ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Анализаторы газов в твердых материалах	МЕТА-ВАК	С	83100-21	0422	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное объединение "Эксан" (ООО НПО "Эксан"), г. Ижевск	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное объединение "Эксан" (ООО НПО "Эксан"), г. Ижевск	ОС	МП 13-251-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное объединение "Эксан" (ООО НПО "Эксан"), г. Ижевск	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Екатеринбург	15.04.2021
2.	Весы электронные	R1-LPS	С	83101-21	0000001	Putian Shangdeli Electronic Instrument Co., Ltd., Китай	Putian Shangdeli Electronic Instrument Co., Ltd., Китай	ОС	ГОСТ OIML R 76-1-2011	1 год	ООО "ЭЛЕКТРОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ", г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	24.05.2021
3.	Преобразователи термоэлектрические	TC01	С	83102-21	TC01-001, TC01-002, TC01-003, TC01-004, TC01-005, TC01-006	Фирма "Tecnomatic Flow Elements Srl", Италия	Фирма "Tecnomatic Flow Elements Srl", Италия	ОС	ГОСТ 8.338-2002, МИ 3090-2007	2 года	Фирма "Tecnomatic Flow Elements Srl", Италия	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	22.03.2021
4.	Система автоматизиро-	ДККС-3000-	Е	83103-21	740620	Общество с ограниченной	Общество с ограниченной	ОС	МП 259/02-2021	1 год	Общество с ограниченной	ООО "ПРОММАШ	18.03.2021

	ванного управления дожимной стационарной блочно-контейнерной компрессорной станции	1/1-5				ответственностью "Верейский Механически Завод" (ООО "ВМЗ"), Московская область, г. Верея	ответственностью "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь" (ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь"), Тюменская область, г. Когалым				ответственностью "Верейский Механически Завод" (ООО "ВМЗ"), Московская область, г. Верея	ТЕСТ", г. Москва	
5.	Приборы	ПАС-17	С	83104-21	21011, 21014	Закрытое акционерное общество "Научно-производственное предприятие "Центравтоматика" (ЗАО "НПП "Центравтоматика"), г. Воронеж	Закрытое акционерное общество "Научно-производственное предприятие "Центравтоматика" (ЗАО "НПП "Центравтоматика"), г. Воронеж	ОС	ЦКЛГ.4214 11.007 МП	3 года	Закрытое акционерное общество "Научно-производственное предприятие "Центравтоматика" (ЗАО "НПП "Центравтоматика"), г. Воронеж	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	28.06.2021
6.	Флюксметры электронные	EF	С	83105-21	EF 5: 135110, 134109; EF 14: 134222, 134221	MAGNET-PHYSIK Dr. Steingroever GmbH, Германия	MAGNET-PHYSIK Dr. Steingroever GmbH, Германия	ОС	МП 32-261-2021	1 год	Lab Equipment Trade s.r.o, Чехия	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Екатеринбург	26.07.2021
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО	Обозначение отсутствует	Е	83106-21	28	Общество с ограниченной ответственностью "Симбирская энергосбытовая компания" (ООО "СЭСК"), г. Ульяновск	Общество с ограниченной ответственностью "Симбирская энергосбытовая компания" (ООО "СЭСК"), г. Ульяновск	ОС	МП 047-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Симбирская энергосбытовая компания" (ООО "СЭСК"), г. Ульяновск	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	07.07.2021

	"Симбирская энергосбытовая компания" №28												
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ПЭСТ" (ОАО "Булгарпиво")	Обозначение отсутствует	Е	83107-21	1	Общество с ограниченной ответственностью "ПЭСТ" (ООО "ПЭСТ"), Республика Татарстан, г. Казань	Общество с ограниченной ответственностью "ПЭСТ" (ООО "ПЭСТ"), Республика Татарстан, г. Казань	ОС	МП 045-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ПЭСТ" (ООО "ПЭСТ"), Республика Татарстан, г. Казань	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	30.06.2021
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ПЭСТ" (ООО "ТАИФ-СМ", ООО "АЙ-ПЛАСТ" Азов)	Обозначение отсутствует	Е	83108-21	2	Общество с ограниченной ответственностью "ПЭСТ" (ООО "ПЭСТ"), Республика Татарстан, г. Казань	Общество с ограниченной ответственностью "ПЭСТ" (ООО "ПЭСТ"), Республика Татарстан, г. Казань	ОС	МП 046-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ПЭСТ" (ООО "ПЭСТ"), Республика Татарстан, г. Казань	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	30.06.2021
10.	Секундомеры механические одно-	СО	С	83109-21	6482, 3274, 5306	Открытое акционерное общество	Открытое акционерное общество	ОС	МП-04-2021-20	1 год	Открытое акционерное общество "Злато-	ФБУ "Челябинский ЦСМ", г. Че-	09.07.2021

	стрелочные					"Златоустовский часовой завод" (ОАО "ЗЧЗ"), г. Златоуст, Челябинская обл.	"Златоустовский часовой завод" (ОАО "ЗЧЗ"), г. Златоуст, Челябинская обл.				устовский часовой завод" (ОАО "ЗЧЗ"), г. Златоуст, Челябинская обл.	лябинск	
11.	Счетчики воды универсальные	АКВА	С	83110-21	00015, 00016, 00020	Общество с ограниченной ответственностью "Глобал Телематика" (ООО "Глобал Телематика"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Глобал Телематика" (ООО "Глобал Телематика"), г. Москва	ОС	МИ 1592-2015	6 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Глобал Телематика" (ООО "Глобал Телематика"), г. Москва	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	26.05.2021
12.	Газоанализаторы	Rosemount 928	С	83111-21	0008791, 0008792, 0008793	"Rosemount Inc.", США	"Rosemount Inc.", США	ОС	МП-239/12-2020	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Эмерсон" (ООО "Эмерсон"), г. Москва	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	12.02.2021
13.	Комплекты мер толщины	TRM-P4-Fe	С	83112-21	10583	Фирма "Thermo Fisher Scientific Messtechnik GmbH", Германия	Фирма "Thermo Fisher Scientific Messtechnik GmbH", Германия	ОС	МП 203-12-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Термо Техно Инжиниринг", г. Москва	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	22.06.2021
14.	Полигон пространственный эталонный	"Дальневосточный"	Е	83113-21	Пс-0002	Общество с ограниченной ответственностью "Геомастер" (ООО "Геомастер"), г. Хабаровск	Общество с ограниченной ответственностью "Геомастер" (ООО "Геомастер"), г. Хабаровск	ОС	651-21-030 МП	3 года	Общество с ограниченной ответственностью "Геомастер" (ООО "Геомастер"), г. Хабаровск	ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево	14.07.2021
15.	Системы видеофотограмметрические	PTG-LIN3D	С	83114-21	180095	Linearis3D GmbH & Co. KG, Германия	Linearis3D GmbH & Co. KG, Германия	ОС	РТ-МП-7182-445-2020	1 год	ООО "ПТ ГРУПП", г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	08.07.2021
16.	Система автоматизиро-	Обозначение	Е	83115-21	493	Общество с ограниченной	Общество с ограниченной	ОС	РТ-МП-820-500-	4 года	Общество с ограниченной	ФБУ "Ростест-Москва", г.	03.08.2021

	ванная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ХЭСК" по объекту АО "ХТК"	отсутствует				ответственностью "Межрегиональный центр метрологического обеспечения" (ООО "МЦМО"), г. Владимир	ответственностью "Хибинская энергосбытовая компания" (ООО "ХЭСК"), Мурманская обл., г. Кировск		2021		ответственностью "Межрегиональный центр метрологического обеспечения" (ООО "МЦМО") г. Владимир	Москва	
17.	Вискозиметры стеклянные капиллярные эталонные	Обозначение отсутствует	Е	83116-21	861230, 861204, 860107, 870306, 870203, 810332, 040216, 250618, 831201, 020386, 110419, 080319, 170893, 121115, 110216, 120216, 871115, 631003, 420618, 390618, 060491, 810702, 110808, 66126(6), 021012, 760204, 810115, 030601	Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева" (ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева"), г. Санкт-Петербург	Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева" (ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева"), г. Санкт-Петербург	ОС	МИ 3630-2021	4 года	Федеральное государственное унитарное предприятиее "Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева" (ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	08.06.2021
18.	Преобразователи точки росы/инея	ДТР	С	83117-21	Исполнение: ДТР-1-СМ зав. № С000 с ПДВ-8 зав. № С000 ДТР-2Р-СМ зав. № 4000; ДТР-3Р-СМ зав. № 5000; ДТР-4-СМ зав. № 15100	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная компания "МИКРОФОР" (ООО НПК "МИКРОФОР"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная компания "МИКРОФОР" (ООО НПК "МИКРОФОР"), г. Москва	ОС	ЦА-РЯ.413614.001 МП "ГСИ. Преобразователи точки росы/инея ДТР. Методика поверки"	1 год	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная компания "МИКРОФОР" (ООО НПК "МИКРОФОР"), г. Москва, Зеленоград	Восточно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Иркутск	26.01.2021

