		45 140
Степень защиты от воздействия окружающей среды	IP66	IP66	IP66, IP69
Условия эксплуатации (в зависимости от исполнения): - температура окружающей среды, °C ¹⁾ - относительная влажность воздуха, %, не более	от -60 до +85 95 при 60 °C		
Масса, кг, не более	11		
Средний срок службы, лет	30		
Средняя наработка на отказ, ч	100 000		
Примечания: ¹⁾ При значении температуры окружающей среды ниже минус 20°C, дисплей электронного преобразователя сохраняет работоспособность при возможном снижении контрастности при чтении.			

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерения

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Количество
Расходомер	1 шт. в соответствии с заказом
Паспорт	1 экз.
Руководство по эксплуатации (установке и настройке)	1 экз. на 10 шт. и меньшее количество при поставке в один адрес

Сведения о методиках (методах) измерений

содержатся в документе «Расходомеры электромагнитные 87. Руководство по эксплуатации (установке и настройке)» пункт «Описание расходомера».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к расходомерам электромагнитным 87

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 № 256 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерения массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости

Техническая документация фирмы изготовителя «Micro Motion Inc.», США

ТУ 4213-094-51453097-2021 Расходомеры электромагнитные 87. Технические условия

Изготовитель

«Micro Motion Inc.», США

12001 Technology Drive, Eden Prairie, MN 55344 USA

Производственные площадки:

–«Emerson SRL», Румыния

Str. Emerson nr.4, Cluj-Napoca, Romania

Акционерное общество «Промышленная группа «Метран» (АО «ПГ «Метран»), Россия
454003, г. Челябинск, Новоградский проспект, 15

«Emerson Process Management Flow Technologies Co., Ltd», Китай
111, Xing Min South Road, Jiangning District, Nanjing, Jiangsu Province, 211100, China

«F-R Tecnologias de Flujo, S.A. de C.V.», Мексика
Ave.Miguel de Cervantes 111, Complejo Industrial Chihuahua, Chihuahua, 31136, Mexico

Испытательный центр

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

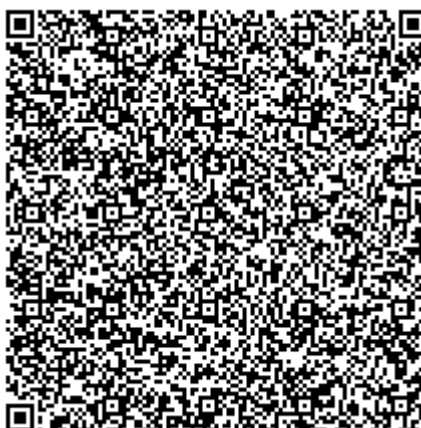
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 869

Регистрационный № 85147-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока встроенные ТАТ

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока встроенные ТАТ (далее по тексту – трансформаторы) предназначены для передачи сигналов измерительной информации измерительным приборам и/или устройствам защиты и управления, применяются в установках переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на явлении взаимной индукции, выходной ток вторичной обмотки практически пропорционален первичному току и относительно сдвинут по фазе на угол, близкий к нулю.

Трансформаторы состоят из металлического корпуса, внутри которого находится измерительная вторичная обмотка. Обмотка равномерно намотана на ленточный тороидальный магнитопровод и покрыта эпоксидным компаундом. Первичной обмоткой является токоведущая шина внутри ввода. Выводы вторичной обмотки и вывод заземления расположены в коробке вторичных выводов, закрытой крышкой.

Трансформаторы являются встроенного типа и устанавливаются снаружи на заземленных частях высоковольтных вводов КРУЭ серии PASS и выключателей DTB145.

К трансформаторам данного типа относятся трансформаторы тока встроенные ТАТ с заводскими номерами GD21/632P61501, GD21/632P61502, GD21/632P61503.

Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, нанесены на табличку трансформатора методом лазерной гравировки в месте, указанном на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на трансформаторы не предусмотрено. Знак поверки наносится в паспорт трансформатора и (или) свидетельство о поверке в соответствии с действующим законодательством.

Знак утверждения типа на трансформаторы не наносится.

Общий вид трансформаторов и обозначение места нанесения заводского номера, представлены на рисунке 1. Пломбирование трансформаторов не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов и обозначение места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение, кВ	0,66
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	0,72
Номинальная частота переменного тока, Гц	50
Номинальный первичный ток, А	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество вторичных обмоток	1
Классы точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746-2015: - для измерений и учета	0,5S
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2ном}$ с коэффициентом мощности $\cos \varphi_2 = 0,8$, В·А	8
Номинальный коэффициент безопасности приборов вторичной обмотки для измерений, $K_{Бном}$, не более	10

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более: - диаметр - высота	450 340
Масса, кг, не более	85
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	УХЛ1

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока встроенный	ТАТ	3 шт.
Паспорт	-	3 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

указаны в разделе «Общие сведения об изделии» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока встроенным ТАТ

ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия

Изготовитель

ABB Power Grids Italy S.p.A, Италия

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

Телефон: (39-0371) 452469, Факс: (39-0371) 452306

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»

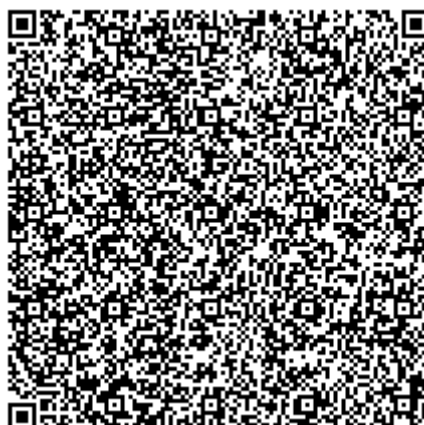
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

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

Телефон: + 7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированные информационно-измерительные «Элдис»

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные «Элдис» предназначены для измерений тепловой энергии (количества теплоты), количества (массы и объема) теплоносителя (горячей воды и пара), объема холодной воды, природного газа и количества электроэнергии, а также для сбора, хранения и представления измерительной информации.

Описание средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные «Элдис» (далее – АИИС «Элдис») представляют собой многоуровневые автоматизированные измерительные системы с централизованным управлением и распределением функций.

АИИС «Элдис» состоят из совокупности измерительных каналов (ИК), которые выполняют функцию от восприятия измеряемой величины до получения результата измерений технологического параметра в единицах физической величины.

ИК состоят из первичных измерительных преобразователей (ПИП), преобразующих физические величины в цифровые или импульсные сигналы и вторичной части (ВИК) АИИС «Элдис», которая производит автоматический сбор, накопление, обработку, хранение, отображение и передачу информации о потреблении энергоресурсов в диспетчерские и расчетные центры, в системы верхнего уровня.

Системы являются проектно-компонруемыми изделиями, состав которых определяется проектной документацией на конкретный объект измерений, и содержат основные компоненты (измерительные – средства измерений утвержденных типов, связующие и вспомогательные) из числа следующих:

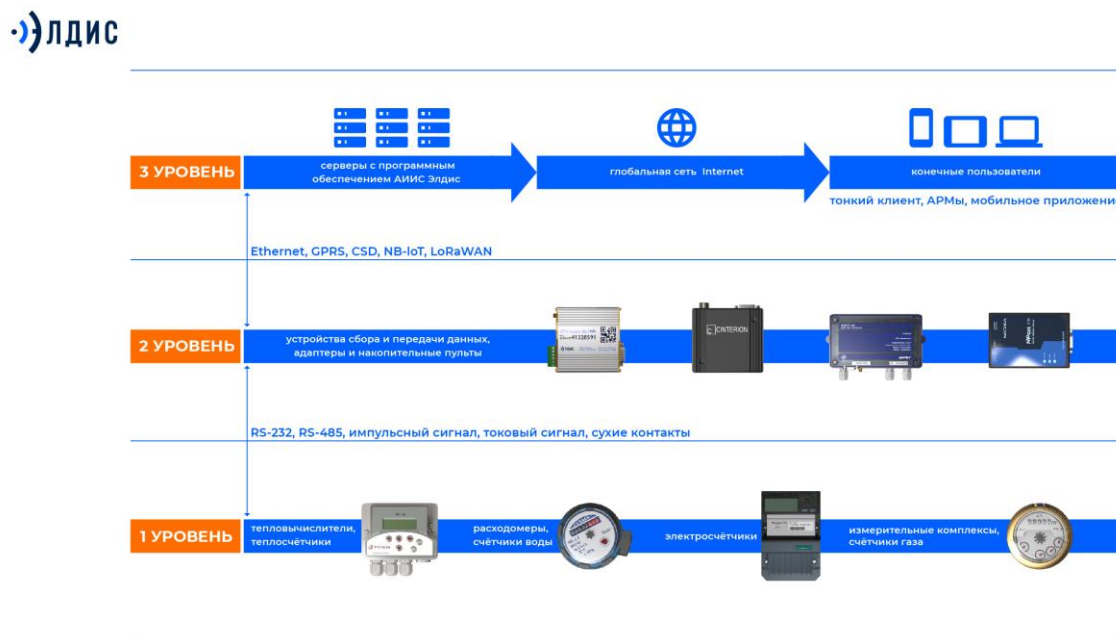
- счетчики энергоресурсов, имеющие выходные сигналы в стандарте интерфейсов RS-232/RS-485/USB/Ethernet для передачи измерительной информации в цифровом формате в информационную сеть;
- первичные измерительные преобразователи (счетчики), имеющие импульсный выход;
- устройства сбора, хранения и представления измерительной информации от счетчиков энергоресурсов;
- дополнительные устройства, обеспечивающие усиление сигнала при передаче цифровой информации в сеть, адаптеры, преобразователи интерфейсов;
- персональный компьютер, планшетный компьютер, смартфон и другие устройства с доступом в сеть интернет;
- сервера хранения архивов, чтения данных; сервера опроса и анализа данных; web-сервера; сервера баз данных.

Обмен данными между серверами системы и внешними устройствами поддерживается программным обеспечением (ПО) АИИС «Элдис».

Перечень измерительных компонентов ИК АИИС «Элдис» приведены в таблице 1.

Структурная схема АИИС «Элдис» приведена на рисунке 1.

Рисунок 1 - Структурная схема АИИС «Элдис»



Нанесение знака поверки на корпус АИИС «Элдис» не предусмотрено.

Таблица 1 - Перечень измерительных компонентов АИИС «Элдис»

Наименование ИК	Измерительный компонент ИК (номер ФИФ ОЕИ)
1	2
ИК количества тепловой энергии и теплоносителя (массы, объема)	Теплосчетчики: ТСК7 (рег. № 23194-02, 23194-07, 48220-11), ТСК5 (рег. № 20196-01, 20196-06, 20196-11), ТСК9 (рег. № 56828-14, 71537-18), ТТ-9 (рег. № 50223-12), Т34 (рег. № 48334-11), Т34М (рег. № 71633-18), ЛОГИКА 1941 (рег. № 49703-12), ЛОГИКА 8943 (рег. № 43505-09, 43505-15), ЛОГИКА 1943 (рег. № 49702-12), ЛОГИКА 9943 (рег. № 29031-05, 29031-10), ЛОГИКА 7961 (рег. № 44079-10), ЛОГИКА 8961 (рег. № 35533-07, 35533-08), СПТ940-ПРЭМ (рег. № 73354-18), СПТК-4120 (рег. № 62137-15), КМ-5 (рег. № 18361-01, 18361-06, 18361-10), КМ-9 (рег. № 18361-08) ВЗЛЕТ ТСП (рег. № 18359-99), ВЗЛЕТ ТСП-М (рег. № 27011-04, 27011-09, 27011-13, 74420-19), ВЗЛЕТ ТСП-К (рег. № 64715-16), SA-94 (рег. № 40079-08, 43231-99, 43231-09, 43231-14), КСТ-22 (рег. № 25335-08, 25335-13), ТЭМ-104 (26998-04, 26998-06, 48753-11, 32764-17, 26998-19), ТЭМ-104 мод. ТЭМ-104(ТЭСМАРТ.01), ТЭМ-104(ТЭСМАРТ.02),

Продолжение таблицы 1

1	2
	ТЭМ-104 (ТЭСМАРТ.03) (рег. №58852-14), ТЭМ-104-КУ (рег. №75149-19), ТЭМ-104-КВ (рег. №60723-15)ТЭМ-106 (рег. № 26998-09, 48754-11), ТЭМ-116 (рег. № 62510-15) ТЭМ-05М (рег. № 16533-00, 16533-03, 16533-06), ТЭРМ-02 (рег. № 17364-98, 17364-02, 17364-08, 17364-13, 17364-19), ТеРОСС-ТМ (рег. № 32125-06, 32125-10, 32125-15, 32125-20), ТС-ТБК (рег. № 71153-18), ТС-11 (рег. № 39094-08, 39094-13), ТС-07 (рег. № 20691-00, 20691-05, 20691-10), ТСМ (рег. № 53288-13), ТС.ТМК-Н (рег. № 21288-01, 21288-04, 21288-06, 21288-09, 21288-14), ТЭСМА-106 (рег. № 52455-13, 67254-17), ВИС.Т (рег. № 20064-00, 20064-01, 20064-06, 20064-08, 20064-10), ВИС.Т3 (рег. № 67374-17), ВРС-Т (рег. № 53578-13), 7КТ (рег. № 28987-12), Карат-Компакт 2 (рег. № 65137-16), СТУ-1 (рег. № 26532-09, 59817-15), СВТУ-10М (рег. № 24627-09,50703-12, 24627-14), СКМ-2 (рег. № 53801-13, 76793-19), МКТС (рег. № 28118-09), ДЮ-99ТСП (рег. № 18428-99, 18428-04, 18428-06), ДУМЕТИС-9412 (рег. № 14512-95, 14512-01), SKS-3 (рег. № 26953-04, 26953-08, 26953-14), SKM-1 (рег. № 16119-97, 16119-02, 16119-07), MULTICAL UF (рег. № 14503-04, 14503-06, 14503-14), MULTICAL®603 (рег. № 73217-18), Магика (рег. № 23302-04, 23302-08), Магика (рег. № 55821-13), МАЛАХИТ-ТС8 (рег. № 29649-05), ПРАМЕР-ТС-100 (рег. № 66192-16), Пульсар (рег. № 65782-16), ЭСКО-Т (рег. №23134-02)ЭСКО МТР-06 (рег. № 29677-05, 29677-10), ЭНКОНТ (рег. № 39324-08), ЭЛТЕКО ТС555 (рег. № 41822-09, 41822-13, 60581-15), ELKORA S-25 (рег. № 16066-97), Тепловычислители: ВКТ-7 (рег. № 23195-02, 23195-06, 23195-11, 77851-20), ВКТ-7М (Рег. № 67164-17), ВКТ-5 (рег. № 20195-00, 20195-05, 20195-07, 70868-18), ВКТ-9 (рег. № 56129-14, 67373-17, 76832-19), ВКТ-4 (рег. № 20017-00), ТВ-7 (рег. № 46601-11, 67815-17), СПТ941.10(11), СПТ941.2 (рег. № 29824-05, 29824-14), СПТ943.1(2) (рег. № 28895-05), СПТ961.1(2) (рег. № 35477-07, 35477-12), СПТ940 (рег. № 72098-18), СПТ942 (рег. № 21420-01), СПТ944 (рег. № 64199-16), СПТ961М (рег. № 23665-08), СПТ962 (рег. № 64150-16), СПТ963 (рег. № 70097-17), ТСРВ-010, 021, 010М, 026, 024М, 025, 026М, 027,033, 034, 041, 042, 043, 044 (рег. № 27010-04, 27010-09, 27010-13, 74739-19), ТБК (рег. № 67657-17), Метролог (рег. № 67575-17), ТМК-Н-1,2,3,12,13,20,30,100,120,130 (рег. № 27635-04, 27635-08, 27635-14), СТД (рег. № 15109-96, 16265-97, 16265-99, 16265-01, 16265-04, 41550-16), ВТЭ-1 (рег. № 47174-11), Эльф и Карат-307 (рег. № 45543-10), ЭЛЬФ (рег. № 21452-01, 61016-15), Ирга 2 (рег. № 15178-96, 15178-00, 15178-05, 15178-08), MULTICAL 66-CDE (рег. № 24534-03), MULTICAL 601 (рег. № 31554-06, 48562-11), MULTICAL 602 (рег. № 49806-12), НС-200 (рег. № 15503-96), 7КТ «Абакан» (рег. № 71605-18), Комплексы измерительные КАРАТ-30Х (рег. № 65268-16), КАРАТ-306, КАРАТ-307, КАРАТ-308 (рег. № 61255-15), Теплорегистраторы Карат-011, Карат-2001 (рег. № 30485-05, 30485-10), Энергия ТМ (рег. № 48013-11, 48013-17), Комплексы измерительные ЭЛЬФ и ЭЛЬФ-ТС (рег. № 32552-06), ЭЛТЕКО ИВ555 (рег. № 41636-09),Теплоэнергоконтроллеры ТЭКОН-17 (рег. № 20812-01, 20812-06, 20812-07)

Продолжение таблицы 1

1	2
	Преобразователи ТЭКОН-19 (рег. № 24849-03, 24849-07, 24849-10, 24849-13, 61953-15), Устройства микровычислительные ДУМЕТИС-5102 (рег. № 25937-14, 25937-19), Теплоэнергоконтроллеры ИМ2300 (рег. № 14527-95, 14527-11, 14527-17), Датчики комплексные с вычислителем расхода ГиперФлоу-3ПМ (рег. № 15646-03, 15646-08, 15646-14, 15646-19)
ИК количества природного газа	Комплексы измерительные: ЛОГИКА 7742 (рег. № 51001-12), Корректор объема газа СПГ742 (рег. № 48867-12), ЛОГИКА 6761 (рег. № 51002-12), Корректор объема газа СПГ761 (рег. № 17934, 17934-03 17934-08), Корректор объема газа СПГ761.1(2) (рег. № 36693-08), Корректор объема газа СПГ741 (рег. № 20022-00, 20022-02, 20022-08), ЭЛЬФ и ЭЛЬФ-ТС (рег. № 32552-06), Вычислители Эльф (рег. № 21452-01, 21452-04), Вычислители КАРАТ-30Х (рег. № 61255-15), Корректор объема газа ЕК260 (рег. № 21123-01, 21123-08), корректор объема газа ЕК270 (рег. № 41978-09, 41978-13), ВКГ-3Т (рег. № 31879-01, 31879-11, 31879-16), ВКГ-2 (рег. № 21852-01, 21852-07), ВКГ-3Д (рег. № 27162-04, 27162-05), СГТ16Э (рег. № 47407-11), ТС220 (рег. № 47922-11), ТС 215 (рег. № 32550-06), Ирга 2 (рег. № 15178-96, 15178-00, 15178-05, 15178-08), СТД (41550-09, 41550-16), СГ-ЭК (рег. № 16190-01, 16190-03, 16190-05, 16190-09, 16190-11, 55820-13) Счетчики газа: Счетчики газа ультразвуковые АГАТ М (рег. № 65039-16) Расходомеры-счетчики ИРВИС-РС4 (рег. № 30206-05, 46037-10)
Количества электроэнергии	Измерительные трансформаторы напряжения классов точности 0,2, 0,5, 1,0 выпускаемые по ГОСТ 1983 Измерительные трансформаторы тока классов точности 0,2, 0,2S, 0,5, 0,5S, 1,0 выпускаемые по ГОСТ 7746 Счетчики электроэнергии СЕ 201 (рег. № 34829-13), СЕ 301 (рег. № 34048-08), СЕ 303 (рег. № 33446-08), СЕ 102 (рег. № 46788-11), СЕ308 (рег. № 59520-14), Альфа А1800 (рег. № 31857-11), Альфа AS3500 (рег. № 58697-14, 58697-20), Альфа AS100 (рег. № 70900-18, 70900-20), Ампер 1 (рег. № 63013-16), Меркурий 200 (рег. № 64128-16, 24410-18), Меркурий 203 (рег. № 55299-13), Меркурий 204, 208, 234, 238 (рег. № 75755-19), Меркурий 206 (рег. № 46746-11, 71246-18), Меркурий 230 (рег. № 23345-07, 80590-20), Меркурий 233 (рег. № 34196-10), Меркурий 234 (рег. № 48266-11), Меркурий 236 (рег. № 47560-11, 80589-20), Нева МТ1 (рег. № 56832-14, 61544-15), НЕВА МТ 3ХХ (рег. № 47430-11, 64506-16), ПСЧ-3АРТ.09 (рег. № 47122-11), ПСЧ-3АРТ.07 (рег. № 36698-08), ПСЧ-4ТМ.05 (рег. № 51593-18), СЭТ-4ТМ (рег. № 36697-17), СЭБ-1ТМ.02 (рег. № 32621-06), СЭБ-1ТМ03 (рег. № 32621-06), ЦЭ2727А (рег. № 60868-15), ЦЭ2726А (рег. № 60869-15), ЦЭ6850М (рег. № 20176-06), Милур 107 (рег. № 66226-16, 81364-21, 76141-19), Милур 307 (рег. № 66824-17, 76140-19, 81365-21), Пульсар 1 (рег. № 76979-19), Пульсар 3 (рег. № 79648-20), ЛЕ-3 (рег. № 71336-18), МИР С-03 (рег. № 76142-19), МИР-С-04, 05, 07 (рег. № 61678-15), МАЯК Т301АРТ (рег. № 57639-14, 57639-20),

Продолжение таблицы 1

1	2
	МАЯК Т301АРТД (рег. № 58854-14), Миртек-12 (рег. № 61891-15), Миртек-32 (рег. № 65634-16), Вектор-3 (рег. № 34194-07, 34194-09, 34194-14), УЭЗ (рег. № 78221-20)
ИК количества (объема воды и других жидкостей)	Преобразователи расхода ПРЭМ (рег. № 17858-98, 17858-99, 17858-02, 17858-06, 17858-11), МастерФлоу (рег. № 73383-18), Эмир-Прамер-550 (рег. № 27104-00, 27104-08), Метран-300ПР (рег. № 16098-97, 16098-98, 16098-01, 16098- 02, 16098-09) Расходомеры-счетчики ПитерФлоу РС, СВ (рег. №46814-11, 66324-16, 66324-21), ВЛЕТ ТЭР (рег. № 39735-14), ВЗЛЕТ МР УРСВ (рег. № 28363-14), ВЗЛЕТ РСЛ: РСЛ-212, РСЛ-222 (рег. № 60777-15), Взлет ЭР (рег. № 20293-10), Взлет ЭР Лайт М (рег. № 52856-13), РМ-5 (рег. № 20699-00, 20699-06, 20699- 11), Расходомеры с интегратором акустические ЭХО-Р (рег. № 21807-01, 21807-06), ЭСКО РВ.08 (рег. № 28868-05, 28868-10), КСР, БИ-03 (рег. № 23443-13), ВИРС-У (рег. № 66611-17), Счетчики воды многоструйные Пульсар М (рег. № 56351-14), Счетчики воды одноструйные Пульсар (рег. № 63458-16), Счетчики воды Пульсар Т (рег. № 58381-14), US800 (рег. № 21142-01, 21142-06, 21142-11). Перечень преобразователей расхода и расходомеров-счетчиков допускается дополнить моделями, включенными в документацию теплосчетчиков.
УСПД	RTU-325S (рег. № 53722-13), RTU-602 (рег. № 64917-16), ЭКОМ-3000 (рег. № 17049-19), Счетчики импульсов ПУЛЬСАР (рег. № 25951-10) Преобразователь АДИ (рег. № 58139-14) Комплексы измерительно- вычислительные «Взлет» (рег. № 21471-12)
Модемы/ преобразователи цифровых интерфейсов	AnCom RM/D, API Октаформ, API ЭНЕРГИЯ, АТМ2-232/485, CSD- модем, ECR-Ethernet, EL-1010, EL-1100, EL-1100o, EL-1102, EL-1302, EL-1305, EL-210X, EL-310X/210Xv2, EL-310XB, Enfora, Ethernet Client, Ethernet EL-201X, GL868, PIRS, Robustel M1000 Pro, Robustel M1000 Pro V2, SprutNet PRO BGS2 / Теплоком PRO2 BGS2, SprutNet PRO BGS2 GL, SprutNet RS-232 TCP3 9600, TC65, TELEOFIS RX100/600-R2/R4/SprutNet GL868, TELEOFIS WRX700/708v3/4, TELEOFIS WRX700v2, TRF-модем, USR TCP-232, USR-GPRS232-730, АКСОН, АСЕВ-040, АСЦВ-03Х, Барс- 02, К-105 Крейт, КАРАТ-902, КРОСЛАН-ТР, КСПД-5G, Линерго УСПД, Меркурий 228, Меркурий 2хх GPRS, МПД, Пульсар GPRS, Преобразователь, EL-1401 (универсальный пульт, ручной съем), УСД, УСД-2С, УСД-М, УСД-М-IRZ, УСД-М-SprutNet, УСПД МОСТ, ЭСКО- GPRS и др. подобные устройства.
УССВ	Устройство синхронизации времени ИИС (рег. № 71235-18)

Для счетчиков электрической энергии: первичные токи и напряжения преобразуются 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 код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин: активная и реактивная электрическая энергия, активная и реактивная мощность.

Полученные данные и результаты измерений (активная и реактивная электрическая энергия, активная и реактивная мощность) могут использоваться для коммерческих расчетов.

Передача данных (результатов измерений) прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничных рынков электроэнергетики и мощности осуществляется в виде электронного документа XML формата, заверенного электронной подписью субъекта ОРЭМ.

Теплосчетчики, включающие тепловычислитель, расходомеры и термодатчики, измеряют параметры теплоносителя, транспортируемого по трубопроводам, с последующим расчетом тепловой энергии и количества теплоносителя. Выходные электрические сигналы от датчиков параметров теплоносителя (расход, объем, температура, давление) поступают в тепловычислитель, где осуществляется их преобразование в значение соответствующих физических величин и производится вычисление тепловой энергии и количества теплоносителя.

Измерительные комплексы, включающие в себя датчики параметров потока газа (расход, давление температура), измеряют расход и объем природного газа при рабочих условиях и приводят результаты измерений к стандартным условиям. Выходные электрические сигналы датчиков параметров потока газа, установленных в трубопроводах, поступают в корректор, где осуществляется их преобразование в значения соответствующих физических величин и производится вычисление расхода и объема газа.

Средний уровень – устройства сбора и передачи данных устройств связи, с помощью которых реализованы каналы передачи данных (GPRS-каналы, коммутируемые и некоммутируемые проводные линии связи, радиоканал, сети Ethernet/Internet и т.д.). В качестве передаваемой измерительной информации используется цифровой выходной сигнал (RS-232, RS-485, USB, Ethernet) счетчиков энергоресурсов, либо УСПД (Таблица 1), передача информации вводится с заданной периодичностью, а также может осуществляться по запросу сервера сбора данных. В качестве устройств сбора и передачи данных используются преобразователи цифровых интерфейсов GSM/GPRS/Bluetooth/Wi-Fi/NB-IoT/LoRaWAN с функцией передачи данных полностью соответствующих протоколам обмена предназначенные для удаленного съема и передачи архивных и текущих параметров с первичных счетчиков энергоресурсов, а также сообщений о нештатных ситуациях на верхний уровень. При необходимости используются дополнительные устройства, обеспечивающие усиление сигнала при передаче цифровой информации в сеть.

На верхнем уровне систем выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, а также обеспечивается автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений выполняющие функции сбора, хранения и отображения информации.

Безопасная и защищенная передача данных по каналам связи обеспечивается за счет:

- использования выделенных и защищенных каналов связи;
- использования VPN сетей;
- использования SSL (англ. Secure Sockets Layer — уровень защищённых сокетов) — криптографический протокол, который обеспечивает установление безопасного соединения между клиентом и сервером;
- использования шифрования данных;
- использования цифровых удостоверяющих сертификатов компонентами систем.

АИИС «Элдис» имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС «Элдис». Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав системы входит устройство синхронизации времени (УСВ), которое синхронизировано с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Сравнение шкалы времени сервера с УСВ осуществляется программным обеспечением сервера 1 раз в 30 мин, коррекция производится автоматически при отклонении шкалы времени сервера и УСВ на величину равную или более 1 с.

Сравнение показаний шкалы времени прибора учета/преобразователя с сервером осуществляется программным обеспечением сервера во время сеанса связи с прибором учета/преобразователя. Коррекция шкалы времени прибора учета/преобразователя производится при расхождении со шкалой времени сервера на заданную программой величину. Периодичность и величина коррекции приборов учета/преобразователя определяется проектной документацией на АИИС.

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

События коррекции времени отражаются в журнале событий АИИС «Элдис». Заводской номер АИИС КУЭ указывается в формуляре. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) АИИС «Элдис» (Свидетельство о регистрации программ для ЭВМ №2020619446). Составной частью ПО АИИС Элдис и его метрологически значимой частью является специализированное ПО (СПО), отвечающее за связь верхнего уровня АИИС с программным обеспечением приборов учета/преобразователей измерительных.

ПО АИИС «Элдис» предназначено для:

- обеспечения автоматизированного сбора, обработки, передачи и регистрации измерительной информации (измерений объёма холодной и горячей воды, измерений количества тепловой энергии и параметров расхода теплоносителя, измерений параметров потребления электроэнергии);
- хранения и ведения баз данных значений и параметров энергоресурсов;
- обеспечения автоматизированного контроля параметров энергоресурсов на объектах учёта и мониторинга за состоянием оборудования;
- предоставления измерительной информации в формах коммерческого учёта заинтересованным организациям и в другие существующие автоматизированные системы учёта энергоресурсов.

Методы защиты:

- механические (закрытие дверей шкафов с оборудованием на ключ, контроль состояния дверей с сигнализацией о несанкционированном доступе внутрь);
- конструктивные (размещение ПО в энергонезависимой памяти, необходимость специальных и технических средств для его изменения);
- программные (установка паролей для различных уровней доступа к установке программных компонентов, контроль идентификационных данных ПО).

Уровень защиты ПО АИИС «Элдис» «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологические характеристики АИИС «Элдис» нормированы с учетом влияния ПО всех компонентов, входящих в ее состав.

Идентификационные данные ПО АИИС «Элдис» верхнего уровня приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО верхнего уровня

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АИИС Элдис
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2020619446VX, не ниже V2*
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	-

Уровень защиты СПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимые части СПО приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Идентификационные данные специализированного программного обеспечения (СПО)

ИК количества тепловой энергии и теплоносителя (массы, объема)	
Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ВКТ-4, VKT_4.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.2.3
Цифровой идентификатор ПО	0xD369
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ВКТ-5, vkt5.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x0FFB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ВКТ-7 VKT7_FLASHLIB.dll VKT7_FLASHLIBv2.dll VKT7_FLASHLIBv3.dll VKT7_FLASHLIBv4.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x1F55 0xD7FC 0xD404 0xE5E0
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ВКТ-7M vkt7OldProto.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x6350
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ВКТ-9 VKT_9.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xF632
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ТВ-7 TVSeven.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xC6A5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя СПТ940 SPT940.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x80F1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя СПТ941.01-08 (20) SPT941.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x2959
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя СПТ941.10(11) SPT941_1.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xB5C6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя СПТ942 SPT942.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.3
Цифровой идентификатор ПО	0x7321
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя СПТ943 SPT943.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.2.7
Цифровой идентификатор ПО	0x06F3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя СПТ943.1 SPT943_1.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xDF98
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя СПТ944 SPT944.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО	0x3B0B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя СПТ961 SPT961v0.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x1BED
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя СПТ961M SPT961M.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xD30E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя СПТ962 SPT962.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x933D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя СПТ963 SPT963.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xD66F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя KM-5 Km5.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xFAE4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя KM-9 Km9.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x36E8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер теплосчетчика ВЗЛЕТ TCP-K TSRK_011.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x7CE5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя TCPB-020(021,022,023,027) VZLET-TCP-023.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.0.5
Цифровой идентификатор ПО	0xC8F1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя TCPB-010 TSRV_010.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x7C28
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя TCPB-024M (024M+; 043; 025; 041; 026M; 027; 033; 034; 042; 044) TSR024Lib.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x4FCC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя SA-94 SA_94.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xC5FF
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя KCT-22 SayanyRMD.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.2.0
Цифровой идентификатор ПО	0xDA6C
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ТЭМ-104 tem104.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x3AC7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ТЭМ-104 (ТЭСМАРТ) TeSmartRT.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x03F2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ТЭМ-106 tem106.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x0A6B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ТЭМ-116 tem116.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xEB07
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ТЭМ-05M TEM05M.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x6739
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ТЭРМ-02 TERM_02.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xB878
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ТеРОСС-ТМ TeRoss-TM_NewDesign.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x7308
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя Метролог-ТМ TeRoss-TM_NewDesign.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x7308
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ТВК-01 (02) TVK_01.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xCD9B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ТС-11 (ТБ-11) TS11Lib.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x8823
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ТС-07 (ТБМ) TS07.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xEDDD
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ТСМ-ИБП TSM_IVP.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x60B9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителей ТМК-Н ТМК- N100_NewDesign.dll ТМК-N2.dll ТМК-N20_NewDesign.dll ТМК-N2_NewDesign.dll ТМК-N30_NewDesign.dll ТМК-N30_v2.dll ТМК-N3ver1_NewDesign.dll ТМК-N3ver2.dll ТМК-N3ver3.dll ТМК-N3ver4.dll ТМК-N3_NewDesign.dll ТМК-N5.dll ТМК_N12.dll ТМК_N12rev.dll ТМК_N12_AM02.dll ТМК_N13.dll ТМК_N13rev.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x4BE1 0x40A3 0x0338 0x6F3F 0xD22E 0xCCC9 0xD2C9 0x5BD3 0xD2A6 0x81E8 0x8785 0x2E7D 0x71AC 0x6FE5 0xEFC1 0x9667 0x16A1

1	2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ТЭКОН-17 Tecon17.dll TEKON_17.dll TEKON_17_Energy.dll TEKON_17_prog.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x7E06 0xF688 0x3ED6 0xAF37
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ТЭКОН-19 TEKON19_Energy.dll TEKON_19.dll TEKON_19_GDj.dll TEKON_19_Gkal.dll TEKON_19_prog.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xA071 0xFAF4 0x9C04 0x58C5 0xBDBD
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителей СТД (ВТД-В, Л, У, УВ) VTD.dll VTD_G.dll VTD_L.dll VTD_U.dll VTD_UV.dll VTD_V.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xA52F 0x8F41 0xA390 0x9221 0x3FF1 0x9CBV
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителей серии ВТЭ-1 VTE1.dll