19.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО "КЭС" (1-я очередь)	Обозначение отсутствует	E	83118-21	001	Общество с ограниченной ответственностью "КЭС", Краснодарский край, г. Краснодар	Общество с ограниченной ответственностью "КЭС", Краснодарский край, г. Краснодар	ОС	МИ 3000-2018	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	ООО "АСЭ", г. Владимир	01.07.2021
20.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Тосол-Синтез"	Обозначение отсутствует	E	83119-21	875	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), Владимирская обл., г. Владимир	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), Владимирская обл., г. Владимир	ОС	МП СМО-3006-2021	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), Владимирская обл., г. Владимир	АО "РЭС Групп", Владимирская обл., г. Владимир	01.07.2021
21.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Тимекс"	Обозначение отсутствует	E	83120-21	868	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), Владимирская обл., г. Владимир	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), Владимирская обл., г. Владимир	ОС	МП СМО-0107-2021	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), Владимирская обл., г. Владимир	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), Владимирская обл., г. Владимир	05.07.2021

22.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО "Транснефть" в части АО "Транснефть - Прикамье" по НПС "Дебесы"	Обозначение отсутствует	Е	83121-21	ТПК-461/01-04-01.05/2	Акционерное общество "Транснефть-Прикамье" (АО "Транснефть-Прикамье"), Республика Татарстан, г. Казань	Акционерное общество "Транснефть-Прикамье" (АО "Транснефть-Прикамье"), Республика Татарстан, г. Казань	ОС	МП 044-2021 "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО "Транснефть" в части АО "Транснефть - Прикамье" по НПС "Дебесы". Методика поверки"	4 года	Акционерное общество "Нефтеавтоматика" (АО "Нефтеавтоматика"), Республика Башкортостан, г. Уфа	ООО "Спецэнергопроект, г. Москва	30.06.2021
23.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Новокиевка ВЛ 220 кВ "Свободненская	Обозначение отсутствует	Е	83122-21	001	Общество с ограниченной ответственностью "Системы релейной защиты" (ООО "Системы релейной защиты"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП 036-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Системы Релейной Защиты" (ООО "Системы Релейной Защиты"), г. Москва	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	02.06.2021

	ТЭС- Строительная"												
24.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "АтомСбыт" для электроснабжения ООО ТК "Елецкие овощи"	Обозначение отсутствует	E	83123-21	054	Закрытое акционерное общество "РеконЭнерго" (ЗАО "РеконЭнерго"), г. Воронеж	Акционерное общество "Энергетическая компания "АтомСбыт" (АО "АтомСбыт"), г. Воронеж	ОС	МП 050-2021 "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "АтомСбыт" для электроснабжения ООО ТК "Елецкие овощи". Методика поверки"	4 года	Закрытое акционерное общество "РеконЭнерго" (ЗАО "РеконЭнерго"), г. Воронеж	ООО "Спецэнергопроект, г. Москва	27.07.2021
25.	Регистраторы температуры и относительной влажности беспроводные	InkBird IBS-TH1	C	83124-21	64:69:4E:9D:1A:20, 10:08:2C:1F:4A:73, 64:69:4E:9D:26:8C, 10:08:2C:1F:68:44, 10:08:2C:21:C1:D5, 64:69:4E:92:01:2C, 10:08:2C:1F:34:48, 10:08:2C:1F:7B:3D, 64:69:4E:9D:13:82, 10:08:2C:21:CD:D4, 64:69:4E:9D:20:09, 10:08:2C:1F:48:C3, 64:69:4E:A2:6D:A0, 64:69:4E:A2:94:F8, 10:08:2C:1F:46:E8,	Shenzhen Inkbird Technology Company Limited, Китай	Shenzhen Inkbird Technology Company Limited, Китай	ОС	МП 207-029-2021	2 года (без использования измерительного канала относительной	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-Техническая Лаборатория Электронные Инструменты" (ООО "НТЛ "ЭлИн"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	24.06.2021

					10:08:2C:1F:46:9C, 64:69:4E:9D:43:9F, 64:69:4E:9D:0A:EB, 64:69:4E:A2:BA:C9, 10:08:2C:1F:61:C8, 64:69:4E:9D:49:97, 64:69:4E:9D:1A:40, 10:08:2C:21:E6:F9, 64:69:4E:A2:9B:75					влажности); 1 год (при использовании измерительных каналов температуры и относительной влажности)			
26.	Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	Е	83125-21	2250	Открытое акционерное общество "Производственный комплекс ХК Электрозавод" (ОАО "ПК ХК Электрозавод"), г. Москва	Открытое акционерное общество "Производственный комплекс ХК Электрозавод" (ОАО "ПК ХК Электрозавод"), г. Москва	ОС	ГОСТ 8.216-2011	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	28.07.2021
27.	Трансформаторы напряжения	НТМИ	Е	83126-21	НТМИ-6-66У3 зав. № 11489, 689, 951, 2738, 6388, 11801, NABN, ЕККР, СППУ, ЕКСТ; НТМИ-10-66У3	Трансформаторный завод, Таджикистан	Трансформаторный завод, Таджикистан	ОС	ГОСТ 8.216-2011	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	29.07.2021

					зав. № 2190, 2196, 3252, 3299, 3986, ВРВ						ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва		
28.	Трансформаторы тока	ТС-0,5	Е	83127-21	70253, 79821, 80824	Фирма "ЗАВН-Добрич", Болгария	Фирма "ЗАВН-Добрич", Болгария	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	09.08.2021
29.	Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	Е	83128-21	179, 223, 304, 320, 462, 648, 684, 685, 713, 802, 803, 1318, 1557, 2155, 2166, 2458, 2467, 2801, 2828, 2834, 3007, 3213, 3238, 3633, 3691, 4073, 4284, 4305, 4524, 5245, 5690, 6107, 6147, 6479, 6656, 6729, 7655	МНПО "Электрозавод", г. Москва	МНПО "Электрозавод", г. Москва	ОС	ГОСТ 8.216-2011	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	28.07.2021
30.	Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	Е	83129-21	1541, 5185	Завод трансформаторных подстанций, Украина	Завод трансформаторных подстанций, Украина	ОС	ГОСТ 8.216-2011	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	28.07.2021
31.	Трансформаторы тока	TAR5	Е	83130-21	45478, 45479, 45480, 45481,	Фирма "REVALCO	Фирма "REVALCO	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Общество с ограниченной	ФБУ "Ростест-Москва", г.	04.08.2021

					45482, 45483	s.r.l.", Италия	s.r.l.", Италия				ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Москва	
32.	Газоанализаторы	SERVOPRO	C	83131-21	SERVOPRO 4900 Multigas зав. № 100317; SERVOPRO MultiExact 4100 зав. № 100976; SERVOPRO MonoExact DF310E зав. № 100572; SERVOPRO MonoExact DF150E зав. № 100782	Фирма "Servomex Group Limited", Великобритания	Фирма "Servomex Group Limited", Великобритания	ОС	МП 205-21-2020	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Регуляр" (ООО "Регуляр"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	17.12.2020
33.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии по ГТП ООО "РКС-энерго" "Сосновоборские горэлектросети"	Обозначение отсутствует	E	83132-21	314	Общество с ограниченной ответственностью "Межрегиональный Центр Метрологического Обеспечения" (ООО "МЦМО"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "Межрегиональный Центр Метрологического Обеспечения" (ООО "МЦМО"), г. Владимир	ОС	"Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии по ГТП ООО "РКС-энерго" "Сосновоборские горэлектросети". Измерительные каналы.	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Межрегиональный Центр Метрологического Обеспечения" (ООО "МЦМО"), г. Владимир	ФБУ "Ивановский ЦСМ", г. Иваново	23.12.2020