1	1
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x58CF
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя BIS-T vist.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xF034
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя BPC-T VRST.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xA951
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя 7KT 7kt.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО	0x4D55
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителей КАРАТ (306, 307, 308) karat30x.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.2.6
Цифровой идентификатор ПО	0xCB69
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя Карат мод. 2001 Karat2001.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x14C0
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя КАРАТ-307 karat30x.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.2.6
Цифровой идентификатор ПО	0xCB69
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ЭЛЬФ ELF.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.0.5
Цифровой идентификатор ПО	0xF0CB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя МКТС mkts.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x4372
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя СТУ-1 STU-1_NewDesign.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО	0x37F7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя СВТУ- 10М, СВТУ-10М (5МХ) SVTU_10M.dll SVTU-10Mx5.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.5 1.0.1.0
Цифровой идентификатор ПО	0x6226 0x2F38
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя СКМ-2 SKM02.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x4BFC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя Ирга-2 Irga_2.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x4A0E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ТЭСМА-106 TESMA106.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	02.00.0141
Цифровой идентификатор ПО	0xF050
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ВИС.Т3 Vist3.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	02.03.0587
Цифровой идентификатор ПО	0x442F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя DIO-99TCP DIO_99M.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x2589
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя DYMETIC-5102 DYMETIC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x3929
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя SKS-3 SKS3.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xCB9E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя SKM-1 SKM01.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x8D24
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя MULTICAL 66-CDE MULTICAL.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.0.37
Цифровой идентификатор ПО	0xBA34
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя MULTICAL 602 MULTICAL60x.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.6
Цифровой идентификатор ПО	0xAF66
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя MULTICAL 601 MULTICAL60x.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.6
Цифровой идентификатор ПО	0xAF66
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя MULTICAL 603 MULTICAL60x.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.6
Цифровой идентификатор ПО	0xAF66
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя Магика UniversalMagikaLib.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.0.2
Цифровой идентификатор ПО	0xCF47
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя Магика UniversalMagikaLib.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.0.2
Цифровой идентификатор ПО	0xCF47
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя МАЛАХИТ-ТС8 MALAHIT-TS8.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x2AE1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя Карат- Компакт 2 karat_compact2-213_223.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x3F13
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ИМ2300 IM_2300.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x6EE8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ПРАМЕР-ТС-100 Pramer_TS_100.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xF56B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя Пульсар Pulsar.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xD7EB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ЭСКО MTP-06 / TM-3Э EscoMRT06.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.0.2
Цифровой идентификатор ПО	0x76F8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ЭСКО- Т ESKO_T.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1.8
Цифровой идентификатор ПО	0x9706
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ЭНКОНТ ENKONT.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xAC44
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя Элтеко ТС-555 Elteco_IV555_k2.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x2F2E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя Энергия ТМ Energy_TM.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xE29D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ELKORA C-30 (S-25) ELKORA.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xF8C5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя НС- 200 NS200.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xC085
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ГиперФлоу-3ПМ GiperFlow3Pm.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xDE4A
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Измерительный канал газа	
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя СПГ742 SPG742.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x6BE9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя СПГ742 SPG742.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x6BE9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя СПГ761 SPG761.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xB608
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя СПГ761.1(2) SPG761_1.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xB973
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя СПГ741 SPG741.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x8D86
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ЭЛЬФ ELF.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.0.5
Цифровой идентификатор ПО	0xF0CB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителей КАРАТ karat30x.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.2.6
Цифровой идентификатор ПО	0xCB69
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ЕК260 ЕК_260.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xE830
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ЕК270 ЕК_260.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xE830
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ВКГ-3Т vkg3t.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xBD2B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ВКГ-2 VKG_2.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x61A7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ВКГ-3Д vkg3d.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x1197
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя СГТ16Э SGT16E.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	02.02.0608
Цифровой идентификатор ПО	0x9882
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ТС220 ЕК_260.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xE830
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ТС215 ЕК_260.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xE830
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя Ирга-2 Irga_2.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x4A0E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ВТД-Г VTD_G.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x8F41
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя АГАТ М Agat.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x71B9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя ИРВИС-PC4 IrvisRS4.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x51B5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Измерительный канал электроэнергии	
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика CE 201 CE201.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xE04C
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика CE 301 CE303.dll CE303v2.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.3 1.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО	0xCD4B 0x6E9F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика CE 303 CE303.dll CE303v2.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.3 1.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО	0xCD4B 0x6E9F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика CE 102 CE102M.dll CE102R5-S6.dll ce102r5.dll ce102r51.dll ce102s6.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xF99F 0x761B 0x7789 0x8BF9 0x9D78
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика CE 308 CE303.dll CE303v2.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.3 1.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО	0xCD4B 0x6E9F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии Альфа A1800 ALFA_1800.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xFC73
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии Альфа A3500 AS3500.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x29C7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии Альфа A100 AS100.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xCDC0
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии Ампер 1 Amper.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.03.0792
Цифровой идентификатор ПО	0x3E0B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии Меркурий 200 (206) Mercuriy200.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x6484
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии Меркурий 203 Mercury203.2T.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xB35A
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии Меркурий 204, 208, 238 Merkurii_204.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.01.0999
Цифровой идентификатор ПО	0x3822
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии Меркурий 200 (206) Mercuriy200.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x6484
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии Меркурий 230 mercury230.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.16
Цифровой идентификатор ПО	0x46F6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии Меркурий 233, 234, 236 mercury234.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО	0x185E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии Меркурий 233, 234, 236 mercury234.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО	0x185E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии Меркурий 233, 234, 236 mercury234.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО	0x185E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии НЕВА МТ 1 NEVA_MT1X4.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xF2E6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии НЕВА МТ 3XX Neva_MT3.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x4DC2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии ПСЧ- 3APT.09 PSCH.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.2.8
Цифровой идентификатор ПО	0x4382
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии ПСЧ- 3APT.07 PSCH.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.2.8
Цифровой идентификатор ПО	0x4382
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии ПСЧ-4TM.05 PSC4.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xDEAB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии СЭТ-4TM SET_4TM.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.03.0205
Цифровой идентификатор ПО	0x1ECC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии СЭБ-1TM SEB_1TM.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.03.1110
Цифровой идентификатор ПО	0xFFC8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии СЭБ-1ТМ SEB_1TM.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.03.1110
Цифровой идентификатор ПО	0xFFC8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии ЦЭ2727А CE2727A.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.02.1561
Цифровой идентификатор ПО	0x9AFD
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии ЦЭ2726А CE2726A.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xDE8F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии ЦЭ6850М CE6850M.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	02.03.0075
Цифровой идентификатор ПО	0xC72B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии Милур 107 Milur_107.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.00.0656
Цифровой идентификатор ПО	0xA134
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии Милур 307 MILUR307.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x77EF
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии Пульсар 1 Pulsar1.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.03.0653
Цифровой идентификатор ПО	0xA447
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии Пульсар 3 Pulsar3.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	02.00.1020
Цифровой идентификатор ПО	0xE3CD
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии ЛЕ-3 Le3.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.01.1006
Цифровой идентификатор ПО	0xE8FC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии МИР С-03 MirC03.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.01.0713
Цифровой идентификатор ПО	0x8EC5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии МИР С-04,05,07 MirC0457.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.03.1392
Цифровой идентификатор ПО	0x6AF5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии МАЯК Т301АРТ Mayak_T301ART.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.02.1906
Цифровой идентификатор ПО	0xF416
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии МАЯК Т301АРТД Mayak_T301ARTD.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.02.1478
Цифровой идентификатор ПО	0xA2D9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии Миртек-12 Mirtek_12.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x1819
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии Миртек-32 Mirtek_32.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xAEF0
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии Вектор-3 Vector3.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.00.0438
Цифровой идентификатор ПО	0xD2CF
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика электроэнергии УЭЗ UE3.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.02.0288
Цифровой идентификатор ПО	0x1475
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер УСПД RTU-325S RTU_325.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x90B9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер УСПД RTU-325N RTU_325.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x90B9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Измерительный канал воды (жидкости)	
Идентификационное наименование ПО	Драйвер преобразователя расхода ПРЭМ prem.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00.0003
Цифровой идентификатор ПО	0x3664
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер расходомера МастерФлоу MasterFlow.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.02.1881
Цифровой идентификатор ПО	0x2006
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер расходомера Эмир- Прамер-550 EPramer550.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.03.1420
Цифровой идентификатор ПО	0x3633
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер расходомера Метран-300IP Metran300.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.01.0385
Цифровой идентификатор ПО	0x9ED2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер расходомера ПитерФлоу PC PeterFlow.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xC25B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер расходомера Взлет ТЭР vzletter.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО	0x9F38
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер расходомера УРСВ- 011, УРСВ-311, УРСВ-5xx Ц URSV_011.dll URSV_311.dll URSV_5XXC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x311B 0x0636 0x52CE
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер расходомера РСЛ-212, 222 RSL_212.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xBC8A
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер расходомера Взлет ЭР vzletter.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО	0x9F38
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер расходомера Взлет ЭР Лайт VzletRLight.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	02.03.1314
Цифровой идентификатор ПО	0xBCC6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер расходомера РМ-5 Rm5.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x0208
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер расходомера ЭХО-Р EchoR.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x7AB1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер расходомера ESCO_RV.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	02.01.1621
Цифровой идентификатор ПО	0x95FA
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер расходомера Virs_u.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.00.0490
Цифровой идентификатор ПО	0x5DCC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Продолжение таблицы 3

1	2
Идентификационное наименование ПО	Драйвер расходомера PulsarM.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xDF6C
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер расходомера Пульсар RS 485 Pulsar_RS_485.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	02.01.1690
Цифровой идентификатор ПО	0x8B02
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер вычислителя БИ-03 BI-03.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xDBF3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер счетчика импульсов АДИ ADI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x366C
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Счетчик импульсов Пульсар Pulsar.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.02.0949
Цифровой идентификатор ПО	0x978F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер расходомера ИВК- 102 IVK_102.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xBD85
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер устройства синхронизации времени ИИС-1.3 IIS1_3.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.02.0390
Цифровой идентификатор ПО	0x89DC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16
Идентификационное наименование ПО	Драйвер расходомера Pulsar T,K.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	02.02.0383
Цифровой идентификатор ПО	0xED68
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 - Основные метрологические характеристики ИК объема и расхода природного газа в рабочих условиях и приведенного к стандартным условиям, тепловой энергии, количества (массы и/или объема) теплоносителя в рабочих условиях.

Наименование характеристики, вид погрешности	Значение
1	2
ИК учета тепловой энергии, количества (массы и/или объема) теплоносителя	
Диапазон измерения объемного расхода теплоносителя, м ³ /ч	от 0,05 до 10 ⁶
Диапазон измерения массового расхода теплоносителя, т/ч	от 0,05 до 10 ⁶
Диапазон измерения температуры теплоносителя, °С	от -50 до +600
Диапазон измерений избыточного давления, МПа, не более	30
Диапазон измерения разности температур, °С	от 1 до 150
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения количества теплоты, %, По ГОСТ Р 51649-2014, ГОСТ Р ЕН 1434-1-2006 Класс 1 Класс 2 Класс 3 где $\Delta t_{\min}$ – наименьшая разность температур в подающем и питающем контуре; Δt – разность температур в подающем и питающем контуре; G_B, G - значение расхода теплоносителя и его наибольшее значение в подающем трубопроводе.	$\pm(2+4\Delta t_{\min}/\Delta t+0,01G_B/G)$ $\pm(3+4\Delta t_{\min}/\Delta t+0,02G_B/G)$ $\pm(4+4\Delta t_{\min}/\Delta t+0,05G_B/G)$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры теплоносителя, °С где t - температура теплоносителя.	$\pm(0,6+0,004t)$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массового (объемного) расхода теплоносителя, % Класс 1 Класс 2 Класс 3 где G_B, G_H – наибольшее и наименьшее значение расхода теплоносителя	$\pm(1+0,01G_B/G_H)$, но не более $\pm 3,5\%$ $\pm(2+0,02G_B/G_H)$, но не более $\pm 5\%$ $\pm(3+0,05G_B/G_H)$, но не более $\pm 5\%$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения давления теплоносителя, %	$\pm 2,0$
ИК расхода пара	
Диапазон измерений расхода пара, м ³ /ч	0,01 до 10 ⁹
Диапазон измерений температуры пара, °С	от +100 до +500
Диапазон измерений давления пара, МПа	от 0,1 до 30
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения тепловой энергии пара, % в диапазоне расхода от 10 до 30% в диапазоне расхода от 30 до 100%	± 5 ± 4
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массового расхода (массы) пара, % в диапазоне расхода от 10 до 100%	Не более ± 3
ИК количества природного газа	
Диаметр условного прохода трубопровода, мм	От 10 до 1300
Диапазон измерений расхода газа, м ³ /ч	от 0,05 до 2·10 ⁷

1	2
Диапазон измерений объема газа, м ³	от 2·10 ⁻⁵ до 9·10 ¹¹
Диапазон измерений температуры газа, °С	от -50 до +200
Диапазон измерений давления газа, МПа	от 0 до 12
Диапазон измерений разности давлений газа, кПа	от 0 до 1000
Пределы допускаемой погрешности:	
расход и объем (относительная) газа, %	от ±1,0 до ±3,0
давление (приведенная к диапазону измерений) газа, %	±0,6
разность давлений (приведенная к диапазону измерений) газа, %	±0,7
температура (абсолютная) газа, °С	±(0,25+0,002· t)
ИК количества (объема, расхода) холодной воды со счетчиками/расходомерами воды	
Номинальный расход (по холодной воде), м ³ /ч	от 0,012 до 40000
Пределы допускаемой относительной погрешности, %, при измерениях в диапазоне расходов: от Q _{min} до Q _t от Q _t до Q _{max} где, - Q _{min} , Q _t и Q _{max} – минимальное, переходное и максимальное значение расхода воды соответственно, м ³ /ч	± 5 ± 2,0
Пределы допускаемых смещений шкалы времени сервера относительно национальной шкалы времени UTC(SU), не более, с для счетчиков электрической энергии не более, с	±360 ±5

Таблица 5 - Метрологические характеристики ИК активной электроэнергии

Состав канала			Границы интервала основной относительной погрешности ИК для вероятности 0,95, (±δ),%	Границы интервала относительной погрешности, в рабочих условиях для вероятности 0,95 (±δ),%
Трансформаторы тока, класс точности	Трансформаторы напряжения, класс точности	Счетчик электрической энергии, класс точности		
-	-	0,5S	0,6	1,9
		1,0	1,1	3,6
0,2	0,2	0,5S	0,7	2,3
		1,0	1,2	3,8
0,2	0,5	0,5S	0,9	2,3
		1,0	1,3	3,8
0,2S	0,2	0,5S	0,7	2,0
		1,0	1,2	3,6
0,2S	0,5	0,5S	0,9	2,1
		1,0	1,3	3,7
0,5S	0,2	0,5S	1,0	2,4
		1,0	1,4	3,8
0,5S	0,5	0,5S	1,1	2,5
		1,0	1,5	3,9
0,5	0,5	0,5S	1,1	3,4
		1,0	1,5	4,6
1,0	1,0	0,5S	2,0	6,0
		1,0	2,2	6,7

Таблица 6 - Метрологические характеристики ИК реактивной электроэнергии

Состав канала			Границы интервала основной погрешности ИК для вероятности 0,95, ($\pm\delta$),%	Границы интервала погрешности ИК, в рабочих условиях ($\pm\delta$),%
Трансформаторы тока, класс точности	Трансформаторы напряжения, класс точности	Счетчик электрической энергии, класс точности		
-	-	1,0	1,1	4,0
		2,0	2,2	7,1
0,2	0,2	1,0	1,5	4,3
		2,0	2,4	7,2
0,2	0,5	1,0	2,0	4,4
		2,0	2,7	7,3
0,2S	0,2	1,0	1,5	4,1
		2,0	2,4	7,1
0,2S	0,5	1,0	2,0	4,2
		2,0	2,7	7,2
0,5S	0,2	1,0	2,4	4,6
		2,0	3,1	7,4
0,5S	0,5	1,0	2,7	4,6
		2,0	3,3	7,4
0,5	0,5	1,0	2,7	5,9
		2,0	3,3	8,3
1,0	1,0	1,0	5,1	9,5
		2,0	5,5	11,1

Примечание к таблицам 5, 6:

1. Границы интервала основной относительной погрешности ИК указаны для нормальных условий $\cos\varphi = 0,9$ инд, $I_{\text{ном}} = 1$.
2. Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях указаны для нормальных условий $\cos\varphi = 0,8$, $I_{\text{ном}} = 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$.
3. Основные метрологические характеристики ИК активной и реактивной электроэнергии зависят от класса точности применяемых счетчиков электроэнергии, измерительных трансформаторов напряжения и тока, режимов работы вторичных цепей измерительных трансформаторов.

Таблица 7 - Основные технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Условия эксплуатации ПИП:	
Температура окружающей среды, °C	
- для ТТ и ТН	от - 40 до + 60
- для счетчиков электрической энергии	от - 30 до + 40
- для теплосчетчиков, счетчиков воды и импульсов	от 5 до 50
- для счетчиков газа	от - 25 до + 40
Относительная влажность окружающего воздуха, %	от 30 до 80
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 107,0
Условия эксплуатации ВИК:	
Температура окружающей среды, °C	от +15 до +35
Относительная влажность окружающего воздуха, %	от 30 до 80
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 107,0

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист документа ЭЛДС.411711.002 РЭ «Системы автоматизированные информационно-измерительные «Элдис». Руководство по эксплуатации» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС «Элдис» представлена в таблице 8.

Таблица 8- Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество (шт. или экз.)
Система автоматизированная информационно-измерительная «Элдис»	-	1 (по проектной документации)
Программное обеспечение	ПО АИИС «Элдис»	1
Системы автоматизированные информационно-измерительные «Элдис». Формуляр	ЭЛДС.411711.002.ФО	1
Системы автоматизированные информационно-измерительные «Элдис». Руководство по эксплуатации	ЭЛДС.411711.002 РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5.2 руководства по эксплуатации ЭЛДС.411711.002 РЭ «Системы автоматизированные информационно-измерительные «Элдис». Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системам автоматизированным информационно-измерительным «Элдис»

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

Акционерное общество «Элдис» (АО «Элдис»)

ИНН 7810884706

Адрес: 195279, г. Санкт-Петербург, ш. Революции, д. 69, лит. А, пом. 205

Телефон: +7 (800) 775-13-93

Web-сайт: www.lers.ru

E-mail: info@lers.ru

Испытательный центр

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

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

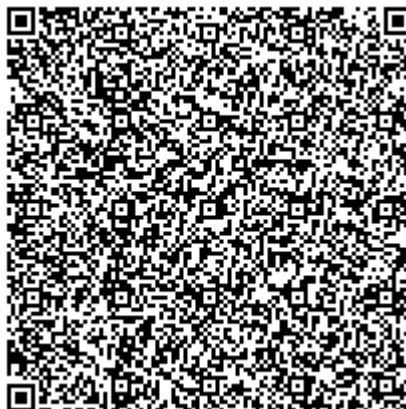
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 869

Регистрационный № 85149-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Тагил

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Тагил (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

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

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

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

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

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

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Тагил (ВЛ 500 кВ РефтГРЭС)	ТОГФ кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 61432-15	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-19
2	ВЛ 220 кВ Верхнетагильская ГРЭС – Тагил I цепь (ВЛ 220 кВ ВТГРЭС1)	ТВ 220 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 80603-20	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
3	ВЛ 220 кВ Верхнетагильская ГРЭС – Тагил II цепь (ВЛ 220 кВ ВТГРЭС2)	SB 0,8 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 20951-01	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
4	ВЛ 220 кВ Нижнегурунская ГРЭС – Тагил I цепь с отпайкой на ПС Острая (ВЛ 220 кВ НТГРЭС1)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
5	ВЛ 220 кВ Нижнегурунская ГРЭС – Тагил II цепь (ВЛ 220 кВ НТГРЭС2)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
6	ОВГ 220 кВ	ТВ 220 кл.т 0,5S Ктт = 1500/5 рег. № 80603-20	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
7	ВЛ 110 кВ Районная – Тагил 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Районная2)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
8	ВЛ 110 кВ В.Тура – Тагил 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ В.Тура1)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	КВЛ 110 кВ Тагил – Доменная с отпайкой на ПС Воздушная (КВЛ 110 кВ Доменная)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег.№ 17049-19
10	ВЛ 110 кВ Тагил – Кислородная с отпайками (ВЛ 110 кВ Кислородная)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
11	ВЛ 110 кВ Лебяжка – Тагил 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Лебяжка1)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
12	ВЛ 110 кВ Лебяжка – Тагил 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Лебяжка2)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
13	ВЛ 110 кВ Тагил – Магнетитовая с отпайками (ВЛ 110 кВ Магнетитовая)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
14	ВЛ 110 кВ Тагил – НТМК 1 (ВЛ 110 кВ НТМК1)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
15	ВЛ 110 кВ Тагил – НТМК 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ НТМК2)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
16	ВЛ 110 кВ Районная – Тагил 1 (ВЛ 110 кВ Районная1)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
17	ВЛ 110 кВ Районная – Тагил 3 с отпайкой на ПС ВМЗ (ВЛ 110 кВ Районная3)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
18	ВЛ 110 кВ В.Тура – Тагил 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ В.Тура2)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
19	ОВМ 110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
20	ВЛ 10 кВ Котельная на ПС Тагил (ТП Поселок Песчаный) ф.0,4 кВ Песчаный	ТПОЛ кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ кл.т 0,2 $K_{тн} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
21	КЛ 0,4 Энергетик	ТОП кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 47959-16	–	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 4-5, 7-19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
2-3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
6, 20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
21 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 4-5, 7-19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
2-3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,0
6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	3,9	2,3	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,4	1,0	1,0
20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	3,8	2,4	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,4	1,1	1,1
21 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0

Продолжение таблицы 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, 4-5, 7-19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
2-3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
6, 20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
21 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 4-5, 7-19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
2-3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,4	2,4	1,7
	0,5	-	2,7	1,5	1,3
6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,3	2,6	1,8	1,7
	0,5	2,8	1,7	1,3	1,3
20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,1	2,7	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,6	1,6
21 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	1,6	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков	- от 99 до 101 - от 1(5) до 120 0,87 - от 49,85 до 50,15 - от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД, УССВ ИВКЭ - для сервера, УССВ ИВК	- от 90 до 110 - от 1(5) до 120 0,5 - от 49,6 до 50,4 - от -45 до +40 - от +10 до +30 - от +10 до +30 - от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии АльфаА1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка до отказа, ч, не менее Радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 100000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформаторы тока	ТВ-ЭК	74600-19	45
Трансформатор тока проходной	ТПОЛ	47958-16	3
Трансформатор тока опорный	ТОП	47959-16	3
Трансформатор тока встроенный	SB 0,8	20951-01	3
Трансформатор тока	ТВ 220	80603-20	6
Трансформатор тока	ТОГФ	61432-15	6
Трансформатор напряжения заземляемый	ЗНОЛ	46738-11	3
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	60353-15	18
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-11	17
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-20	4
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	17049-19	1
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01	40586-12	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.У001-ФО	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Тагил», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Тагил

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

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

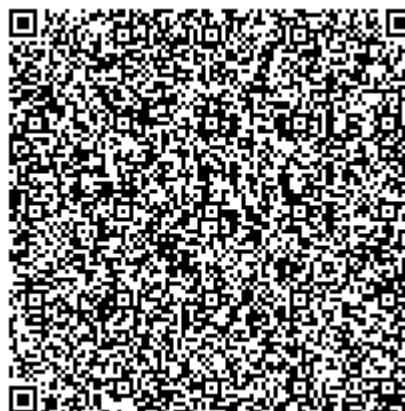
Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., Пролетарский пр-кт, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 869

Регистрационный № 85150-22

Лист № 1
Всего листов 20

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Томской 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) и к шкале всемирного координированного времени UTC, 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 напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), 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» (основные и /или резервные) и УСПД ПАО «ФСК ЕЭС»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает серверы ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), ПАО «ФСК ЕЭС», 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 АИИС КУЭ ЕНЭС (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 измерительных каналов (ИК) №№ 1 - 28 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и /или резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном. Допускается опрос счетчиков любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее по основному каналу связи данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №29, №30 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, СТВ-01 или 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 типа Метроном-50М (основного и резервного). 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 №№ 1-28 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 – 28 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» оснащён 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» синхронизируются 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 №29, №30 синхронизируются от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счётчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов счётчиков происходит при превышении установки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, 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 - 7.

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, Рег. № СИ		Обозначение, тип		ИВКЭ		УССВ	
1	2	3		4		5		6	
1	ПС 110 кВ Межениновка, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Межениновка-Сураново (С-12)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В	ТГФМ-110 II*				
				С	ТГФМ-110 II*				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/110/√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	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
2	ПС 110 кВ Межениновка, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Предтеченск- Межениновка (С-11)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*				
				В	ТГФМ-110 II*				
				С	ТГФМ-110 II*				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/110/√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	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Межениновка, РУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ ф. 35-17	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 № 26417-04	А	ТФ3М 35А-У1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТФ3М 35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/110/√3 №912-54, 912-70	А	ЗНОМ-35		
				В	ЗНОМ-35		
				С	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4			
4	ПС 110 кВ Межениновка, РУ-10 кВ ф. 1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 № 25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4			
5	ПС 110 кВ Межениновка, РУ-10 кВ ф. 2 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Межениновка, РУ-10 кВ ф. 3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			
7	ПС 110 кВ Межениновка, РУ-10 кВ ф. 5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			
8	ПС 110 кВ Предтеченск, ОРУ-110 кВ ВЛ 110 кВ Зональная-Предтеченск (С-86)	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/√3/110/√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	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Предтеченск, ОРУ-110 кВ ВЛ 110 кВ Предтеченск- Межениновка (С-11)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/110/√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	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
10	ПС 110 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ ф. 1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 № 2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			
11	ПС 110 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ ф. 2 ПЭ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 № 25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07	EA02RALX-P3B-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ ф. 3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 № 25433-07	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-B-4					
13	ПС 110 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ ф. 4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-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	ЕА05РАL-B-4					
14	ПС 110 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ, ф. 5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-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	ЕА05РАL-B-4					

УСВ-3
Рег. № 51644-12

Метроном-50М
Рег. № 68916-17

ССВ-1Г
Рег. № 58301-14

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ ф. 6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТВЛМ-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	ЕА05RAL-B-4			
16	ПС 110 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ ф. ПР-7 "Томскснаб"	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 № 25433-07	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4			
17	ПС 110 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ ф. 9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10		
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
18	ПС 35 кВ Томск-2, ОРУ-35 35 кВ ф. 35-71	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №52619-13	A	ТВГ-УЭТМ	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТВГ-УЭТМ		
				C	ТВГ-УЭТМ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №912-54	A	ЗНОМ-35		
				B	ЗНОМ-35		
				C	ЗНОМ-35		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-4			
19	ПС 35 кВ Томск-2, ОРУ-35 кВ ф. 35-72	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №52619-13	A	ТВГ-УЭТМ		
				B	ТВГ-УЭТМ		
				C	ТВГ-УЭТМ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №912-54	A	ЗНОМ-35		
				B	ЗНОМ-35		
				C	ЗНОМ-35		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-4			
20	ПС 35 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		6	7				
21	ПС 35 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 2 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14				
				B	-						
				C	ТПЛМ-10						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66 УЗ						
				B							
				C							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-4							
		22	ПС 35 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 3 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68			A	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
								B	-		
C	ТПЛМ-10										
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53			A	НТМИ-10						
				B							
				C							
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			EA05RL-P1B-4							
23	ПС 35 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 4			ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
						B	-				
		C	ТПЛМ-10								
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66 УЗ						
				B							
				C							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-4							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
24	ПС 35 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	ЕА05RL-P1В-4					
25	ПС 35 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66 УЗ		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-P1В-4					
26	ПС 35 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	ЕА05RL-P1В-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
27	ПС 35 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66 У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4			
28	ПС 35 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
29	ПС 220 кВ Восточная, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Восточная - Томск-2 с отпайкой (на РОЛТОМ) (3524)	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =400/5 №59982-15	A	ТГМ	RTU-325T Рег. № 44626-10	РСТБ-01-01 Рег. № 40586-12 СТБ-01 Рег. № 49933-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТГМ		
				C	ТГМ		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/110/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
30	ПС 220 кВ Восточная, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Восточная - Томск-2 с отпайкой (на РОЛТОМ) (3523)	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =400/5 №59982-15	A	ТГМ		
				B	ТГМ		
				C	ТГМ		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/110/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 31857-11	A1802RALQ-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	3	4
1, 2, 8, 9	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
3– 7, 10, 13 – 15, 17, 20 – 23, 25, 27, 28	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
11	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,8	3,5
12, 16, 18, 19	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
24, 26	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
29, 30	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,8
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} cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°С.			

Таблица 7 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005, ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83, ТУ 4228-011-29056091-05	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22

Продолжение таблицы 7

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД RTU-325Т - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01 - для ССВ-1Г	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 +1 до +50 от 0 до +50 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +10 до + 30 от +5 до + 50 от +5 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-97): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-07): - 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: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более УСПД RTU-325Т: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, 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 Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	50000 72 80000 72 120000 72 35000 24 55000 24 100000 24 0,99 1 45

Продолжение таблицы 7

1	2
ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- 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
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 П*	12 шт.
Трансформаторы тока	ТВГ-УЭТМ	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	10 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	20 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35А-У1	2 шт.
Трансформаторы тока	ТГМ	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	12 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	8 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	7 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66 УЗ	1 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	24 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	6 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325Т	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Сервер точного времени	СТВ-01	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.212.ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Томской области», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

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

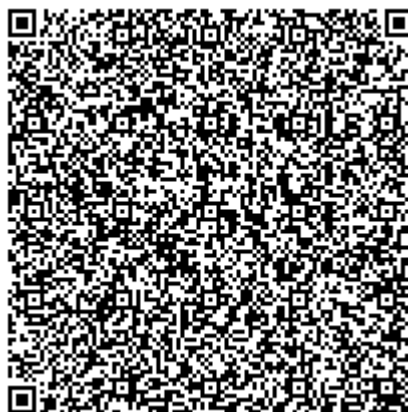
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

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 инвестиционно-инжиниринговая группа «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)
Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15
Телефон: +7 (982) 282-82-82
Факс: +7 (982) 282-82-82
E-mail: carneol@bk.ru
Регистрационный № RA.RU.312601 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации, дата внесения 06.12.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 869

Регистрационный № 85151-22

Лист № 1
Всего листов 33

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Волгоградской 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 счётчики активной и реактивной электрической энергии (счётчики), 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» (основные и/или резервные) и ПАО «ФСК ЕЭС»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя серверы ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), 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.

АИИС КУЭ, включающая ИК №№ 51-52, состоит из двух уровней:

1-й уровень – ИИК, включает в себя ТТ, ТН, счётчики, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – ИВК, включает в себя серверы ПАО «ФСК ЕЭС» и ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», 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 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 ПО «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 №№ 1-28 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Допускается опрос счётчиков в составе ИК №№ 1-28 любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее по основному каналу 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 или УСПД счетчики ИК №№1-28 опрашиваются по резервному с использованием каналобразующего 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 №№ 29-50, №№ 53-55 по проводным линиям связи (интерфейс RS-485) поступает на входы УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации. Далее по выделенному (основному) каналу связи данные с УСПД передаются на сервер ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется оформление отчетных документов. При отказе основного канала связи опрос выполняется по резервному. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически опрашивает счётчики в составе ИК №51-52 с помощью выделенного (основного) канала связи. При отказе основного канала опрос счётчиков выполняется по резервному.

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, СТВ-01 или 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 №№ 1-28 синхронизируются от УСПД ОАО «РЖД» (основных и/или резервных). 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 – 28 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи. 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 №№ 29 – 50, №№ 53-55 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).

Счётчики ИК №№ 51-52 синхронизируются от сервера ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов происходит при каждом сеансе связи. 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).

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 - 7.

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	СОЕВ		
1	2	3		4		5	6		
1	ПС 110 кВ Волжская- тяговая, ввод 110 кВ Т-1 (ВЛ-110 кВ №265)	ТТ	КТ=0,2 КТТ=300/5 №15651-96	A	TG 145	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17		
				B	TG 145				
				C	TG 145				
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1				
				B	НКФ-110-57 У1				
				C	НКФ-110-57 У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
		2	ПС 110 кВ Волжская- тяговая, ввод 110 кВ Т-1 (ВЛ-110 кВ №211)	ТТ	КТ=0,2 КТТ=300/5 №15651-96			A	TG 145
								B	TG 145
C	TG 145								
ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94			A	НКФ-110-57 У1				
				B	НКФ-110-57 У1				
				C	НКФ-110-57 У1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06			A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Жугово-тяговая, ВЛ 110 кВ Заливская – ЭЧЭ-24 РЖД (Ввод №2 ВЛ 110 кВ № 94)	ТТ	КТ=0,2 КТТ=300/5 №15651-96	A	TG 145	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	TG 145		
				C	TG 145		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
4	ПС 110 кВ Жугово-тяговая, ВЛ 110 кВ Заливская – ЭЧЭ-24 РЖД (Ввод №1 ВЛ 110 кВ № 95)	ТТ	КТ=0,2 КТТ=300/5 №15651-96	A	TG 145		
				B	TG 145		
				C	TG 145		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5Ксч=1№31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
5	ПС 110 кВ Зензеватка - тяговая, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №61432-15	A	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-110		
				B	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-110		
				C	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Зензеватка - тяговая, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №61432-15	A	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-110	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-110		
				C	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
7	ПС 110 кВ Зензеватка, ВЛ- 110 кВ №464	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №26422-04	A	ТФЗМ 110Б-IV		
				B	ТФЗМ 110Б-IV		
				C	ТФЗМ 110Б-IV		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №1188-84,1188-84, №14205-94	A	НКФ110-83У1		
				B	НКФ110-83У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4			
8	ПС 110 кВ Зензеватка, ВЛ- 110 кВ №465	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №26422-04	A	ТФЗМ 110Б-IV		
				B	ТФЗМ 110Б-IV		
				C	ТФЗМ 110Б-IV		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94, 1188-84, 1188-84	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ110-83У1		
				C	НКФ110-83У1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Зензеватка, ОВ-110 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №26422-04	А	ТФЗМ 110Б-IV	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТФЗМ 110Б-IV		
				С	ТФЗМ 110Б-IV		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94, 1188-84, 1188-84	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ110-83У1		
				С	НКФ110-83У1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4			
10	ПС 220 кВ Иловля-2, ВЛ 220 кВ Волга - Иловля-2 - Арчеда (ВЛ 220 кВ Волга - Иловля-2)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №61432-15	А	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-220		
				В	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-220		
				С	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-220		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №52061-12	А	ЗНГА-220		
				В	ЗНГА-220		
				С	ЗНГА-220		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
11	ПС 220 кВ Иловля-2, ВЛ 220 кВ Волга - Иловля-2 - Арчеда (ВЛ 220 кВ Арчеда - Иловля-2)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №61432-15	А	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-220		
				В	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-220		
				С	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-220		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №52061-12	А	ЗНГА-220		
				В	ЗНГА-220		
				С	ЗНГА-220		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
12	ПС 220 кВ Иловля-2, ВЛ 110 кВ Иловля-2 - Котлубань №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ №56)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №26422-04	А	ТФЗМ 110Б-IV	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТФЗМ 110Б-IV		
				С	ТФЗМ 110Б-IV		
		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					
13	ПС 220 кВ Иловля-2, ВЛ 110 кВ Иловля-2 - Котлубань №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ №543)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №26422-04	А	ТФЗМ 110Б-IV		
				В	ТФЗМ 110Б-IV		
				С	ТФЗМ 110Б-IV		
		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					
14	ПС 220 кВ Иловля-2, ВЛ 110 кВ Лог - Иловля-2 №1 с отпайкой на ПС Иловля (ВЛ 110 кВ №545)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №26422-04	А	ТФЗМ 110Б-IV		
				В	ТФЗМ 110Б-IV		
				С	ТФЗМ 110Б-IV		
		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					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6			
15	ПС 220 кВ Иловля-2, ВЛ 110 кВ Лог - Иловля-2. №2 с отпайкой на ПС Иловля (ВЛ 110 кВ №552)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №26422-06	A	ТФЗМ 110Б-IV	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12			
				B	ТФЗМ 110Б-IV					
				C	ТФЗМ 110Б-IV					
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1			ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14	
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4						Метроном-50М Пер. № 68916-17
		ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №26422-06	A	ТФЗМ 110Б-IV					
				B	ТФЗМ 110Б-IV					
C	ТФЗМ 110Б-IV									
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								
17	ТПС 220 кВ Канальная, ВЛ 220 кВ Южная-Канальная I цепь (ВЛ 220 кВ Канальная-1)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =300/5 №15651-96	A	TG 245					
				B	TG 245					
				C	TG 245					
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1					
				B	НАМИ-220 УХЛ1					
				C	НАМИ-220 УХЛ1					
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4						