									Методика поверки"				
34.	Установка поверочная средств измерений напряженности магнитного поля	П1-13/5	Е	83133-21	005	Закрытое акционерное общество "Научно-производственное предприятие "Циклон-Прибор" (ЗАО "НПП "Циклон-Прибор"), Московская область, г. Фрязино	Федеральное бюджетное учреждение "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области" (ФБУ "Кемеровский ЦСМ"), г. Кемерово	ОС	П1-13-5-МП	2 года	Федеральное бюджетное учреждение "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области" (ФБУ "Кемеровский ЦСМ"), г. Кемерово	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево	09.04.2021
35.	Система измерительная	СИ-1/Р-0475	Е	83134-21	001	Фирма ZF Luftfahrttechnik GmbH, Германия	Акционерное общество "Уральский завод гражданской авиации" (АО "УЗГА"), г. Екатеринбург	ОС	404.173 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью Научно-технический центр "Внедрение-99" (ООО НТЦ "Внедрение-99"), г. Москва	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево	05.04.2021
36.	Счетчики-расходомеры массовые	Micro Motion CMF300	Е	83135-21	487057/3702485, 11021629/3833800	Фирма "Micro Motion Inc.", США	Фирма "Micro Motion Inc.", США	ОС	МИ 3313-2011	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Татинтек" (ООО "Татинтек"), Республика Татарстан, г. Альметьевск	АО "Нефтеавтоматика", Республика Татарстан, г. Казань	09.04.2021
37.	Тензоусилители	ВС-339	С	83136-21	339000043, 339000044, 339000045	Общество с ограниченной ответственностью "Висом" (ООО "Ви-	Общество с ограниченной ответственностью "Висом" (ООО "Ви-	ОС	ВАПМ 339.00.00МП	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Висом" (ООО "Ви-	ООО "КИА", г. Москва	09.04.2021

						сом"), г. Смоленск	сом"), г. Смоленск				сом"), г. Смоленск		
38.	Счетчики электрической энергии однофазные	серии РиМ 189	С	83137-21	01731848, 01731850	Общество с ограниченной ответственностью "РИМ-РУС" (ООО "РИМ-РУС"), г. Рязань	Акционерное общество "Радио и Микроэлектроника" (АО "РиМ"), г. Новосибирск	ОС	ВНКЛ.411152.088-04 ДИ	16 лет	Акционерное общество "Радио и Микроэлектроника" (АО "РиМ"), г. Новосибирск	ООО "ПРОММАШТЕСТ", г. Москва	03.06.2021
39.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Шахта "Костромовская"	Обозначение отсутствует	Е	83138-21	23	Акционерное общество "Сибэнергоконтроль" (АО "Сибэнергоконтроль"), г. Кемерово	Общество с ограниченной ответственностью "ММК-УГОЛЬ" (ООО "ММК-УГОЛЬ"), Кемеровская область - Кузбасс, г. Белово	ОС	МП 23-2021	4 года	Акционерное общество "Сибэнергоконтроль" (АО "Сибэнергоконтроль"), г. Кемерово	ФБУ "Кемеровский ЦСМ", г. Кемерово	01.07.2021
40.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО "СК Короча" дополнение №7	Обозначение отсутствует	Е	83139-21	07	Общество с ограниченной ответственностью "Мираторг-Энерго" (ООО "Мираторг-Энерго"), Белгородская область, Яковлевский район, г. Строитель	Общество с ограниченной ответственностью "Мираторг-Энерго" (ООО "Мираторг-Энерго"), Белгородская область, Яковлевский район, г. Строитель	ОС	МП 201-024-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Мираторг-Энерго" (ООО "Мираторг-Энерго"), Белгородская область, Яковлевский район, г. Строитель	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	28.06.2021
41.	Система автоматизированная информационно-	Обозначение отсутствует	Е	83140-21	001	Акционерное общество "Атомэнергопромсбыт" (АО "Атом-	Акционерное общество "Атомэнергопромсбыт" (АО "Атом-	ОС	МП 26.51/92/21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Альфа-Энерго" (ООО	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	09.07.2021

	измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Атомэнергопромсбыт" (ООО "НУТЭП", АО "КСК")					энергопромсбыт"), г. Москва	энергопромсбыт"), г. Москва				"Альфа-Энерго"), г. Москва		
42.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Энерго"	Обозначение отсутствует	E	83141-21	862	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), Владимирская обл., г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "Энергетическая компания" (ООО "ЭнерКом"), Нижегородская область, г. Нижний Новгород	ОС	МП СМО-1207-2021	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), Владимирская обл., г. Владимир	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), Владимирская обл., г. Владимир	13.07.2021
43.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Верхневолжский монолит"	Обозначение отсутствует	E	83142-21	843	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), Владимирская обл., г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "Энергетическая компания" (ООО "ЭнерКом"), Нижегородская область, г. Нижний Новгород	ОС	МП СМО-1207-1-2021	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), Владимирская обл., г. Владимир	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), Владимирская обл., г. Владимир	13.07.2021
44.	Преобразо-	MTL	C	83143-21	17224545H++04001	Фирма "Eaton	Фирма "Eaton	ОС	МП 207-	4 года	Общество с	ФГУП	25.06.2021

	ватели измерительные				0904 (модель MTL4545Y), 1724573Y++040022631 (модель MTL4573Y), 17234541YA+030010062 (модель MTL4541YA), 17104541Y++030012700 (модель MTL4541Y)	Electric Limited", Великобритания	Electric Limited", Великобритания		024-2021 "ГСИ. Преобразователи измерительные MTL. Методика поверки"		ограниченной ответственностью "Купер Индастриз Раша" (ООО "Купер Индастриз Раша"), г. Москва	"ВНИИМС", г. Москва	
45.	Измерители панорамные КСВН и ослабления	Р2-МВМ-75	С	83144-21	0617011	Общество с ограниченной ответственностью Научно-Производственный Центр "МитиноПрибор" (ООО НПЦ "МитиноПрибор"), г. Москва, Зеленоград	Общество с ограниченной ответственностью Научно-Производственный Центр "МитиноПрибор" (ООО НПЦ "МитиноПрибор"), г. Москва, Зеленоград	ОС	ГЛЮИ.411228.027 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью Научно-Производствен-ный Центр "МитиноПрибор" (ООО НПЦ "МитиноПрибор"), г. Москва, Зеленоград	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП "ВНИИФТРИ"	10.12.2020
46.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 620 ПСП "Клин" Ульяновского филиала ПАО НК "РуссНефть"	Обозначение отсутствует	Е	83145-21	1	Акционерное общество "Нефтеавтоматика" (АО "Нефтеавтоматика"), г. Уфа	Ульяновский филиал ПАО НК "РуссНефть", г. Ульяновск	ОС	МП 1268-14-2021	1 год	Ульяновский филиал ПАО НК "РуссНефть", г. Ульяновск	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	01.04.2021
47.	Машины универсальные	ТРМЦ Tochline	С	83146-21	1901, 1902	Общество с ограниченной ответственностью "Завод испытательных приборов"	Общество с ограниченной ответственностью "Завод испытательных приборов"	ОС	МП ТИнТ 262-2020	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Завод испытательных приборов"	ООО "ТестИнТех", г. Москва	22.12.2020

						(ООО "ЗИП"), г. Иваново	(ООО "ЗИП"), г. Иваново				(ООО "ЗИП"), г. Иваново		
48.	Дефектоскопы ультразвуковые	SONOSCREEN ST10	C	83147-21	зав. № 10216 в составе с ПЭП WS 45-4 45 зав. №149601; TL2 2MHz зав.№100896	SONOTEC GmbH, Германия	SONOTEC GmbH, Германия	ОС	МП АПМ 91-20	1 год	ООО "НПП "МОНОТЕСТ", г. Москва	ООО "Автопрогресс-М", г. Москва	25.06.2021
49.	Счетчики тепла	RHCS-15	C	83148-21	08201708 (модификация RHCS-15/W (RS-485)), 08201706 (модификация RHCS-15/RF (868 МГц))	Общество с ограниченной ответственностью "ЗАВОД ПРИБОРОВ" (ООО "ЗАВОД ПРИБОРОВ"), г. Орел	Общество с ограниченной ответственностью "РУБЕТЕК РУС" (ООО "РУБЕТЕК РУС"), г. Москва	ОС	ИЦРМ-МП-170-20	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУБЕТЕК РУС" (ООО "РУБЕТЕК РУС"), г. Москва	ООО "ИЦРМ", г. Москва	26.03.2021
50.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО "ЛМЗ им. К. Либкнехта"	Обозначение отсутствует	E	83150-21	1	Общество с ограниченной ответственностью "Энергетическая компания "СТИ" (ООО "ЭК "СТИ"), г. Санкт-Петербург	АО "ЛМЗ им. К. Либкнехта", г. Санкт-Петербург	ОС	МП-371-RA.RU.310556-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энергетическая компания "СТИ" (ООО "ЭК "СТИ"), г. Санкт-Петербург	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	12.07.2021
51.	Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов (модуль УУН-2) ООО "ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез"	Обозначение отсутствует	E	83151-21	YYH-2	Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез" (ООО "ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез"), Нижегородская область, Кстов-	Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез" (ООО "ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез"), Нижегородская область, Кстов-	ОС	МП 2106/1-311229-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез" (ООО "ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез"), Нижегородская область, Кстов-	Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии "СТП", г. Казань	21.06.2021