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
18	ТПС 220 кВ Канальная, ВЛ 220 кВ Южная- Канальная II цепь (ВЛ 220 кВ Канальная-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 № 15651-96	A	TG 245	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	TG 245		
				C	TG 245		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
19	ТПС 110 кВ Котельниково, ВЛ-110 кВ Котельниково - ЭЧЭ-25 РЖД №2 (ВЛ 110 кВ Тяговая 2 (Ввод Т-1))	ТТ	КТ=0,2 КТТ=300/5 №15651-96	A	TG 145		
				B	TG 145		
				C	TG 145		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-05	A	НКФ-110-57		
				B	НКФ-110-57		
				C	НКФ-110-57		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
20	ТПС 110 кВ Котельниково, ВЛ-110 кВ Котельниково - ЭЧЭ-25 РЖД №1 (ВЛ 110 кВ Тяговая 1 (Ввод Т-2))	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №61432-15,15651-96, 15651-96	A	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-110		
				B	TG 145		
				C	TG 145		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-05	A	НКФ-110-57		
				B	НКФ-110-57		
				C	НКФ-110-57		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6				
21	ПС 110 кВ Котлубань- тяговая, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =300/5 №15651-96	A	TG 145	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17				
				B	TG 145						
				C	TG 145						
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	A	HKФ-110-57 У1						
				B	HKФ-110-57 У1						
				C	HKФ-110-57 У1						
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4							
		22	ПС 110 кВ Котлубань- тяговая, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =300/5 №15651-96, 61432-15, 15651-96			A	TG 145	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
								B	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-110		
C	TG 145										
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94			A	HKФ-110-57 У1						
				B	HKФ-110-57 У1						
				C	HKФ-110-57 У1						
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06			A1802RALQ-P4GB-DW-4							
23	ПС 110 кВ Петров Вал- тяговая, ВЛ 110 кВ Петров Вал-Петров Вал-Тяговая (ВЛ 110 кВ №440)			ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17		
						B	ТГФМ-110 II*				
		C	ТГФМ-110 II*								
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	A	HKФ-110-57 У1						
				B	HKФ-110-57 У1						
				C	HKФ-110-57 У1						
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Петров Вал- тяговая, ВЛ 110 кВ Петров Вал-Тяговая-Таловка (ВЛ 110 кВ №463)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
25	ПП 110 кВ М.Горького, отпайка ВЛ 110 кВ Садовая - ПП М.Горького (ВЛ 110 кВ №71)	ТТ	КТ=0,2 КТТ=600/5 №15651-96	A	TG 145		
				B	TG 145		
				C	TG 145		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №15853-96	A	CPB 123		
				B	CPB 123		
				C	CPB 123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
26	ПП 110 кВ М.Горького, отпайка ВЛ 110 кВ Садовая - Советская (ВЛ 110 кВ №72)	ТТ	КТ=0,2 КТТ=600/5 №15651-96	A	TG 145		
				B	TG 145		
				C	TG 145		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №15853-96	A	CPB 123		
				B	CPB 123		
				C	CPB 123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
27	ПП 110 кВ М.Горького, ввод 1, ВЛ 110 кВ Гумрак-ПП М.Горького (ВЛ 110 кВ № 70)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №15651-96	A	TG 145	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	TG 145		
				C	TG 145		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №15853-96	A	CPB 123		
				B	CPB 123		
				C	CPB 123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
28	ПП 110 кВ М.Горького, ввод 2, ВЛ 110 кВ Гумрак-ПП М.Горького (ВЛ 110 кВ № 70)	ТТ	КТ=0,2 КТТ=600/5 №15651-96	A	TG 145		
				B	TG 145		
				C	TG 145		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №15853-96	A	CPB 123		
				B	CPB 123		
				C	CPB 123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
29	ПС 220 кВ Арчеда, ВЛ 220 кВ Волга - Иловля-2 - Арчеда	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №68636-17	A	ТВ-220, мод. ТВ-220/25 У2	TK16L.31 Рег. №36643-07	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12 СТВ-01 Рег. № 49933-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				B	ТВ-220, мод. ТВ-220/25 У2		
				C	ТВ-220, мод. ТВ-220/25 У2		
		ТН	КТ=0,5 КТН=220000/√3/100/√3 №14626-95	A	НКФ-220-58 У1		
				B	НКФ-220-58 У1		
				C	НКФ-220-58 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL					
30	ПС 220 кВ Арчеда, ОМВ-220	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №52260-12	A	ТГФМ-220		
				B	ТГФМ-220		
				C	ТГФМ-220		
		ТН	КТ=0,5 КТН=220000/√3/100/√3 №14626-95	A	НКФ-220-58 У1		
				B	НКФ-220-58 У1		
				C	НКФ-220-58 У1		
			КТ=0,5 КТН=220000/√3/100/√3 №14626-95	A	НКФ-220-58 У1		
				B	НКФ-220-58 У1		
				C	НКФ-220-58 У1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
31	ПС 500 кВ Волга, ВЛ 220 кВ Волга - Иловля-2 - Арчеда	ТТ	КТ=0,2S КТТ=2000/1 №23747-02	A	СА 245	RTU-325 Рег. №37288-08	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12 СТВ-01 Рег. № 49933-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	СА 245		
				C	СА 245		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ, мод. НАМИ-220		
				B	НАМИ, мод. НАМИ-220		
				C	НАМИ, мод. НАМИ-220		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-20	A1802RAL-P4GB-DW-4			
32	ПС 500 кВ Волга, ОВВ-220 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=2000/1 №64844-16	A	ТФНД-220		
				B	ТФНД-220		
				C	ТФНД-220		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ, мод. НАМИ-220		
				B	НАМИ, мод. НАМИ-220		
				C	НАМИ, мод. НАМИ-220		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ, мод. НАМИ-220		
				B	НАМИ, мод. НАМИ-220		
				C	НАМИ, мод. НАМИ-220		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-20	A1802RAL-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6	
33	ПС 220 кВ Волжская, ВЛ 110 кВ Волжская-Тяговая Ж.Д. (ВЛ 110 кВ №211)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=800/5 №52261-12	А	ТГФМ-110	ТК16L.31 Пер. № 36643-07	РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12	
				В	ТГФМ-110			
				С	ТГФМ-110			
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ, мод. НАМИ-110			
				В	НАМИ, мод. НАМИ-110			
				С	НАМИ, мод. НАМИ-110			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL						
34	ПС 220 кВ Волжская, ОВ 110 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №2793-71	А	ТФЗМ-110Б-ІУ1			Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТФЗМ-110Б-ІУ1			
				С	ТФЗМ-110Б-ІУ1			
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ, мод. НАМИ-110			
				В	НАМИ, мод. НАМИ-110			
				С	НАМИ, мод. НАМИ-110			
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ, мод. НАМИ-110			
				В	НАМИ, мод. НАМИ-110			
				С	НАМИ, мод. НАМИ-110			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL				

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
35	ПС 220 кВ Гумрак, ВЛ 110 кВ Гумрак-ППИ М.Горького (ВЛ 110 кВ №70)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №30489-09	A	TG мод. TG145	TK16L.31 Рег. № 36643-07	PCTB-01-01 Рег. № 40586-12 СТВ-01 Рег. № 49933-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				B	TG мод. TG145				
				C	TG мод. TG145				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №15853-06	A	CPB 72-800, мод. CPB 123				
				B	CPB 72-800, мод. CPB 123				
				C	CPB 72-800, мод. CPB 123				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL							
36	ПС 220 кВ Гумрак, ОВ-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1200/5 №30489-09	A	TG мод. TG145			TK16L.31 Рег. № 36643-07	PCTB-01-01 Рег. № 40586-12 СТВ-01 Рег. № 49933-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	TG мод. TG145				
				C	TG мод. TG145				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №15853-06	A	CPB 72-800, мод. CPB 123				
				B	CPB 72-800, мод. CPB 123				
				C	CPB 72-800, мод. CPB 123				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL							
37	ПС 220 кВ Заливская, ВЛ 110 кВ Заливская - ЭЦЭ-24 РЖД (ВЛ 110 кВ № 94)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №16023-97	A	ТФМ-110	TK16L.31 Рег. № 36643-07	PCTB-01-01 Рег. № 40586-12 СТВ-01 Рег. № 49933-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				B	ТФМ-110				
				C	ТФМ-110				
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №1188-84	A	HKФ110-83У1				
				B	HKФ110-83У1				
				C	HKФ110-83У1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
38	ПС 220 кВ Заливская, ВЛ 110 кВ Заливская - ЭЦЭ-24 РЖД (ВЛ 110 кВ № 95)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №16023-97	А	ТФМ-110	TK16L.31 Рег. № 36643-07	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12 СТВ-01 Рег. № 49933-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТФМ-110		
				С	ТФМ-110		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №1188-84	А	НКФ110-83У1		
				В	НКФ110-83У1		
				С	НКФ110-83У1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL			
39	ПС 220 кВ Заливская, ячейка 110 кВ АТ-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №16023-97	А	ТФМ-110	TK16L.31 Рег. № 36643-07	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12 СТВ-01 Рег. № 49933-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТФМ-110		
				С	ТФМ-110		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №1188-84	А	НКФ110-83У1		
				В	НКФ110-83У1		
				С	НКФ110-83У1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL			
40	ПС 220 кВ Заливская, ячейка 110 кВ Т-3	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/5 №52261-12	А	ТГФМ-110	TK16L.31 Рег. № 36643-07	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12 СТВ-01 Рег. № 49933-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №1188-84	А	НКФ110-83У1		
				В	НКФ110-83У1		
				С	НКФ110-83У1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
41	ПС 220 кВ Заливская, ОВ-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=500/5 №52261-12	A	ТГФМ-110	TK16L.31 Рег. № 36643-07	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12 СТВ-01 Рег. № 49933-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №1188-84	A	НКФ110-83У1		
				B	НКФ110-83У1		
				C	НКФ110-83У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №1188-84	A	НКФ110-83У1		
				B	НКФ110-83У1		
				C	НКФ110-83У1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL			
42	ПС 220 кВ Заливская, Ячейка 35 кВ Т-3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №59982-15	A	ТГМ		
				B	ТГМ		
				C	ТГМ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6	
43	ПС 220 кВ Заливская, КРУН 10 кВ, Ячейка 10 кВ Т-3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	TK16L.31 Пер. № 36643-07		
				В	ТВЛМ-10			
				С	ТВЛМ-10			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3			
				В				
				С				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL						
44	ПС 220 кВ Котельниково, ОРУ 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Котельниково- ЭЧЭ-25 РЖД №1 (ВЛ 110 кВ Тяговая 1)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	TK16L.31 Пер. № 36643-07		
				В	ТГФМ-110			
				С	ТГФМ-110			
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №80014-20, 1188-84, 80014-20	А	НКФ-110-57 У1			
				В	НКФ-110-83У1			
				С	НКФ-110-57 У1			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-20	A1802RAL-P4GB-DW-4				
		45	ПС 220 кВ Котельниково, ОРУ 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Котельниково- ЭЧЭ-25 РЖД №2 (ВЛ 110 кВ Тяговая 2)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №52261-12		А	ТГФМ-110
							В	ТГФМ-110
С	ТГФМ-110							
ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №80014-20			А	НКФ-110-57 У1			
				В	НКФ-110-57 У1			
				С	НКФ-110-57 У1			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-20			A1802RAL-P4GB-DW-4				

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
46	ПС 220 кВ Котельниково, ВЛ 110 кВ Компрессорная-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=30/1 №32002-06	A	IMB 72-800, мод. IMB 123	TK16L.31 Рег. № 36643-07	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12 СТВ-01 Рег. № 49933-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				B	IMB 72-800, мод. IMB 123				
				C	IMB 72-800, мод. IMB 123				
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №80014-20,1188-84,80014-20	A	НКФ-110-57 У1				
				B	НКФ110-83У1				
				C	НКФ-110-57 У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-20	A1802RAL-P4GB-DW-4					
		47	ПС 220 кВ Котельниково, ВЛ 110 кВ Компрессорная-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=30/1 №32002-06			A	IMB 72-800, мод. IMB 123
								B	IMB 72-800, мод. IMB 123
C	IMB 72-800, мод. IMB 123								
ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №80014-20			A	НКФ-110-57 У1				
				B	НКФ-110-57 У1				
				C	НКФ-110-57 У1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-20			A1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
48	ПС 220 кВ Котельниково, ОВ 110 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=500/1 №52261-12	A	ТГФМ-110	TK16L.31 Пер. № 36643-07	РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №80014-20	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №80014-20,1188-84,80014-20	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ110-83У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-20	A1802RAL-P4GB-DW-4			
49	ПС 220 кВ Петров Вал, ВЛ 110 кВ Петров Вал-Петров Вал-Тяговая (ВЛ 110 кВ №440)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №52261-12	A	ТГФМ-110	TK16L.31 Пер. № 36643-07	Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-05, 80015-20, 14205-05	A	НКФ-110-57		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
50	ПС 220 кВ Петров Вал, ОВ 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №52261-12	A	ТГФМ-110	ТК16L.31 Рег. № 36643-07	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12 СТВ-01 Рег. № 49933-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-05	A	НКФ-110-57		
				B	НКФ-110-57		
				C	НКФ-110-57		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-05,80015-20, 14205-05	A	НКФ-110-57		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL			
51	ПС 220 кВ Таловка, ВЛ 110 кВ Петров Вал-Тяговая-Таловка (ВЛ 110 кВ № 463)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №2793-71	A	ТФЗМ-110Б-ІУ1	-	
				B	ТФЗМ-110Б-ІУ1		
				C	ТФЗМ-110Б-ІУ1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №1188-84	A	НКФ110-83У1		
				B	НКФ110-83У1		
				C	НКФ110-83У1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
52	ПС 220 кВ Таловка, ОВ 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №52261-12	A	ТГФМ-110	-	РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 СТВ-01 Пер. № 49933-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №1188-84	A	НКФ110-83У1		
				B	НКФ110-83У1		
				C	НКФ110-83У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №1188-84	A	НКФ110-83У1		
				B	НКФ110-83У1		
				C	НКФ110-83У1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL			
53	ПС 500 кВ Южная, ВЛ 220 кВ Южная - Канальная I цепь (ВЛ 220 кВ Канальная-1)	ТТ	КТ=0,2 КТТ=1000/1 №15651-96	A	TG 245	RTU-325 Пер. №37288-08	
				B	TG 245		
				C	TG 245		
		ТН	КТ=0,5 КТН=220000/√3/100/√3 №23743-02	A	DFK 245		
				B	DFK 245		
				C	DFK 245		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P4B-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
54	ПС 500 кВ Южная, ВЛ 220 кВ Южная - Канальная II цепь (ВЛ 220 кВ Канальная-2)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/1 №15651-12	A	TG 245	RTU-325 Пер. №37288-08	РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 СТВ-01 Пер. № 49933-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	TG 245		
				C	TG 245		
		ТН	КТ=0,5 КТН=220000/√3/100/√3 №83189-21	A	НКФ-220-58		
				B	НКФ-220-58		
				C	НКФ-220-58		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P4B-4					
55	ПС 500 кВ Южная, ОРУ 220 кВ, ОВВ-220 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 № 75894-19	A	TG		
				B	TG		
				C	TG		
		ТН	КТ=0,5 КТН=220000/√3/100/√3 №23743-02	A	ДФК 245		
				B	ДФК 245		
				C	ДФК 245		
		ТН	КТ=0,5 КТН=220000/√3/100/√3 №83189-21	A	НКФ-220-58		
				B	НКФ-220-58		
				C	НКФ-220-58		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P4B-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	3	4
1-4, 19, 21, 22, 25, 26, 28, 53	Активная	0,8	2,4
	Реактивная	1,5	1,7
5, 6, 20, 23, 24, 55	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
7-9, 27, 54	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
10, 11, 31	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
12-18	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,0	2,7
29, 37-39, 42, 43, 51	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,5	4,3
30, 40, 41, 49, 50, 52	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,8	3,5
32	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,0	2,8
33, 35, 36	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,4	3,5
34	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,2	4,2
44-47	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
48	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,8
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} cosφ = 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 $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, 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 $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД RTU-325 - для УСПД ТК16L - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от -40 до +35 от -40 до +60 от 0 до +75 от -10 до +60 от -20 до +60 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40 от +10 до +30 от +5 до +50

Продолжение таблицы 7

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 50000 - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 72 счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 120000 - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 72 счетчики электроэнергии EPQS: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 70000 - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 72 УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 40000 - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 24 УСПД RTU-325: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 100000 - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 24 УСПД ТК16L: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 55000 - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 24 УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 100000 - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 24 ИВК: - коэффициент готовности, не менее 0,99 - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 1	
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее 45 ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее 45 ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее 3,5	

Надежность системных решений:

- 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	СА 245	3
Трансформатор тока	IMB 123	6
Трансформатор тока	TG	9
Трансформатор тока	TG 145-420	43
Трансформатор тока	TG 145/170/245/362/420	3
Трансформатор тока	ТВ-220	3
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	3
Трансформатор тока	ТГМ	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110	27

Продолжение таблицы 8

1	2	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110 II*	6
Трансформатор тока	ТГФМ-220	3
Трансформатор тока	ТОГФ (II), мод. ТОГФ-110	8
Трансформатор тока	ТОГФ (II), мод. ТОГФ-220	6
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-IV	24
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-IY1	6
Трансформатор тока	ТФМ-110	9
Трансформатор тока	ТФНД-220	3
Трансформаторы напряжения	СРВ 123	6
Трансформаторы напряжения	СРВ 72-800, мод. СРВ 123	3
Трансформаторы напряжения	ДФК 245	3
Трансформаторы напряжения	ЗНГА-220	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ, мод. НАМИ-220	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ, мод. НАМИ-110	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	11
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	38
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	17
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58 У1	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66У3	1
Счётчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАльфа	6
Счетчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные	Альфа А1800	32
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕРQS	17
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	2
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	2
Устройства сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	TK16L	6
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер точного времени	Метроном-50М	2
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Комплексы измерительно-вычислительные	СТВ-01	1
Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1
Формуляр	13526821.4611.188.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 Волгоградской области», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Волгоградской 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 инвестиционно-инжиниринговая группа «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

ИНН 7456013961

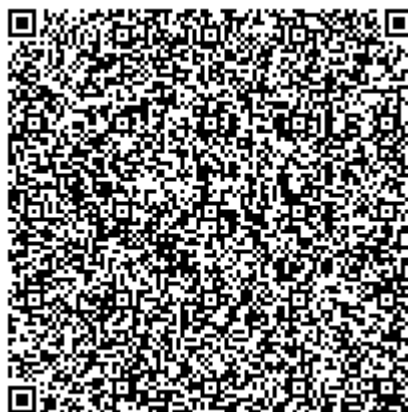
Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15

Телефон: +7 (982) 282-82-82

Факс: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Аттестат аккредитации ООО ИИГ «КАРНЕОЛ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312601 от 06.12.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 869

Регистрационный № 85152-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-172

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-172 (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), 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 с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера ИВК информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Передача результатов измерений от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 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 и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчика с часами сервера на величину более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-172.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные 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

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 электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ			Границы допус- каемой основной относительной погрешности (±δ), %	Границы допуска- емой относитель- ной погрешности в рабочих усло- виях (±δ), %
1	ГРЩ 0,4 кВ ТК- 172 Лента, Ввод 1 0,4 кВ	СТ-12 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 26070-06 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13	HP Pro- Liant DL160 Gen10	Актив- ная	1,0	3,2
				Реактив- ная			2,1	5,6	
2	ГРЩ 0,4 кВ ТК- 172 Лента, Ввод 2 0,4 кВ	СТ-12 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 26070-06 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,2
				Реактив- ная			2,1	5,6	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

- В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого 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
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 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 $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: 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	165000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 30 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;
коррекции времени в счетчиках;
формирование событий по результатам автоматической самодиагностики;
отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадаания и восстановления напряжения;
перерывы питания с фиксацией времени пропадаания и восстановления.