						ский район, г. Кстово	ский район, г. Кстово				ский район, г. Кстово		
52.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) розничных потребителей на объектах ПАО "ТГК-2" в г. Ярославле	Обозначение отсутствует	Е	83152-21	004	Публичное акционерное общество "Территориальная генерирующая компания №2" (ПАО "ТГК-2"), г. Ярославль	Публичное акционерное общество "Территориальная генерирующая компания №2" (ПАО "ТГК-2"), г. Ярославль	ОС	МП-312235-148-2021	4 года	Публичное акционерное общество "Территориальная генерирующая компания №2" (ПАО "ТГК-2"), г. Ярославль	ООО "Энергокомплекс", г. Москва	11.06.2021
53.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Санкт-Петербург" Холм-Жирковское ЛПУ МГ КС-2 "Холм-Жирковская"	Обозначение отсутствует	Е	83153-21	13.001-2021	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	ОС	МП-337-RA.RU.310556-2021	4 года	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	23.04.2021

54.	Датчики силоизмерительные тензорезисторные	ТВ-25	С	83154-21	051	Акционерное общество "Центральный научно-исследовательский институт машиностроения" (АО "ЦНИИмаш"), Московская обл., г. Королев	Акционерное общество "Центральный научно-исследовательский институт машиностроения" (АО "ЦНИИмаш"), Московская обл., г. Королев	ОС	МП 2301-0324-2021	1 год	Акционерное общество "Центральный научно-исследовательский институт машиностроения" (АО "ЦНИИмаш"), Московская обл., г. Королев	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	10.06.2021
55.	Расходомеры - счетчики газа взрывозащищенные	РСГВ	С	83155-21	001, 002, 003,004,005	Общество с ограниченной ответственностью "МОНИТОРИНГ" (ООО "МОНИТОРИНГ"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "МОНИТОРИНГ" (ООО "МОНИТОРИНГ"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП 242-2442-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "МОНИТОРИНГ" (ООО "МОНИТОРИНГ"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	29.07.2021
56.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Черногорэнерго"	Обозначение отсутствует	Е	83156-21	001	Акционерное общество "Черногорэнерго" (АО "Черногорэнерго"), Тюменская область, г. Нижневартовск	Акционерное общество "Черногорэнерго" (АО "Черногорэнерго"), Тюменская область, г. Нижневартовск	ОС	МП ЭПР-376-2021	4 года	Акционерное общество "Черногорэнерго" (АО "Черногорэнерго"), Тюменская область, г. Нижневартовск	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	05.07.2021
57.	Ротаметры	BROOKS	С	83157-21	X2112007001, X2111801001, X2112006001, X2111801002, X2112002001, X2112003001,	Фирма "Brooks Instrument LLC.", США; Производственная площадка: "Brooks	Фирма "Brooks Instrument LLC.", США	ОС	МП 208-018-2021	3 года	Общество с ограниченной ответственностью "УорлдУайдБридж" (ООО "Уорл-	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	02.06.2021

					X2112004001, X2111802001, X2112001001, X2111802002, X2112005001, X2111803002, X2111803001	Instrument Kft", Венгрия					дУайдБридж"), г. Москва		
58.	Установки поверочные	ВПУ-Энерго М	С	83158-21	020.20.010, 020.20.011	Общество с ограниченной ответственностью "РКС-Энерго" (ООО "РКС-Энерго"), Ленинградская область, г. Всеволожск	Общество с ограниченной ответственностью "РКС-Энерго" (ООО "РКС-Энерго"), Ленинградская область, г. Всеволожск	ОС	МП 1307-1-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "РКС-Энерго" (ООО "РКС-Энерго"), Ленинградская область, г. Всеволожск	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им.Д.И.Менделеева", г. Казань	12.07.2021

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83100-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы газов в твердых материалах МЕТАВАК

Назначение средства измерений

Анализаторы газов в твердых материалах МЕТАВАК (далее – анализаторы) предназначены для измерений массовой доли азота, кислорода и водорода в черных и цветных металлах, сталях, сплавах, геологических пробах и неорганических материалах в соответствии с аттестованными (стандартизованными) методиками (методами) измерений (при использовании в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений).

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов основан на восстановительном плавлении образца в потоке инертного газа-носителя и последующем детектированием аналита с помощью инфракрасного детектора при определении кислорода и детектора по теплопроводности при определении азота и водорода. При измерении массовой доли кислорода или азота в анализируемой пробе применяют в качестве газа-носителя гелий (He), при измерении массовой доли водорода в анализируемой пробе применяют в качестве газа-носителя аргон (Ar) или азот (N_2).

Конструктивно анализаторы выполнены в виде блока импульсной печи и измерительного блока. Блоки анализатора могут быть как отдельно отстоящими, так и быть в составе моноблока. Импульсная печь обеспечивает нагревание и плавление образа в графитовом тигле в токе инертного газа, в результате которого аналит переходит в газовую фазу и транспортируется газовой магистралью в измерительный блок, где вырабатывается измерительный сигнал, пропорциональный содержанию аналита в пробе. На основании массы пробы и величины этого сигнала производится расчет массовой доли аналита по градуировочной зависимости.

Анализаторы имеют семь моделей, каждая из которых предназначена для измерения массовой доли определенных компонентов. Наименование моделей, наименование определяемого компонента и обозначение моделей анализаторов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Наименование моделей, определяемый компонент и обозначение моделей анализаторов

Наименование модели	Определяемый компонент	Обозначение
МЕТАВАК-В	Водород	МЕТ 201.Э.00.00.000-01
МЕТАВАК-А	Азот	МЕТ 201.Э.00.00.000-02
МЕТАВАК-К	Кислород	МЕТ 201.Э.00.00.000-03
МЕТАВАК-ВК	Водород, кислород	МЕТ 201.Э.00.00.000-13
МЕТАВАК-АВ	Азот, водород	МЕТ 201.Э.00.00.000-21
МЕТАВАК-АК	Азот, кислород	МЕТ 201.Э.00.00.000-23
МЕТАВАК-ВАК	Водород, азот, кислород	МЕТ 201.Э.00.00.000-30

Каждый экземпляр анализатора однозначно идентифицируется по наименованию модели и заводскому номеру. Заводской номер имеет цифровое обозначение и наносится на металлическую пластинку, находящуюся на задней части анализатора теснением. Наименование модели наносится типографским методом на переднюю часть корпуса анализатора и имеет буквенно-цифровое обозначение.

Общий вид анализаторов и обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунках 1 и 2.

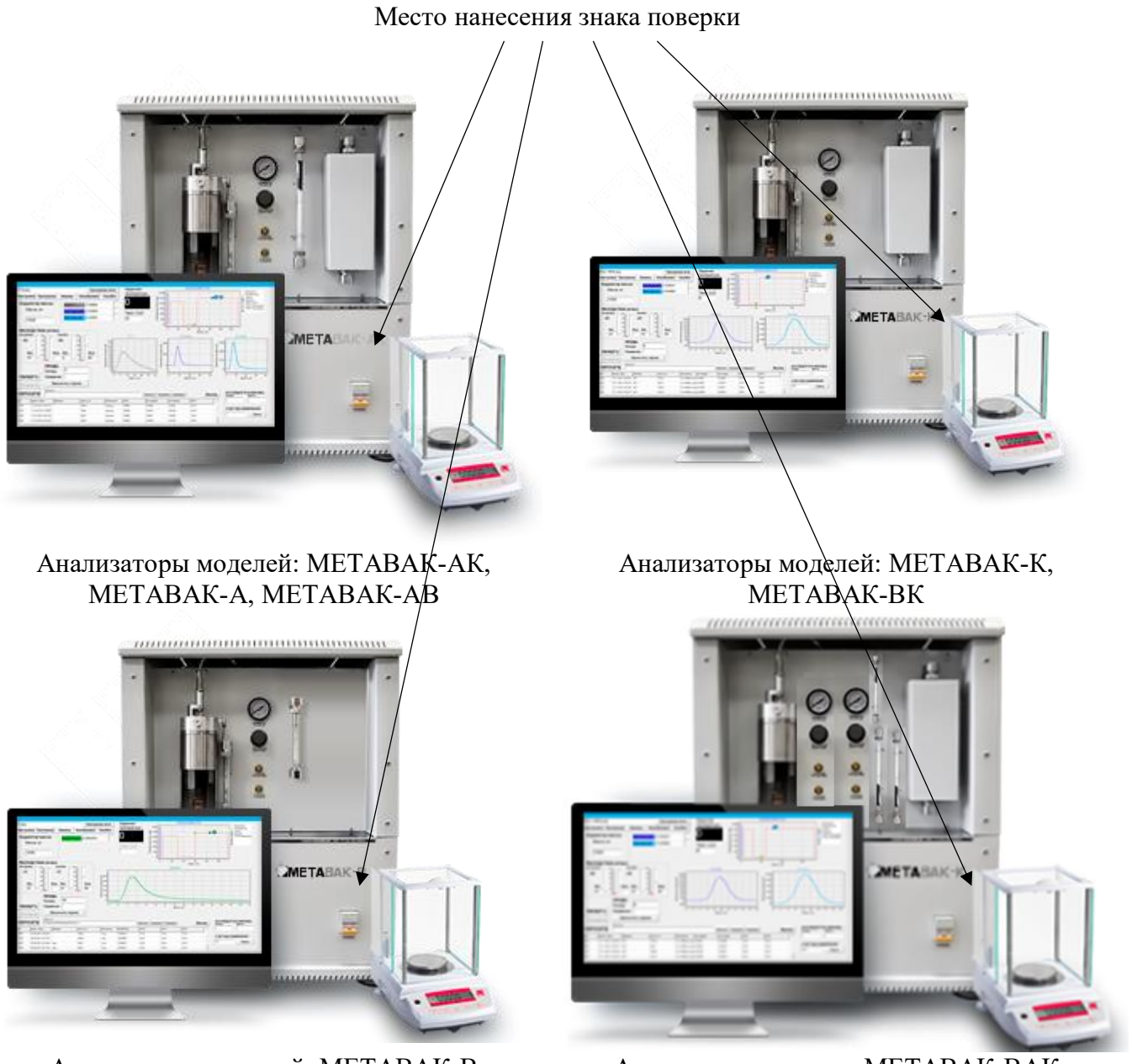


Рисунок 1 – Общий вид анализаторов газов в твердых материалах моделей МЕТАВАК-АК, МЕТАВАК-А, МЕТАВАК-АВ, МЕТАВАК-К, МЕТАВАК-ВК, МЕТАВАК-В, МЕТАВАК-ВАК при исполнении в едином блоке

Рисунок 2 – Общий вид анализаторов газов в твердых материалах моделей МЕТАВАК-АК, МЕТАВАК-А, МЕТАВАК-АВ, МЕТАВАК-К, МЕТАВАК-ВК, МЕТАВАК-В, МЕТАВАК-ВАК при исполнении в виде отдельных блоков: блока импульсной печи и аналитического блока

Пломбирование анализаторов не предусмотрено.
Предусмотрено нанесение знака поверки на лицевую поверхность корпуса анализатора или в паспорт.

Программное обеспечение

анализаторы оснащены внешним программным обеспечением (ПО). ПО является метрологически значимым и выполняет следующие функции:

- управление анализатором;
- выполнение и сохранение результатов калибровки;
- сбор результатов измерений, сохранение результатов измерений;
- формирование отчетов с результатами измерений и вывод их на печать;
- редактирование параметров анализаторов.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014. Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при их нормировании.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MetavakHNO
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний массовой доли, %: - азот - кислород - водород	 от 0,0001 до 3,0 от 0,0001 до 5,0 от 0,00001 до 4,0
Предел обнаружения, %: - азот - кислород - водород	 0,0005 0,0005 0,00005
Предел допускаемого относительного среднего квадратического отклонения массовой доли[1)], %: - азот - кислород - водород	 5,0
Пределы допускаемой инструментальной составляющей относительной погрешности измерений массовой доли[1)], %	±10,0

[1)] – при массовой доли аналита более чем в 10 раз превышающей предел обнаружения и массе пробы более 200 мг

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры анализатора при исполнении в едином блоке, мм, не более высота ширина длина	 960 600 700
Масса анализатора при исполнении в едином блоке, кг, не более	80
Габаритные размеры аналитического блока[1)], мм, не более высота ширина длина	 530 600 450
Масса аналитического блока[1)], кг, не более	50
Габаритные размеры импульсной печи[1)], мм, не более высота ширина длина	 670 400 640
Масса импульсной печи[1)], кг, не более	30
Условия эксплуатации: температура окружающей среды, °С относительная влажность, %, не более	 от +15 до +30 80
Параметры электрического питания: напряжение переменного тока, В частота переменного тока, Гц	 220±22 50±1
Средний срок службы, лет	5

[1)] – в случае, если анализатор конструктивно выполнен в виде отдельно отстоящих блоков: блока импульсной печи и аналитического блока

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализаторы газов в твердых материалах МЕТАВАК-В МЕТАВАК-А МЕТАВАК-К МЕТАВАК-ВК МЕТАВАК-АВ МЕТАВАК-АК МЕТАВАК-ВАК	 МЕТ 201.Э.00.00.000-01 МЕТ 201.Э.00.00.000-02 МЕТ 201.Э.00.00.000-03 МЕТ 201.Э.00.00.000-13 МЕТ 201.Э.00.00.000-21 МЕТ 201.Э.00.00.000-23 МЕТ 201.Э.00.00.000-30	1 шт.
Весы электронные	-	опционально
Компьютер и принтер	-	опционально
Система охлаждения	-	1 шт.
Кабель соединительный		1 шт.
Устройство очистки	-	1 шт.
Компрессор	-	опционально
Комплект расходных материалов	-	опционально
Комплект ЗиП	-	опционально
Программное обеспечение	MetavakHNO	1 шт.
Руководство по эксплуатации	МЕТ 201.Э.00.00.000 РЭ	1 экз.
Руководство пользователя программным обеспечением	-	1 экз.
Паспорт	МЕТ 201.Э.00.00.000 ПС	1 экз.
Методика поверки	МП 13-251-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 15 Руководства по эксплуатации.
ГОСТ 17745-90 Стали и сплавы. Методы определения газов.

Нормативные документы, устанавливающие требования к анализаторам газов в твердых материалах МЕТАВАК
АВА 546.НС.00.00.000.22ТУ «Анализаторы газов в твердых материалах МЕТАВАК. Технические условия».

Изготовитель
Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное объединение «Эксан» (ООО НПО «Эксан»)
ИНН 1834032026
Адрес: 426006, Российская Федерация, Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Телегина, д. 30/590, оф. 109
Телефон: +7 (3412) 655-020
Web-сайт: http://www.eksan.ru/
E-mail: office@eksan.ru

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

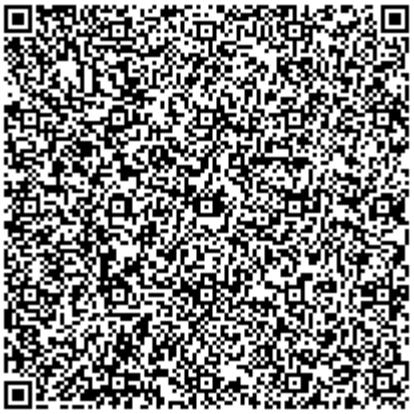
Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 4

Телефон: +7 (343) 350-26-18; факс: (343) 350-20-39

Web-сайт: www.uniim.ru

E-mail: uniim@uniim.ru

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц УНИИМ – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311373 от 19.10.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83101-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы электронные R1-LPS

Назначение средства измерений

Весы электронные R1-LPS (далее - весы) предназначены для статических измерений массы.