- журнал сервера:
изменение значений результатов измерений;
изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
пропадания питания;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками;
замены счетчика;
полученные с уровня ИИК «Журналы событий».
- 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	СТ	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	HP ProLiant DL160 Gen10	1
Паспорт-формуляр	ЛНТА.411711.002.ПФ.030	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-172», 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) ООО «Лента» ТК-172

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 «Лента» (ООО «Лента»)

ИНН 7814148471

Адрес: 197374, г. Санкт-Петербург, ул. Савушкина, д. 112, литера Б

Телефон (факс): (812) 380-61-31

Web-сайт: lenta.com

E-mail: info@lenta.com

Испытательный центр

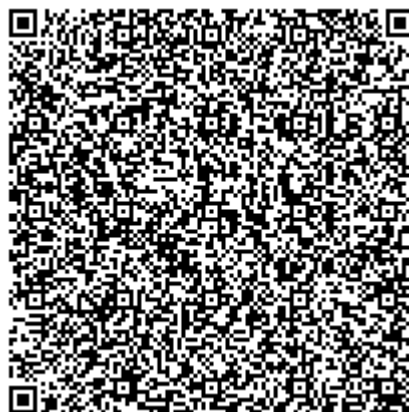
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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 «6» апреля 2022 г. № 869

Регистрационный № 85153-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Берикап» (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 с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), 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.

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

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (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 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 с УСВ осуществляется 1 раз в 6 часов. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний с УСВ более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется 1 раз в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами сервера более ± 2 с.

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

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение										
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrol-ogy.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroNSI.dll	VerifyTime.dll	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0										
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5										

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	ПС Кварц 110/10 кВ РУ-10 кВ 1 СШ яч. 1021	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР ProLiant DL140 G3	Актив- ная	0,9	1,7	
							Реак- тивная	1,6	2,9	
2	ПС Кварц 110/10 кВ РУ-10 кВ 2 СШ яч. 1020	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	0,9	1,7	
							Реак- тивная	1,6	2,9	
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 указана для тока 2 % 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 аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого 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
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: 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 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 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	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	HP ProLiant DL140 G3	1
Формуляр	12.2021.Берикап-АУ.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Берикап», 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) ООО «Берикап»

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

Акционерное общество «Энергосбытовая компания РусГидро» (АО «ЭСК РусГидро»)
ИНН 7804403972

Адрес: 117393, г. Москва, ул. Архитектора Власова, д. 51

Телефон: (495) 983-33-28

Web-сайт: www.esc.rushydro.ru

E-mail: esc@rushydro.ru

Испытательный центр

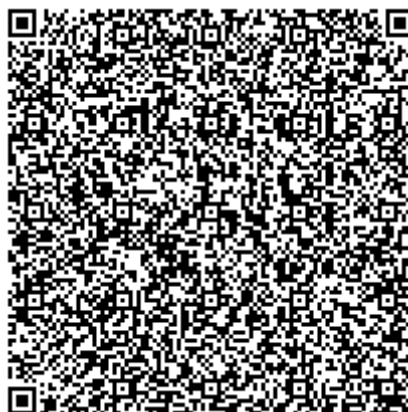
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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 «6» апреля 2022 г. № 869

Регистрационный № 85154-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-63

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-63 (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), 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 с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера ИВК информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Передача результатов измерений от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 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 и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчика с часами сервера на величину более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-63.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные 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

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	УССВ			Границы допускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	ГРЩ 0,4 кВ ТК- 63 Лента, Ввод 1 0,4 кВ	СТ8 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 26070-06 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1115210629 Рег. № 50460-18	УССВ-2 Рег. № 54074-13	HP Pro- Liant DL160 Gen10	Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,6
2	ГРЩ 0,4 кВ ТК- 63 Лента, Ввод 2 0,4 кВ	СТ8 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 26070-06 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1115210167 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,6
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 указана для тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.
4. Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого 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	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 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 $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: 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	165000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	45 30

Продолжение таблицы 3

1	2
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;
коррекции времени в счетчиках;
формирование событий по результатам автоматической самодиагностики;
отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадаания и восстановления напряжения;
перерывы питания с фиксацией времени пропадаания и восстановления.
- журнал сервера:
изменение значений результатов измерений;
изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
пропадаания питания;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками;
замены счетчика;
полученные с уровня ИИК «Журналы событий».

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	СТ8	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	HP ProLiant DL160 Gen10	1
Паспорт-формуляр	ЛНТА.411711.002.ПФ.009	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-63», 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) ООО «Лента» ТК-63

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 «Лента» (ООО «Лента»)

ИНН 7814148471

Адрес: 197374, г. Санкт-Петербург, ул. Савушкина, д. 112, литера Б

Телефон (факс): (812) 380-61-31

Web-сайт: lenta.com

E-mail: info@lenta.com

Испытательный центр

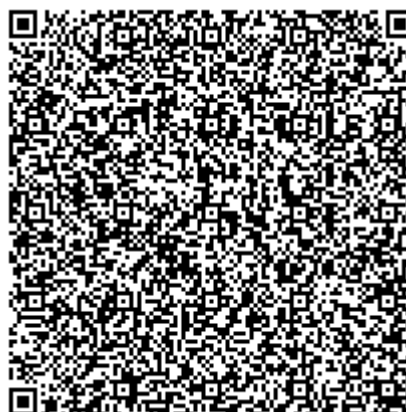
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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 «6» апреля 2022 г. № 869

Регистрационный № 85155-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Адва» 2022

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Адва» 2022 (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 с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую 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.

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

Передача информации от уровня ИВК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с действующими требованиями к предоставлению информации.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера 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 с УСВ осуществляется 1 раз в сутки. Корректировка часов сервера производится при наличии расхождения.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется 1 раз в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера на величину ± 2 с и более.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре-паспорте на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Адва» 2022.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». 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.

Таблица 1 – Идентификационные данные (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

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 35 кВ НС-16, РУ-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч.12, КЛ-10 кВ НС-16-12	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фаза: ABC	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Lenovo IdeaCentre V520s 10NM004TR U	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
2	ТП-810п 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, 1СШ-0,4 кВ, Ввод 1	Т-0,66 М УЗ Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,6
3	ТП-810п 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2СШ-0,4 кВ, Ввод 2	Т-0,66 М УЗ Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,6
4	ТП-2918п 6 кВ, РУ-6 кВ, 1СШ-6 кВ, яч. Т1	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 47583-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ТП-2918п 6 кВ, РУ-6 кВ, 2СШ-6 кВ, яч. Т2	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 47583-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Lenovo IdeaCentre V520s 10NM004TRU	Актив- ная	1,3	3,4
6	ПС АС-1 110/35/10 кВ, КРУН 10 кВ, яч. 106	ТОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-97 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Реак- тивная	2,5	5,7
							Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
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 указана для ИК № 6 для тока 5 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 2 % 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 аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого 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
Количество ИК	6
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 6 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 6 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 температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17): 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	165000 2 220000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 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 счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и сервере.

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:
счетчика 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.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-ЭК-10	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	6
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	Lenovo IdeaCentre V520s 10NM004TRU	1
Формуляр-паспорт	РДБМ.422231.008.00.01-ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Адва» 2022», 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) ООО «Адва» 2022

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 «Адва» (ООО «Адва»)

ИНН 3443923606

Адрес: 346703, Ростовская область, Аксайский район, хутор Ленина, улица Логопарк, дом 1, корпус 1

Телефон: (861) 205-05-95

Web-сайт: www.a2group.ru

E-mail: office@a2group.ru

Испытательный центр

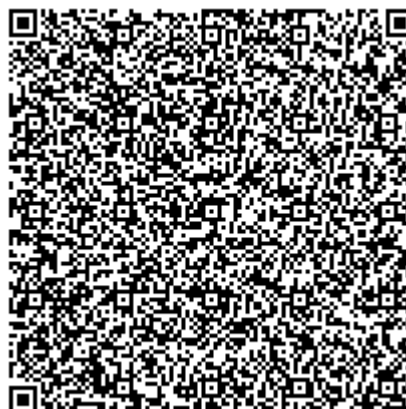
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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 «6» апреля 2022 г. № 869

Регистрационный № 85156-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-25

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-25 (далее – резервуары) предназначены для измерений объема нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой стальные металлические сосуды в форме горизонтального цилиндра с коническими днищами подземного расположения.

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью или нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего объему согласно градуировочной таблице.

Заводской номер наносится на титульный лист паспорта резервуара печатным методом.

Место расположения резервуаров приведено в таблице 1.

Таблица 1 – Место расположения резервуаров

Тип	Заводской номер	Место расположения резервуаров
РГС-25	1	Приморский край, г. Владивосток, ул. Александровича, д. 87
	2	

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Эскиз резервуара представлен на рисунке 1.

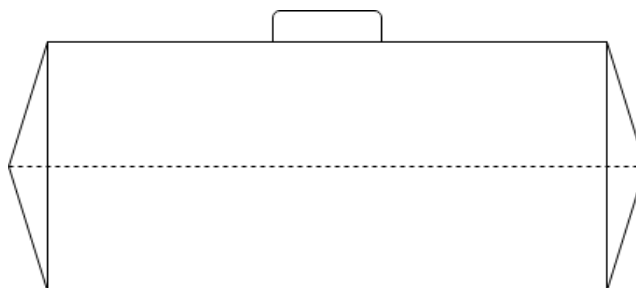


Рисунок 1 – Эскиз резервуара

Горловина резервуара с замерной трубой представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Горловина резервуара

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

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

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -45 до +50 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта резервуара печатным методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность резервуара

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-25	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.
ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-25. Методика поверки	МП 433-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 «Заметки по эксплуатации» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС-25

ГОСТ 17032-2010 Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов.
Технические условия

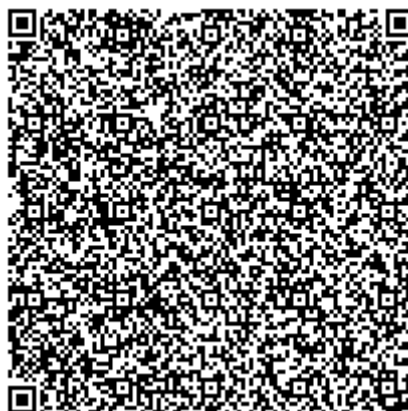
Приказ Росстандарта от 07.02.2018 №256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Управление Федеральной службы безопасности Российской Федерации по Приморскому краю (УФСБ России по Приморскому краю)
ИНН: 2540012484
Адрес: 690090, г. Владивосток, ул. Алеутская, д. 46

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»)
Адрес: Россия, 634012, Томская область, г. Томск, ул. Косарева, д.17а
Аттестат аккредитации ФБУ «Томский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30113-13 от 03.06.2013 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-65

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-65 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляет собой горизонтальные цилиндрические сварные стальные сосуды, оборудованные приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками.

Заводской номер резервуара наносится аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт

Заполнение и опорожнение резервуаров осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Резервуары РГС-65 заводские №№ 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48 расположены: г. Корсаков, ул. Вокзальная, 27, ООО «РН-ВНП», Корсаковская база нефтепродуктов.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РГС-65

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	65
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара от 11 до 63 м ³ , при геометрическом методе, %	± 0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-65	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС-65

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Востокнефтепродукт»
(ООО «РН-ВНП»)
ИНН 2723049957
Адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Тургенева, 46

Испытательный центр

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

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

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312187



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-50

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-50 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные горизонтальные цилиндрические, номинальной вместимостью 50 м³ подземного расположения.

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

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводские номера резервуаров наносятся на крышку люка резервуара.

Резервуары РГС-50 с заводскими номерами 1, 2, 3, 4 расположены по адресу: Тукаевский район, М7, 1070 км, справа, а/д Набережные Челны-Мензелинск, поворот на с/з Татарстан, АЗС №202 ООО «ТАИФ-НК АЗС».

Общий вид резервуаров РГС-50 представлен на рисунках 1, 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

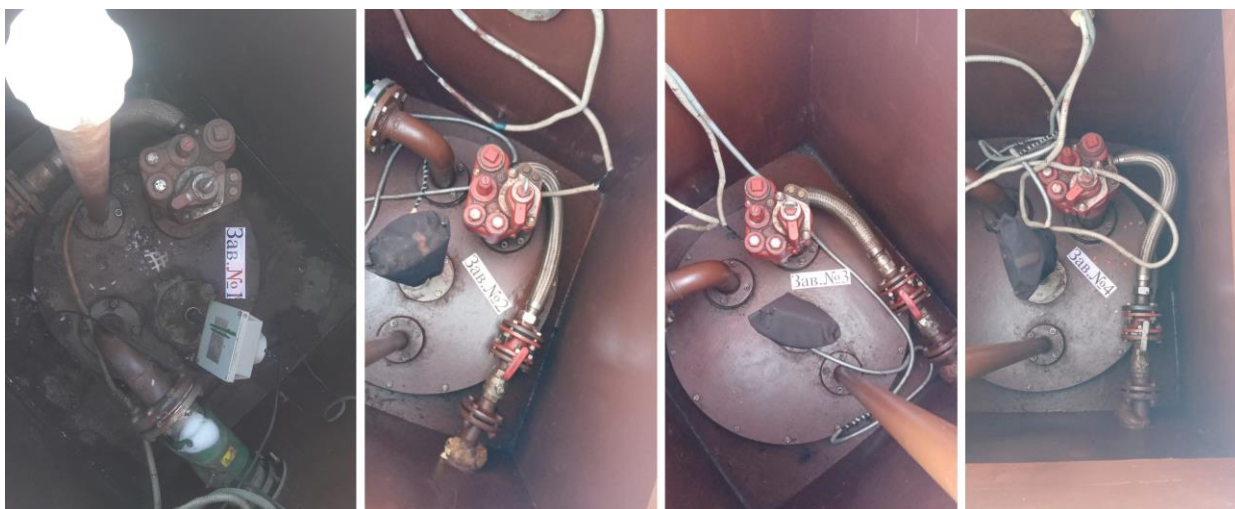


Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РГС-50

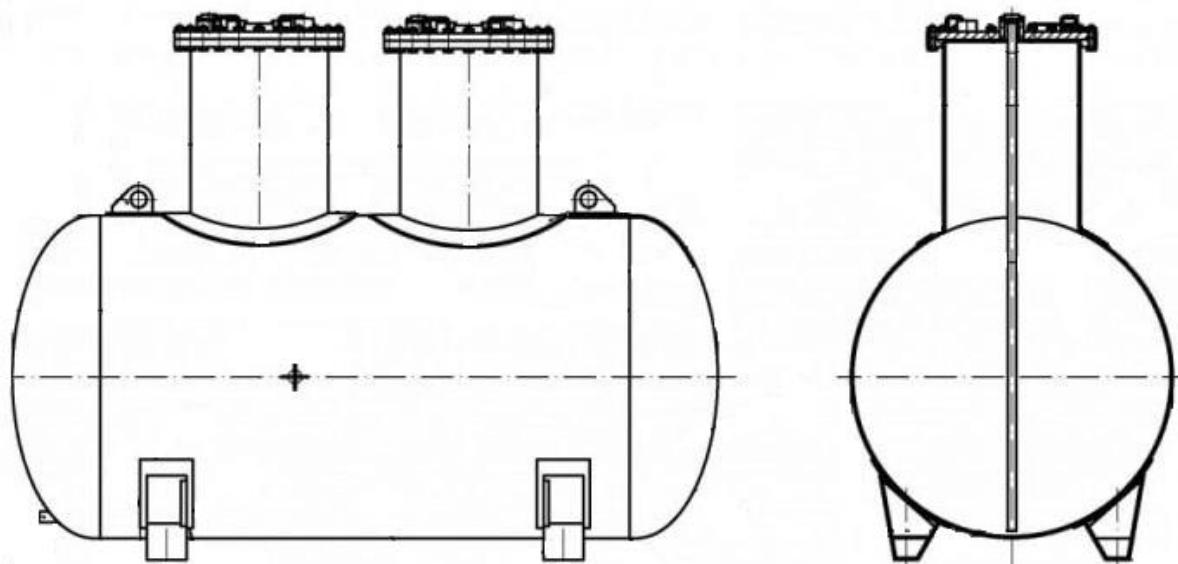


Рисунок 2 – Общий вид резервуаров РГС-50

Пломбирование резервуаров РГС-50 не предусмотрено.