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на преобразовании действующей на весы силовой нагрузки, создаваемой взвешиваемым объектом, в деформацию упругого элемента весоизмерительного датчика, на котором нанесены тензорезисторы. Деформация упругого элемента вызывает изменение электрического сопротивления тензорезисторов, преобразуемого в аналоговый электрический сигнал. Электрический сигнал, пропорциональный массе взвешиваемого объекта, поступает на вход аналого цифрового преобразователя (далее АЦП), находящемся в весоизмерительном устройстве весов, цифровой сигнал электрический сигнал используется для вывода на экран, распечатки на этикетки и/или передается на внешнее электронное устройство (принтер, компьютер)

Весы состоят из весоизмерительного устройства, принтера этикеток (за исключением модели с индексом B00, где используется внешний принтер) и индикатора. Весоизмерительное устройство включает в себя грузоприемную платформу, грузопередающее устройство, весоизмерительный датчик. Индикатор обеспечивает электрическое питание датчика, аналого-цифровое преобразование его сигнала, обработку и индикацию результатов измерений.

Весы R1-LPS выпускаются в трёх модификациях, отличающихся максимальной нагрузкой (Max) (3/6 кг, 6/15 кг и 15/30 кг), минимальной нагрузкой (Min) и значением поверочного интервала (e).

Весы выпускаются в следующих вариантах исполнения (всего 36 вариантов):

- дисплеи оператора и покупателя матричные цифро/букво-синтезирующие встроенные в корпус весов соответственно на передней и задней панелях корпуса весов, принтер этикеток с горизонтальным выходом этикетки встроен в корпус весов (в обозначении весов индекс A00);
- дисплеи оператора и покупателя сегментные цифро-синтезирующие расположены на стойке, принтер этикеток с горизонтальным выходом этикетки встроен в корпус весов (в обозначении весов индекс A01);
- дисплеи оператора и покупателя матричные цифро/букво-синтезирующие расположены на стойке, принтер этикеток с горизонтальным выходом этикетки встроен в корпус весов (в обозначении весов индекс A02);
- дисплеи оператора и покупателя жидкокристаллические расположены на стойке, принтер этикеток с горизонтальным выходом этикетки встроен в корпус весов (в обозначении весов индекс A03);

- дисплеи оператора и покупателя жидкокристаллические сенсорные, встроенные в корпус весов соответственно на передней и задней панелях корпуса весов, принтер этикеток с горизонтальным выходом этикетки встроен в корпус весов (в обозначении весов индекс A04);
- дисплеи оператора и покупателя (при его наличии) жидкокристаллические сенсорные расположены на стойке, принтер этикеток с горизонтальным выходом этикетки встроен в корпус весов (в обозначении весов индекс A05);
- дисплеи оператора и покупателя (при его наличии) жидкокристаллические сенсорные, дисплей оператора встроен в корпус весов на передней панели, дисплей покупателя (при его наличии) расположены на стойке, принтер этикеток с горизонтальным выходом этикетки встроен в корпус весов (в обозначении весов индекс A06);
- дисплеи оператора и покупателя сегментные встроенные в корпус весов соответственно на передней и задней панелях корпуса весов. грузоприемная платформа и грузопередающее устройство располагаются под весами, принтер этикеток с горизонтальным выходом этикетки встроен в корпус весов (в обозначении весов индекс A07);
- дисплей оператора сегментный цифро-синтезирующий встроен в корпус весов на передней панели корпуса весов, принтер этикеток не входит в состав весов (в обозначении весов индекс B00);
- дисплей оператора сегментный цифро-синтезирующий встроен в корпус весов на передней панели корпуса весов, принтер этикеток с горизонтальным выходом этикетки закреплен на стойке (в обозначении весов индекс B01);
- дисплеи оператора и покупателя жидкокристаллические расположены на стойке, принтер этикеток с вертикальным выходом этикетки встроен в корпус весов (в обозначении весов индекс C01);
- дисплеи оператора и покупателя (при наличии) жидкокристаллические сенсорные расположены на стойке, принтер этикеток с вертикальным выходом этикетки встроен в корпус весов (в обозначении весов индекс C02).

Для управления весами используются:

- сенсорная клавиатура (индексы A04, A05, A06, B01, C02);
- механическая клавиатура (индексы A00, A01, A02, A03, A07, B00, C01).

В весах используются следующие типы дисплеев:

- сегментный цифро-синтезирующий дисплей (индексы A01, B00, B01);
- матричный цифро/букво-синтезирующий (индексы A00, A02, A03, A07, C01).

Для печати этикетки на весах используется следующие виды принтеров:

- принтер с горизонтальным выходом этикетки (индексы A00, A01, A02, A03, A04, A05, A06, A07, B01);
- принтер с вертикальным выходом этикетки (индексы C01, C02).

Обозначение моделей весов имеет следующий вид:
Весы электронные R1-LPS-[1]-[2],
где R1-LPS название весов,
[1] – индекс варианта исполнения весов
[2] – индекс максимальной нагрузки весов.
Пример обозначения весов: весы электронные R1-LPS-A02-15.

Весы оснащены следующими устройствами (указанными ниже в соответствии с ГОСТ OIML R 76-1-2011):

- устройством установки по уровню (Т.2.7.1);
- устройством первоначальной установки нуля (Т.2.7.2.4);
- полуавтоматическим устройством установки нуля (Т.2.7.2.2);
- устройством слежения за нулем (Т.2.7.3);
- устройством выборки массы тары (Т.2.7.4);

– устройством взвешивания тары (Т.2.7.4.2);
– полуавтоматическим устройством юстировки чувствительности (4.1.2.5).

В весах предусмотрены следующие режимы работы (ГОСТ OIML R 76-1-2011, п. 4.20):

- вычисление стоимости товара по массе и цене;
- вычисление стоимости штучных товаров по количеству и цене за штуку;
- суммирование стоимости товаров при обычном взвешивании и в «штучном» режиме;
- программирование цен товаров и вызов их из энергонезависимой памяти весов;
- запись и хранение в энергонезависимой памяти весов информации о товарах (цена, наименования и другие сведения);
- печать этикетки со значениями массы или введенного количества товара, введенной цены и рассчитанной по ним стоимости взвешиваемого товара, его названием и другими сведениями о нем, а также штрих кодом, содержащим значение измеряемой массы, рассчитанной стоимости.

Общий вид весов различных вариантов исполнений весов представлен на рисунке 1.

Для защиты весов от несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений, весы пломбируются клеймом поверителя (знак поверки). Схемы пломбирования от несанкционированного доступа приведены на рисунках 2 и 3. Пример маркировки весов приведен на рисунке 4.

Весы оснащены интерфейсом Ethernet.

Рисунок 1 – Общий вид весов

Рисунок 2 – схема пломбировки весов от несанкционированного доступа весов с индексами варианта исполнения А и В (используется пластилиновая пломба)

Рисунок 3 – схема пломбировки весов от несанкционированного доступа весов с индексами варианта исполнения С (используется свинцовая пломба)

Серийный номер и буквенно-цифровое обозначение варианта исполнения весов приведены на маркировочной табличке, расположенной на корпусе весов. Пример маркировки весов приведен на рисунке 4.

Рисунок 4 – Пример маркировки весов

Программное обеспечение

В весах используется встроенное программное обеспечение (ПО), выполняющее функции по сбору, передаче, обработке, представлению и хранению измерительной информации.

Идентификация программы осуществляется путем просмотра номера версии программного обеспечения на индикаторе при нажатии кнопки ПРОГ в рабочем режиме весов.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений весов соответствует высокому уровню по Р 50.2.077-2014.

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Встроенное ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО*	1.001
Цифровой идентификатор ПО	-
* Номер версии (идентификационный номер) ПО не ниже указанного.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Класс точности весов по ГОСТ OIML R 76-1–2011	средний		
Максимальная нагрузка (Max), кг	3/6	6/15	15/30
Минимальная нагрузка (Min), кг	0,02	0,04	0,1
Действительная цена деления (d), г	1/2	2/5	5/10
Поверочный интервал (e), г	1/2	2/5	5/10
Число поверочных интервалов (n)	3000		
Пределы допускаемой погрешности весов (mpe) при поверке, г, в интервалах взвешивания:			
от Min до 0,5 кг включ.	±0,5	–	–
св. 0,5 кг до 2 кг включ.	±1,0	–	–
св. 2 кг до 3 кг включ.	±1,5	–	–
св. 3 кг до 4 кг включ.	±2,0	–	–
св. 4 кг до 6 кг включ.	±2,5	–	–
от Min кг до 1 кг включ.	–	±1,0	–
св. 1 кг до 4 кг включ.	–	±2,0	–
св. 4 кг до 6 кг включ.	–	±3,0	–
св. 6 кг до 10 кг включ.	–	±5,0	–
св. 10 кг до 15 кг включ.	–	±7,5	–
от Min кг до 2,5 кг включ.	–	–	±2,5
св. 2,5 кг до 10 кг включ.	–	–	±5,0
св. 10 кг до 15 кг включ.	–	–	±7,5
св. 15 кг до 20 кг включ.	–	–	±10
св. 20 кг до 30 кг включ.	–	–	±15
Повторяемость (размах) показаний, мг, не более	|mpe|		
Диапазон устройства выборки массы тары, кг	от 0 до Max		
Диапазон устройства первоначальной установки нуля	от 0 до 20 % Max		
Диапазон установки на нуль (суммарный) устройств установки нуля и слежения за нулем	от 0 до 4 % Max		

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики в зависимости от варианта исполнения весов		
	R1-LPS-A01-06 R1-LPS-A01-15 R1-LPS-A01-30 R1-LPS-A02-06 R1-LPS-A02-15 R1-LPS-A02-30 R1-LPS-A03-06 R1-LPS-A03-15 R1-LPS-A03-30 R1-LPS-A05-06 R1-LPS-A05-15 R1-LPS-A05-30 R1-LPS-A06-06 R1-LPS-A06-15 R1-LPS-A06-30	R1-LPS-B01-06 R1-LPS-B01-15 R1-LPS-B01-30	R1-LPS-C01-06 R1-LPS-C01-15 R1-LPS-C01-30 R1-LPS-C02-06 R1-LPS-C02-15 R1-LPS-C02-30
Габаритные размеры (без индикатора) (длина; ширина; высота), мм, не более:	440; 400; 170	425; 320; 150	445; 400; 170
Габаритные размеры грузоприемной платформы (длина, ширина, высота), мм, не более:	383; 363; 25	260; 380; 25	383; 363; 25
Высота от поверхности стола до нижнего края дисплея, мм, не более:	430	400	450
Высота от поверхности до верхнего края дисплея, мм, не более:	570	640	650
Масса грузоприемной платформы, кг, не более:	0,9	0,8	0,9
Масса без индикатора, кг, не более:	5,8	15	16
Масса с индикатором, кг, не более:	6,7	19	19
Потребляемая мощность, В·А, не более	60	60	60
-напряжение переменного тока, В	от 120 до 240		
- частота переменного тока, Гц	от 50 до 60		
Условия эксплуатации: - предельные значения температуры (T_{min}, T_{max}), ºС - относительная влажность воздуха, %	-10, +40 до 85		
Средний срок службы, лет Средняя наработка до отказа при средней загрузке средства измерений 8 часов в сутки, ч	10 12500		

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики в зависимости от исполнения	
	R1-LPS-A00-06 R1-LPS-A00-15 R1-LPS-A00-30 R1-LPS-A04-06 R1-LPS-A04-15 R1-LPS-A04-30 R1-LPS-A07-06 R1-LPS-A07-15 R1-LPS-A07-30	R1-LPS-B00-06 R1-LPS-B00-15 R1-LPS-B00-30
Габаритные размеры (длина; ширина; высота), мм, не более:	440; 400; 170	425; 320; 150
Габаритные размеры грузоприемной платформы (длина, ширина, высота), мм, не более:	383; 363; 25	260; 380; 25
Высота, мм, не более:	430	400
Масса грузоприемной платформы, кг, не более:	0,9	0,8
Масса кг, не более:	5,8	15
Потребляемая мощность, В·А, не более	60	60
-напряжение переменного тока, В	от 120 до 240	
- частота переменного тока, Гц	от 50 до 60	
Условия эксплуатации: - предельные значения температуры (T_{min}, T_{max}), ºС - относительная влажность воздуха, %	 -10, +40 до 85	
Средний срок службы, лет Средняя наработка до отказа при средней загрузке средства измерений 8 часов в сутки, ч	10 12500	

Знак утверждения типа
наносится на корпус весов в виде наклейки или фотохимическим способом на фирменную пластину, закрепляемую на корпусе весов, и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность весов R1-LPS

Наименование	Обозначение	Кол-во
Весы	-	1 шт.
Грузоприемная платформа	-	1 шт.
Индикатор с соединительным кабелем (за исключением моделей R1-LPS-A00-06, R1-LPS-A00-15, R1-LPS-A00-30, R1-LPS-A04-06, R1-LPS-A04-15, R1-LPS-A04-30, R1-LPS-A07-06, R1-LPS-A07-15, R1-LPS-A07-30, R1-LPS-B00-06, R1-LPS-B00-15, R1-LPS-B00-30)	-	1 экз.
Кабель питания	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Примечание - По запросу клиента комплект поставки может быть расширен.		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 3 «Конструкция» Руководства по эксплуатации «Весы электронные R1-LPS. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к весам электронным R1-LPS

ГОСТ OIML R 76-1-2011 ГСИ. Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания

Государственная поверочная схема для средств измерений массы, утвержденная приказом Росстандарта от 29 декабря 2018 г. № 2818

Техническая документация Putian Shangdeli Electronic Instrument Com., Ltd., Китай

Изготовитель

Putian Shangdeli Electronic Instrument Co., Ltd., Китай
Адрес: Shangtang Jewels&Crafts Estate, Xiuyu District, Putian, P.R.C.,
Телефон：+86-400-663-1388; Факс：86-594-6950309
Web: www.naikesi.com.cn
E-mail：naikesi@qq.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»
Адрес: 190005, Россия, Санкт-Петербург, Московский пр., 19
Телефон: +7 (812) 251-76-01
Факс: +7 (812) 713- 01-14
Web-сайт: www.vniim.ru
E-mail: info@vniim.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311541

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83102-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи термоэлектрические ТС01

Назначение средства измерений

Преобразователи термоэлектрические ТС01 (далее – ПТ) предназначены для измерений температуры сред, не агрессивных к материалу защитных гильз.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на явлении возникновения термоэлектродвижущей силы (далее - ТЭДС) в замкнутой цепи ПТ при разности температур между его рабочим и свободными концами. ПТ обеспечивают преобразование измеряемой температуры в изменение ТЭДС.

ПТ состоят из измерительной вставки, внутри которой размещен чувствительный элемент, соединительной головки (или без нее), удлинителя (или без него) с различными видами присоединений к объектам измерений. Для измерения температуры при высоких давлениях и скоростях среды предусмотрены защитные гильзы, конструкция которых зависит от параметров измеряемой среды.

По способу контакта с измеряемой средой ПТ соответствуют погружаемому исполнению, по условиям эксплуатации – стационарному исполнению, по отношению к измеряемой среде – герметичные.

ПТ имеют исполнения: ТС01-001, ТС01-002, ТС01-003, ТС01-004, ТС01-005, ТС01-006, которые различаются по конструктивному исполнению, диапазону измерений и типу НСХ. Нанесение знака поверки на ПТ не предусмотрено. ПТ имеют заводские номера, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра, номер наносится на идентификационную табличку ПТ.

Общий вид ПТ представлен на рисунке 1.

Пломбирование ПТ не предусмотрено.