Программное обеспечение

отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	50
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-50	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС-50

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

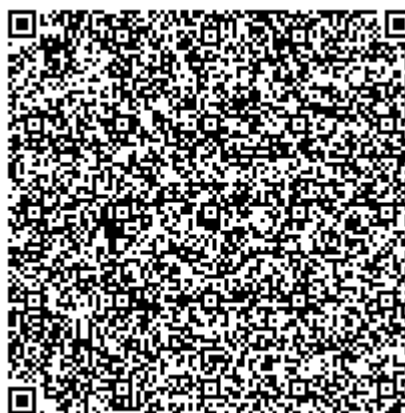
Изготовитель

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

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ» (ООО «МетроКонТ»)
Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51
Телефон: +7 9372834420
Факс +7 (843) 515-00-21
E-mail: trifonovua@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО «МетроКонТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312640 от 01.04.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» апреля 2022 г. № 869

Регистрационный № 85159-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Полуприцепы-цистерны

Назначение средства измерений

Полуприцепы-цистерны (далее по тексту – ППЦ) предназначены для измерений объема, а также для транспортирования и временного хранения нефтепродуктов и неагрессивных жидкостей.

Описание средства измерений

Принцип действия ППЦ основан на их заполнении нефтепродуктом до указателя уровня налива, соответствующего определенному объему нефтепродукта. Слив нефтепродукта производится самотеком или через насос.

ППЦ состоят из сварной цистерны, имеющей в поперечном сечении круглую форму, установленной на шасси. ППЦ являются транспортными мерами полной вместимости (далее по тексту – ТМ). Для гашения гидравлических ударов во время движения, внутри цистерны ППЦ установлены волнорезы. К верхней части обечайки корпуса цистерны ППЦ приварена заливная горловина с установленным указателем уровня налива.

Технологическое оборудование предназначено для операций налива-слива нефтепродуктов и включает в себя: заливную горловину с указателем уровня; заливной люк, дыхательный клапан, донный клапан, кран шаровой, рукава напорно-всасывающие.

На боковых сторонах и сзади ППЦ имеется надпись «ОГНЕОПАСНО», знак ограничения максимальной скорости и знаки с информационными табличками для обозначения транспортного средства, перевозящего опасный груз.

ППЦ выпущены в 2 модификациях: 964875, SF3B, которые отличаются номинальной вместимостью и технически допустимой максимальной массой.

К ППЦ данного типа относятся:

- полуприцеп-цистерна 964875 зав. № X8A964875D0000018;
- полуприцеп-цистерна SF3B зав. № X8ASF2B38K0000756.

Общий вид ППЦ представлен на рисунках 1 и 2.

Схема пломбировки от несанкционированного изменения положения указателя уровня налива, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 3.

Заводские номера, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра средств измерений, наносятся на маркировочную табличку ударным способом и в паспорт транспортного средства типографским способом.



Рисунок 1 – Общий вид ППЦ 964875 зав. № X8A964875D0000018



Рисунок 2 – Общий вид ППЦ SF3B зав. № X8ASF2B38K0000756

Место нанесения знака поверки

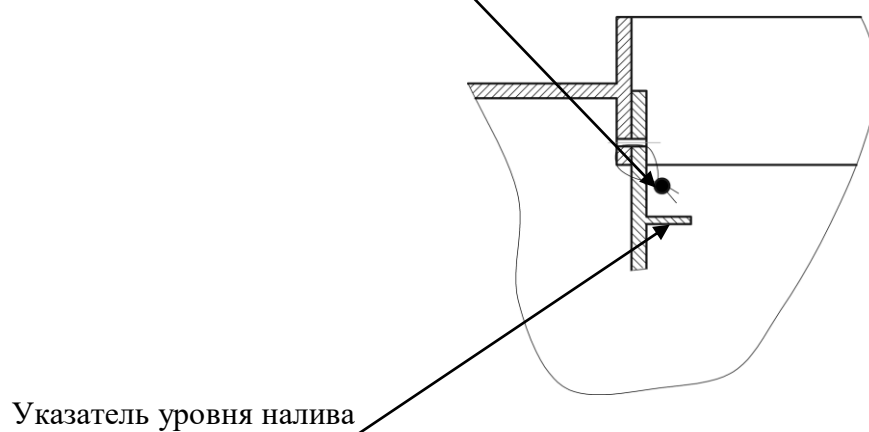


Рисунок 3 – Схема пломбировки от несанкционированного изменения положения указателя уровня налива, обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации	
	964875 зав. № X8A964875D0000018	SF3B зав. № X8ASF2B38K0000756
Номинальная вместимость, м ³	36,5	37,5
Пределы допускаемой относительной погрешности ТМ, %	±0,4	
Разность между номинальной и действительной вместимостью ТМ, %, не более	±1,5	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации	
	964875 зав. № X8A964875D0000018	SF3B зав. № X8ASF2B38K0000756
Технически допустимая максимальная масса, кг, не более	41000	46090
Условия эксплуатации: температура окружающей среды, °С	от -45 до +40	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку ударным способом или в виде наклейки и на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Полуприцеп-цистерна	964875 (SF3B)	1 шт.
Запасные части, инструменты и принадлежности	—	1 комплект
Формуляр	—	1 экз.
Паспорт транспортного средства	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Основные сведения об изделии» формуляра.

Нормативные документы, устанавливающие требования к полуприцепам-цистернам

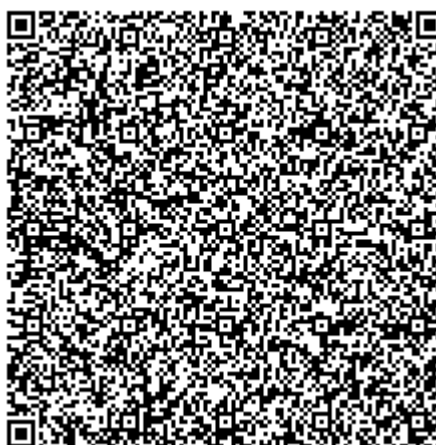
Приказ Росстандарта от 07 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкостив потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Чебоксарское предприятие «Сеспель»
(ЗАО «Чебоксарское предприятие «Сеспель»)
ИНН 2126002786
Адрес: 428021, г. Чебоксары, ул. Ленинградская, д. 36
Телефон: (8352) 22-57-22
Web-сайт: <https://www.sespel.com>
E-mail: zaosespel@yandex.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Омской области» (ФБУ «Омский ЦСМ»)
Адрес: 644116, г. Омск, ул. 24 Северная, д. 117-А
Телефон: (3812) 68-07-99
Web-сайт: <http://csm.omsk.ru>
E-mail: info@ocsm.omsk.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311670



Регистрационный № 85160-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-200

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-200 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляет собой горизонтальные цилиндрические сварные стальные сосуды, оборудованные приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками.

Заполнение и опорожнение резервуаров осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара наносится аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуары РГС-200 заводские №№ Е-1005, Е-1006, Е-1007, Е-1008, Е-1009, Е-1010, Е-1011, Е-1012, V-1030, V-1031, V-1032 расположены: г. Самара, ул. Грозненская, д. 25, АО «Куйбышевский НПЗ».

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	200
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара при геометрическом методе, %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-200	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС-200

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Акционерное общество «Дзержинский завод химического оборудования «ЗАРЯ»
(АО «ДЗХО «ЗАРЯ»)
ИНН 5249078445
Адрес: 606002, Нижегородская обл., г. Дзержинск, ул. Лермонтова, 20

Испытательный центр

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

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

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312187



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-200

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-200 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляет собой горизонтальные цилиндрические сварные стальные сосуды, оборудованные приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Резервуары оборудованы съемным теплоизоляционным покрытием.

Заполнение и опорожнение резервуаров осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара наносится аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуары РГС-200 заводские №№ Е-1020, Е-1021, Е-1022, Е-1023, Е-1024 расположены: г. Самара, ул. Грозненская, д. 25, АО «КНПЗ».

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РГС-200

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение				
	№ Е-1020	№ Е-1021	№ Е-1022	№ Е-1023	№ Е-1024
Номинальная вместимость, м ³	200				
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара РГС-200 от 0,1 до 200 м ³ , при геометрическом методе, %	± 0,25	± 0,25	± 0,25		± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара РГС-200 от 8 до 200 м ³ , при геометрическом методе, %				± 0,25	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-200	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС-200

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Акционерное общество «Димитровградский завод химического машиностроения»
(АО «Димитровградхиммаш»)

ИНН 7302000070

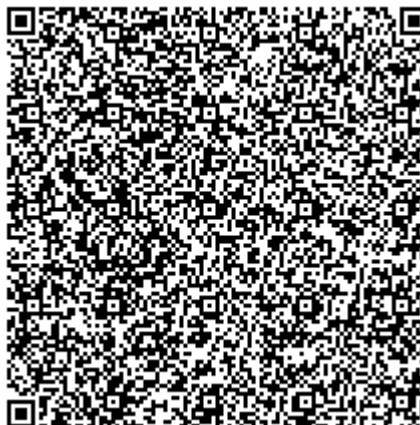
Адрес: 433511, Ульяновская обл., г. Димитровград, ул. Куйбышева, д. 256

Испытательный центр

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

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

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312187



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-7

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-7 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой горизонтальный цилиндрический сварной стальной сосуд, оборудованный приемно-раздаточными патрубками и технологическими люками.

Расположение резервуара подземное.

Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара наносится аэрографическим способом горловину резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуар РГС-7 заводской № Е-925 расположен: г. Самара, ул. Грозненская, д. 25, АО «Куйбышевский НПЗ».

Эскиз резервуара представлен на рисунке 1.

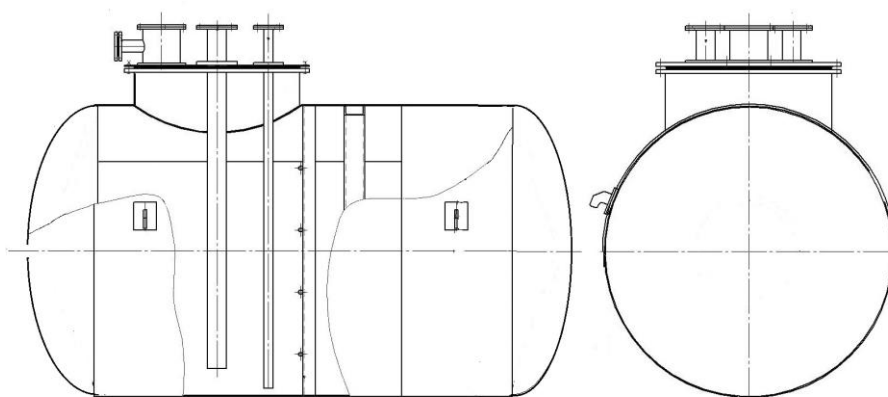


Рисунок 1 – Эскиз резервуара

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	7
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара при объемном методе, %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-7	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуару стальному горизонтальному цилиндрическому РГС-7

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

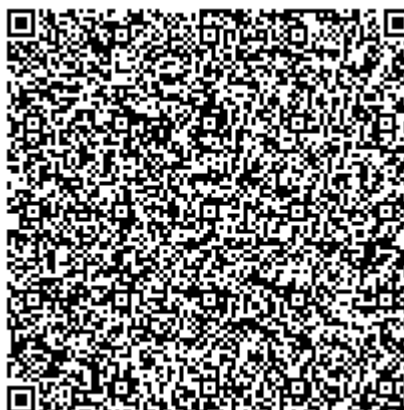
Акционерное общество «Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод»
(АО «КНПЗ»)
ИНН 6314006396
Адрес: 443004, г. Самара, ул. Грозненская, д. 25

Испытательный центр

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

Адрес: 117152, 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 «6» апреля 2022 г. № 869

Регистрационный № 85163-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Меры электрического сопротивления многозначные АКИП-751х

Назначение средства измерений

Меры электрического сопротивления многозначные АКИП-751х (далее – меры) предназначены для применения в качестве образцовой многозначной меры электрического сопротивления в цепях постоянного тока.

Описание средства измерений

К данному типу средств измерений относятся меры электрического сопротивления многозначные серий АКИП-7517 и АКИП-7518.

Принцип действия мер основан на воспроизведении эталонного сопротивления с нормированной термостабильностью и погрешностью при обеспечении номинальной температуры, относительной влажности и мощности рассеивания.

Конструктивно меры выполнены в металлических корпусах настольного исполнения с вертикальной лицевой панелью для серии АКИП-7517 и горизонтальной для серии АКИП-7518.

Меры выпускаются в ряде модификаций, отличающихся диапазонами воспроизводимого сопротивления, количеством декад и габаритными размерами.

Меры имеют 16 модификаций:

- серия АКИП-7517: АКИП-7517/1, АКИП-7517/2, АКИП-7517/3, АКИП-7517/4, АКИП-7517/5, АКИП-7517/6;

- серия АКИП-7518: АКИП-7518/1, АКИП-7518/2, АКИП-7518/3, АКИП-7518/4, АКИП-7518/5, АКИП-7518/6, АКИП-7518/7, АКИП-7518/8, АКИП-7518/9, АКИП-7518/10.

На лицевой панели мер расположены: декадные переключатели, клеммы для подключения измерительных проводов, винтовой зажим точки потенциала для заземления корпуса.

На верхней панели корпуса мер АКИП-7517 находится ручка для переноски. На нижней панели корпуса мер АКИП-7517 расположены регулируемые ножки для установки на горизонтальную поверхность. На задней панели корпуса меры расположены дополнительные нерегулируемые ножки и заводской (серийный) номер в виде наклейки. На нижней панели корпуса мер АКИП-7518 расположены ножки для установки на горизонтальную поверхность и заводской (серийный) номер в виде наклейки.

Общий вид мер, места нанесения знака утверждения типа и знака поверки представлены на рисунках 1 – 7.



Рисунок 1 – Общий вид мер АКІП-7517, места нанесения знака утверждения типа (А) и знака поверки (Б)



Рисунок 2 – Общий вид мер АКІП-7518/1, АКІП-7518/2, места нанесения знака утверждения типа (А) и знака поверки (Б)



Рисунок 3 – Общий вид мер АКІП-7518/3, АКІП-7518/4, АКІП-7518/5, места нанесения знака утверждения типа (А) и знака поверки (Б)



Рисунок 4 – Общий вид мер АКИП-7518/6, места нанесения знака утверждения типа (А) и знака поверки (Б)



Рисунок 5 – Общий вид мер АКИП-7518/7, АКИП-7518/8, места нанесения знака утверждения типа (А) и знака поверки (Б)



Рисунок 6 – Общий вид мер АКИП-7518/9, места нанесения знака утверждения типа (А) и знака поверки (Б)



Рисунок 7 – Общий вид мер АКИП-7518/10, места нанесения знака утверждения типа (А) и знака поверки (Б)

Схема пломбировки от несанкционированного доступа представлена на рисунках 8 – 9. Пломба наносится на один из крепежных винтов задней панели корпуса мер. Может устанавливаться производителем, ремонтной организацией, поверяющей организацией или организацией, эксплуатирующей данное средство измерений, в виде наклейки, мастичной или сургучной печати.



Рисунок 8 – Общий вид задней панели мер АКИП-7517 и схема пломбировки от несанкционированного доступа



Рисунок 9 – Общий вид задней панели мер АКИП-7518 и схема пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики мер АКИП-7517

Наименование характеристики	Значение	
Диапазон воспроизведения сопротивления - модификация АКИП-7517/1 - модификация АКИП-7517/2 - модификация АКИП-7517/3 - модификация АКИП-7517/4 - модификация АКИП-7517/5 - модификация АКИП-7517/6	от 1 мОм до 1111,21 Ом от 10 мОм до 11,1111 кОм от 100 мОм до 111,111 кОм от 1 Ом до 1,11111 МОм от 10 Ом до 11,1111 МОм от 100 Ом до 111,111 МОм	
Номинальное значение сопротивления одной ступени декады	1 мОм, 10 мОм, 100 мОм, 1 Ом, 10 Ом, 100 Ом, 1 кОм, 10 кОм, 100 кОм, 1 МОм, 10 МОм	
АКИП-7517/1		
Пределы относительной погрешности воспроизведения сопротивления, %	основной ¹⁾ , %	дополнительной ²⁾ , %/°C
- декада с номинальным значением сопротивления ступени 1 мОм	±5,0	±0,2
- декада с номинальным значением сопротивления ступени 10 мОм	±2,0	±0,1
- декады с номинальным значением сопротивления ступени 100 мОм, 1 Ом	±0,05	±0,002
- декады с номинальным значением сопротивления ступени 10 Ом, 100 Ом	±0,01	±0,001
АКИП-7517/2		
Пределы относительной погрешности воспроизведения сопротивления, %	основной ¹⁾ , %	дополнительной ²⁾ , %/°C
- декада с номинальным значением сопротивления ступени 10 мОм	±5,0	±0,2
- декада с номинальным значением сопротивления ступени 100 мОм	±0,05	±0,002
- декады с номинальным значением сопротивления ступени 1 Ом, 10 Ом	±0,02	±0,001
- декады с номинальным значением сопротивления ступени 100 Ом, 1 кОм	±0,01	±0,001

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики		Значение	
АКИП-7517/3			
Пределы относительной погрешности воспроизведения сопротивления, %	основной ¹⁾ , %	дополнительной ²⁾ , %/°C	
- декада с номинальным значением сопротивления ступени 100 мОм	±1,0	±0,05	
- декада с номинальным значением сопротивления ступени 1 Ом	±0,1	±0,005	
- декады с номинальным значением сопротивления ступени 10 Ом	±0,02	±0,001	
- декады с номинальным значением сопротивления ступени 100 Ом, 1 кОм, 10 кОм	±0,01	±0,001	
АКИП-7517/4			
Пределы относительной погрешности воспроизведения сопротивления, %	основной ¹⁾ , %	дополнительной ²⁾ , %/°C	
- декада с номинальным значением сопротивления ступени 1 Ом	±1,0	±0,05	
- декада с номинальным значением сопротивления ступени 10 Ом	±0,1	±0,005	
- декады с номинальным значением сопротивления ступени 100 Ом, 1 кОм, 10 кОм, 100 кОм	±0,05	±0,002	
АКИП-7517/5			
Пределы относительной погрешности воспроизведения сопротивления, %	основной ¹⁾ , %	дополнительной ²⁾ , %/°C	
- декады с номинальным значением сопротивления ступени 10 Ом, 100 Ом, 1 кОм, 10 кОм, 100 кОм, 1 МОм	±0,05	±0,002	
АКИП-7517/6			
Пределы относительной погрешности воспроизведения сопротивления, %	основной ¹⁾ , %	дополнительной ²⁾ , %/°C	
- декады с номинальным значением сопротивления ступени 100 Ом, 1 кОм, 10 кОм, 100 кОм, 1 МОм	±0,05	±0,002	
- декада с номинальным значением сопротивления ступени 10 МОм	±0,1	±0,005	
Примечания:			
¹⁾ Пределы основной относительной погрешности в диапазоне температур окружающего воздуха от +19 до +21 °C;			
²⁾ Пределы дополнительной относительной погрешности в диапазоне температур окружающего воздуха от +15 до +18 °C и от +22 до +30 °C.			

Таблица 3 – Метрологические характеристики мер АКИП-7518

Наименование характеристики	Значение	
Диапазон воспроизведения сопротивления		
- модификация АКИП-7518/1	от 10 мОм до 111,1 Ом	
- модификация АКИП-7518/2	от 1 Ом до 11,11 кОм	
- модификация АКИП-7518/3	от 10 мОм до 1,1111 кОм	
- модификация АКИП-7518/4	от 100 мОм до 11,111 кОм	
- модификация АКИП-7518/5	от 1 Ом до 111,11 кОм	
- модификация АКИП-7518/6	от 10 мОм до 11,1111 кОм	
- модификация АКИП-7518/7	от 100 мОм до 111,111 кОм	
- модификация АКИП-7518/8	от 1 Ом до 1,11111 МОм	
- модификация АКИП-7518/9	от 10 мОм до 111,1111 кОм	
- модификация АКИП-7518/10	от 100 мОм до 1,111111 МОм	
Номинальное значение сопротивления одной ступени декады	1 кОм, 10 кОм, 100 кОм, 1 МОм, 10 МОм, 100 МОм, 1 ГОм, 10 ГОм, 100 ГОм, 1 ТОм	
Пределы относительной погрешности воспроизведения сопротивления, %	основной ¹⁾ , %	дополнительной ²⁾ , %/°С
- декада с номинальным значением сопротивления ступени 10 мОм	±5,0	±0,2
- декада с номинальным значением сопротивления ступени 100 мОм	±2,0	±0,1
- декада с номинальным значением сопротивления ступени 1 Ом	±0,5	±0,002
- декады с номинальным значением сопротивления ступени 10 Ом, 100 Ом, 1 кОм, 10 кОм	±0,1	±0,005
- декада с номинальным значением сопротивления ступени 100 кОм	±0,2	±0,01
Примечания:		
1) Пределы основной относительной погрешности в диапазоне температур окружающего воздуха от +19 до +21 °С;		
2) Пределы дополнительной относительной погрешности в диапазоне температур окружающего воздуха от +15 до +18 °С и от +22 до +30 °С.		

Таблица 4 – Основные технические характеристики мер АКИП-751х

Наименование характеристики	Значение
Число декад	
- модификации АКИП-7517/1, АКИП-7517/2, АКИП-7517/3, АКИП-7517/4, АКИП-7517/5, АКИП-7517/6	6
- модификации АКИП-7518/1, АКИП-7518/2	4
- модификации АКИП-7518/3, АКИП-7518/4, АКИП-7518/5	5
- модификации АКИП-7518/6, АКИП-7518/7, АКИП-7518/8	6
- модификации АКИП-7518/9, АКИП-7518/10	7
Число ступеней декады	10

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Максимальная мощность рассеивания на ступень, Вт - модификации АКИП-7517/1, АКИП-7517/2, АКИП-7517/3, АКИП-7517/4 - модификации АКИП-7517/5, АКИП-7517/6 - модификации АКИП-7518/1, АКИП-7518/2, АКИП-7518/3, АКИП-7518/4, АКИП-7518/5, АКИП-7518/6, АКИП-7518/7, АКИП-7518/8, АКИП-7518/9, АКИП-7518/10	0,2 0,3 0,2
Масса, кг, не более - модификации АКИП-7517/1, АКИП-7517/2, АКИП-7517/3, АКИП-7517/4, АКИП-7517/5 - модификация АКИП-7517/6 - модификации АКИП-7518/1, АКИП-7518/2 - модификации АКИП-7518/3, АКИП-7518/4 - модификация АКИП-7518/5 - модификация АКИП-7518/6 - модификации АКИП-7518/7, АКИП-7518/8 - модификации АКИП-7518/9, АКИП-7518/10	4,50 7,00 0,85 1,00 1,10 1,15 1,25 1,35
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более - модификации АКИП-7517/1, АКИП-7517/2, АКИП-7517/3, АКИП-7517/4, АКИП-7517/5 - модификация АКИП-7517/6 - модификации АКИП-7518/1, АКИП-7518/2 - модификации АКИП-7518/3, АКИП-7518/4, АКИП-7518/5 - модификации АКИП-7518/6, АКИП-7518/7, АКИП-7518/8 - модификации АКИП-7518/9, АКИП-7518/10	440×130×120 380×220×130 200×95×94 242×95×94 284×95×94 327×95×94
Нормальные условия измерения: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность, %, не более	от +19 до +21 60
Рабочие условия применения: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха (при температуре +35 °С), не более	от +5 до +35 75

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель мер методом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность мер сопротивления многозначных АКИП-751х

Наименование	Обозначение	Количество, шт
Мера электрического сопротивления многозначная	модификация (по заказу): АКИП-7517/1, АКИП-7517/2, АКИП-7517/3, АКИП-7517/4, АКИП-7517/5, АКИП-7517/6, АКИП-7518/1, АКИП-7518/2, АКИП-7518/3, АКИП-7518/4, АКИП-7518/5, АКИП-7518/6, АКИП-7518/7, АКИП-7518/8, АКИП-7518/9, АКИП-7518/10	1
Комплект измерительных проводов	-	1
Руководство по эксплуатации	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Принцип действия» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к мерам сопротивления многозначным АКИП-751х

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

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 года № 3456 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Sifam Tinsley Instrumentation Ltd., Великобритания

Адрес: 1 Warner Drive, Springwood Industrial Estate, Braintree, Essex CM7 2YW, UK

Телефон: +44(0)1376 335271

Web-сайт: <http://tinsley.co.uk>

E-mail: info@tinsley.co.uk

Испытательный центр

Акционерное общество «Приборы, Сервис, Торговля»

Адрес: 119071, г. Москва, 2-й Донской проезд, д. 10, стр. 4, комната 31

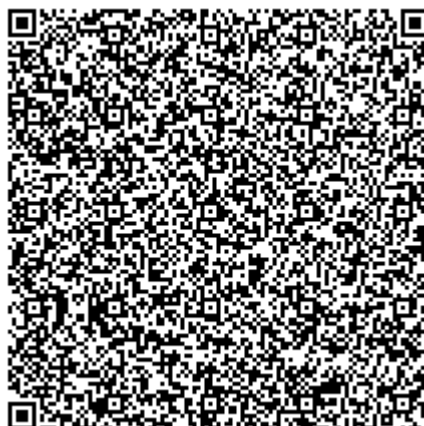
Телефон: +7(495) 777-55-91

Факс: +7(495) 640-30-23

Web-сайт: <http://www.prist.ru>

E-mail: prist@prist.ru

Аттестат аккредитации АО «ПриСТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312058 от 02.02.2017 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТВ-110/52

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТВ-110/52 (далее – трансформаторы) предназначены для передачи сигналов измерительной информации средствам измерений, устройствам защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока на номинальное напряжение 110 кВ с номинальной частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на явлении электромагнитной индукции.

Трансформаторы состоят из тороидального магнитопровода, изготовленного из ленточной электротехнической стали. Вторичная обмотка состоит из маслостойкого провода расположенного равномерно по периметру магнитопровода. Вторичная обмотка имеет несколько отпаяек для получения различных коэффициентов трансформации.

Первичной обмоткой трансформаторов служит высоковольтный отвод масляного выключателя или силового трансформатора.

Начало и конец вторичной обмотки и отпайки собирают в жгут.

Поверх вторичной обмотки трансформаторы изолируются маслостойкими изоляционными материалами и поливинилхлоридной упаковочной пленкой.

Трансформаторы встраиваются в масляные выключатели или силовые трансформаторы.

Общий вид трансформаторов представлен на рисунке 1. Пломбирование трансформаторов не предусмотрено.

Знак поверки наносится на крышку клеммной коробки или на свидетельство о поверке.

Заводской номер трансформатора наносится на табличку технических данных ударным способом в виде цифрового кода.



Рисунок 1 – Общий вид средства измерений

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТВ-110/52

Наименование характеристики	Значение				
Заводской номер	X-1A X-1B X-1C	3737 970 368	A6-1A A6-1B A6-1C	A2-1A A2-1B A2-1C A4-1A A4-1B A4-1C	СТ3-2A СТ3-2B СТ3-2C 18353 19353 18821
Год выпуска	1967	1970	1972	1975	2006
Номинальное напряжение, кВ	110				
Номинальный первичный ток, А	500, 600, 750, 1000				
Номинальный вторичный ток, А	5				
Номинальная частота, Гц	50				
Коэффициент трансформации	500/5; 600/5; 750/5; 1000/5				
Класс точности	3; 1; 0,5; 0,5				
Номинальная мощность вторичной обмотки, ВА	30; 25; 20; 30				

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Количество, шт.
Трансформатор тока ТВ-110/52	21 шт.
Паспорт	21 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора.

Нормативные документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока ТВ-110/52

ГОСТ 7746-2015. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Свердловский завод трансформаторов тока»
(ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока»)
Адрес: 620043, г. Екатеринбург, ул. Черкасская, д. 25

Испытательный центр

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

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

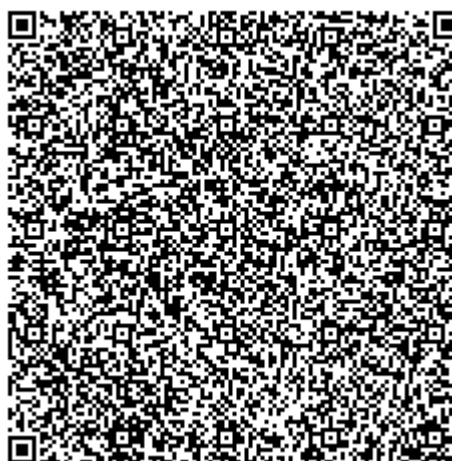
Телефон: +7(495) 437-55-77

Факс: +7(495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НОМ-10-66

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НОМ-10-66 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для преобразования напряжения в электрических цепях переменного тока с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Описание средства измерений

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

Трансформаторы напряжения НОМ-10-66 состоят из:

- магнитопровода, выполненного из электротехнической стали;
- первичной и вторичной обмоток с высоковольтной изоляцией;
- вспомогательных конструктивных деталей, соединяющих части трансформаторов

в единую конструкцию.

Активная часть трансформаторов находится в баке, заполненном трансформаторным маслом.

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

Знак поверки наносится на крышку клеммной коробки или на свидетельство о поверке.

Общий вид трансформатора напряжения представлен на рисунке 1.



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

Программное обеспечение
Отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики НОМ-10-66

Наименование характеристики		Значение			
Заводской номер		880, 802, 3188, 3220, 881, 3253, 5760, 1126, 5223, 771, 861, 1128, 1076, 4474, 4459, 1869, 1842, 2854, 1852, 8408, 8552, ТАКХ, ТАТЕ, 1867, 1853, 4402, 4405	7101	ТАТУ	1862
Год выпуска		1974	1977	1983	1984
Номинальное напряжение обмоток, В	первичной	10000			
	вторичной	100			
Номинальная мощность трансформаторов для классов точности, ВА	0,5	75			
	1,0	150			
	3,0	300			
Предельная мощность, ВА		640			
Испытательное напряжение первичной обмотки, В		42000			
Номинальная частота, Гц		50			

Знак утверждения типа

Наносится на титульный лист паспорта трансформатора типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НОМ-10-66	30 шт.
Трансформатор напряжения НОМ-10-66. Паспорт	-	30 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам напряжения НОМ-10-66

ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки

Изготовитель

Трансформаторный завод, Таджикистан (изготовлены в 1974-1984 гг.)

Адрес: 735104, Республика Таджикистан, Хатлонская область, г. Курган-Тюбе, ул. Б.Гафурова, 1

Испытательный центр

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

ИНН 9729315781

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

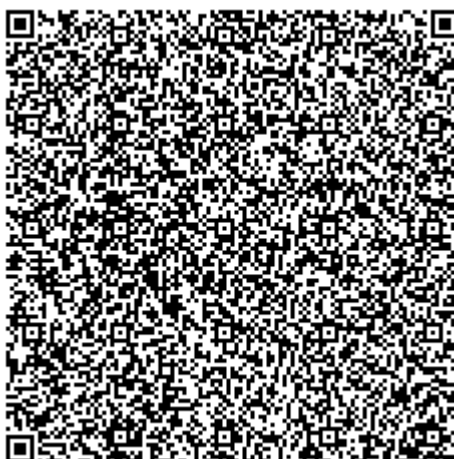
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ-110-57

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ-110-57 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для преобразования напряжения в электрических цепях переменного тока с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Описание средства измерений

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

Трансформаторы напряжения состоят из магнитопровода, выполненного из электротехнической стали, первичной и вторичных 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.

Знак поверки наносится на крышку клеммной коробки или на свидетельство о поверке.

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

Общий вид трансформатора напряжения представлен на рисунке 1.

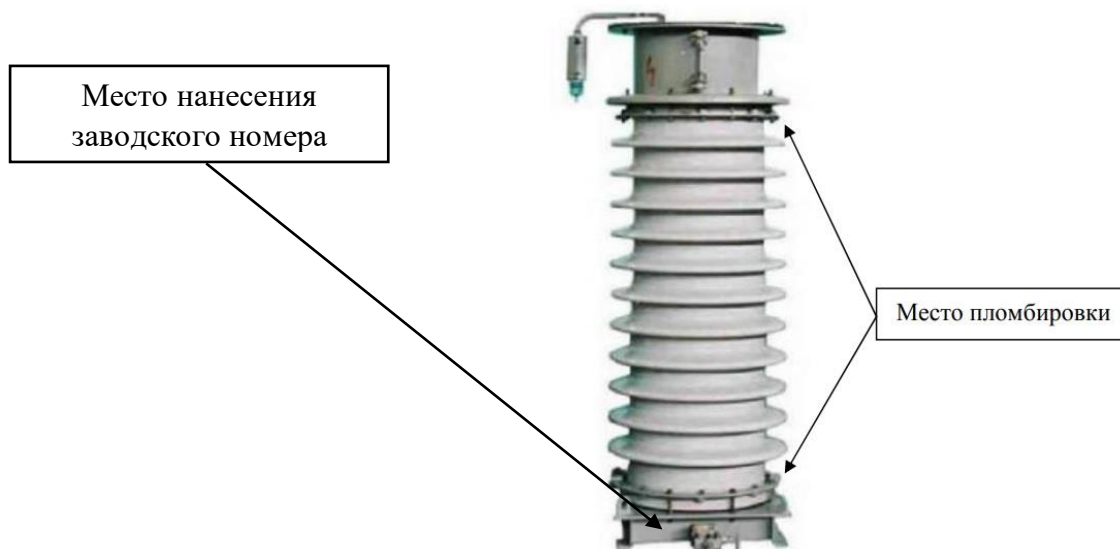


Рисунок 1 - Общий вид средства измерений и место пломбировки
от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики НКФ-110-57

Наименование характеристики		Значение
Заводской номер		1042327, 1041058, 1042231, 1041043, 1042339, 1034000, 1040800, 1042258, 1040888, 1042350, 1041079, 1042243
Год выпуска		1974
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ		110/ $\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки, В	основн.	100/ $\sqrt{3}$
	доп.	100
Номинальная мощность в классах точности, ВА	0,5	400
	1,0	600
	3,0	1200
	3Р	600
Предельная мощность *, ВА		2000
Номинальная частота, Гц		50
Примечание: * - суммарная мощность вторичных основной и дополнительной обмоток.		

Таблица 2 – Основные технические характеристики НКФ-110-57

Наименование характеристики	Значение
Модификация трансформатора напряжения	НКФ-110-57
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа

Наносится на титульный лист паспорта трансформатора типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	12 шт.
Трансформатор напряжения НКФ-110-57. Паспорт	-	12 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам напряжения НКФ-110-57

ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки

Изготовитель

ОАО "Производственный комплекс ХК ЭЛЕКТРОЗАВОД" (изготовлены в 1974г.)
Адрес: 107023, г. Москва, ул. Электrozаводская, 21

Испытательный центр

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

ИНН 9729315781

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

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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