Рисунок 1 – Общий вид преобразователей термоэлектрических ТС01

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Обозначение исполнения	Условное обозначение НСХ	Класс допуска	Диапазон измерений, °С	Пределы допускаемых отклонений ТЭДС ПТ от НСХ, °С
ТС01-001	B	2	от +600 до +1700	± 0,0025·|t|*
ТС01-002	E	1	от -40 до +375 включ. св. +375 до +800	± 1,5 ± 0,004·|t|
		2	от -40 до +333 включ. св. +333 до +900	± 2,5 ± 0,0075·|t|
ТС01-003	J	1	от -40 до +375 включ. св. +375 до +750	± 1,5 ± 0,004·|t|
		2	от -40 до +333 включ. св. +333 до +750	± 2,5 ± 0,0075·|t|
ТС01-004	K, N	1	от -40 до +375 включ. св. +375 до +1000	± 1,5 ± 0,004·|t|
		2	от -40 до +333 включ. св. +333 до +1200	± 2,5 ± 0,007·|t|
ТС01-005	S, R	1	от 0 до +1100 включ. св. +1100 до 1600	± 1,0 ± [1,0+0,003·(t-1100)]
		2	от 0 до +600 включ. св. +600 до 1600	± 1,5 ± 0,0025·|t|
ТС01-006	T	1	от -40 до +125 включ. св. +125 до +350	± 0,5 ± 0,004·|t|
		2	от -40 до +133 включ. св. +133 до +350	± 1,0 ± 0,0075·|t|

_____
Буквенное обозначение, применяемое в таблице: t — значение измеряемой температуры, °С.

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающей среды, °С	от -60 до +85
Максимальная влажность окружающего воздуха при температуре + 35 °С, %, не более	99
Показатель тепловой инерции, с, не более	9
Электрическое сопротивление изоляции между термоэлектродами и металлической частью защитной арматуры при температуре от +18 до +28 °С и относительной влажности от 30 до 80 %, МОм, не менее	100
Диапазон температур при транспортировании, °С	от -50 до +50
Максимальная влажность окружающего воздуха в транспортной таре при температуре + 35 °С, %	98

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более: - длина измерительной вставки- диаметр монтажной части измерительной вставки	 от 10 до 40 от 0,1 до 12,7
Масса, кг, не более	10
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	43800

Знак утверждения типа
наносится типографским способом на титульный лист паспорта.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь термоэлектрический	ТС01	1 шт.
Паспорт	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в Паспорте, п. 10 «Электрическое измерение температуры»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям термоэлектрическим ТС01

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

ГОСТ 6616-94 «Преобразователи термоэлектрические. Общие технические условия».

ГОСТ 8.338-2002 «ГСИ. Преобразователи термоэлектрические. Методика поверки»

Техническая документация изготовителя «Tecnomatic Flow Elements Srl», Италия

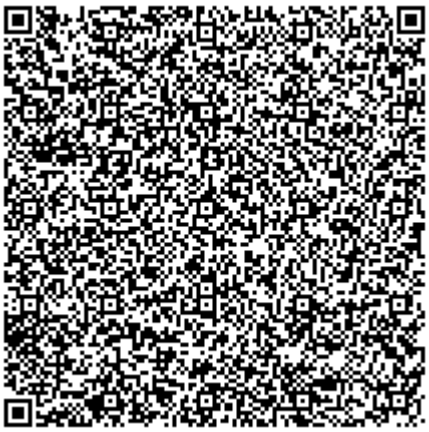
Изготовитель

Фирма «Tecnomatic Flow Elements Srl», Италия
Адрес: Via delle Industrie, 36, 26100 Cremona CR, Italy
Телефон: +39 0372-21574
Факс: +39 0372-28318
Web-сайт: www.tmtecnomatic.com

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83103-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированного управления дожимной стационарной блочно-контейнерной компрессорной станции ДККС-3000-1/1-5

Назначение средства измерений

Система автоматизированного управления дожимной стационарной блочно-контейнерной компрессорной станции ДККС-3000-1/1-5 (далее – АСУ ДККС) предназначена для измерений и управления параметрами технологического процесса (температуры, давления, расхода, концентрации газов).

Описание средства измерений

Принцип действия АСУ ДККС основан на следующих методах измерений от первичных преобразователей (далее – ПП):

1) для определения температуры – термосопротивляемый и термоэлектрический;

2) давления – тензорезистивный;

3) виброскорости – пьезоэлектрический;

4) для определения компонентов загазованности – оптико- абсорбционный.

АСУ ДККС используется для управления в автоматическом режиме дожимной стационарной блочно-контейнерной компрессорной станции типа ДККС. При этом объектом управления являются, как сам компрессор (либо группа компрессоров, входящих в состав станции), так и его электропривод, а также вспомогательное технологическое оборудование и системы, входящие в состав компрессорной станции на Повховском месторождении, ХМАО-Югра, Тюменская область, ООО «Лукойл-Западная Сибирь» ТПЛ «Повхнефтегаз».

АСУ ДККС выполняет следующие функции:

- автоматизированное измерение, регистрация, обработка, контроль, хранение и индикация параметров технологического процесса;
- предупредительная и аварийная сигнализация при выходе параметров технологического процесса за установленные границы и при обнаружении неисправности в работе оборудования;
- отображение технологической и системной информации на операторской станции управления.

Состав измерительных компонентов АСУ ДККС включает в себя:

- контроллеры программируемые SIMATIC S7-1200 (номер в Федеральном информационном фонде № 63339-16), устройство распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200SP/SP HA (номер в Федеральном информационном фонде № 74165-19);

Заводской номер наносится на шилдик на корпусе шкафа АСУ ДККС, изготовленный шелкографическим методом.

Знак поверки наносится на лицевую часть на корпус шкафа АСУ ДККС, доступная для просмотра и идентификации знака предыдущей поверки и (или) на свидетельство о поверке в соответствии с действующими нормативными и правовыми актами по проведению поверки.

Внешний вид АСУ ДККС представлен на рисунке 1.

Состав средств измерений, применяемых в качестве первичных преобразователей измерительных каналов (далее – ИК), указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Средства измерений, применяемые в качестве ПП ИК

Наименование ИК	Наименование первичного ПП ИК	Регистрационный номер
ПП температуры	Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304/М1-Н	50519-17
	Преобразователи температуры Метран-280 модели Метран-286-Ex	23410-13
	Термопреобразователи сопротивления ТСПТ-04; ТСПТ-04;	57713-19
	Термометр биметаллический БТ	73393-18
ПП вибрации (виброскорости)	Вибропреобразователи пьезоэлектрический с предусилителем ВК-310, тип вибропреобразователя ВК-310С	22234-01
ПП избыточного давления	Датчики давления Метран-150, модели МЕТРАН-150TG3	32854-13
	Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	63044-16
ПП разности давлений	Датчики давления Метран-150, модели МЕТРАН-150CD3	32854-13
ПП абсолютного давления	Датчики давления Метран-150, модели МЕТРАН-150TA2	32854-13
ПП концентрации газа (метан)	Газоанализаторы стационарные оптические СГОЭС, модель СГОЭС-М11-2 Метан	59942-15
Примечание 1 Допускается замена ПП ИК на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем перечисленных в таблице 1, при условии, что предприятие-владелец АСУ ДККС не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. 2 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АСУ ДККС порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы.		

Программное обеспечение

Для преобразования измерительных аналоговых сигналов в цифровой эквивалент и преобразования цифрового сигнала в аналоговую форму используются алгоритмы, реализованные в внутреннем ПО и записанные в постоянной памяти соответствующего модуля. Внутреннее ПО устанавливается в энергонезависимую память модулей ввода/вывода АСУ ДККС на заводе-изготовителе во время производственного цикла. Внутреннее ПО недоступно пользователю и не подлежит изменению на протяжении всего времени эксплуатации.

Внешнее ПО устанавливается на персональные компьютеры рабочих станций операторов. Внешнее ПО предназначено для конфигурирования и обслуживания микропроцессорных контроллеров АСУ ДККС и не влияет на метрологические характеристики модулей ввода/вывода АСУ ДККС. Внешнее ПО не имеет энергонезависимой памяти модулей ввода/вывода АСУ ДККС и не позволяет изменять или корректировать базовое ПО.

ПО АСУ ДККС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля.

Идентификационные данные внешнего ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SIMATIC STEP 7 Prof.
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V16
Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО	6ES7822-1AA06-0YA5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-

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

Рисунок 1 – Общий вид АСУ ДККС

Пломбирование АСУ ДККС не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемых погрешностей измерений ИК (без учета ПП)
ИК температуры	от -50 до 150 °С	Δ:±0,4 °С
	от -50 до 150 °С	Δ: ±(0,3+0,005·|t|) °С
ИК виброскорости	от 0,1 до 30 мм/с	δ: ±7,0 %
ИК избыточного давления	от 0 до 1 МПа	γ: ±0,1 %
	от 0 до 600 кПа	
ИК абсолютного давления	от 0 до 250 кПа	
ИК перепада давления	от 0 до 250 кПа	
ИК концентрации газа	от 0 до 100 % НКПР	Δ: ±5 % НКПР (в диапазоне от 0 до 50 % НКПР включ.); δ: ±10 % (в диапазоне св. 50 до 100 % НПКР).
Примечания Δ – абсолютная погрешность, в единицах измеряемой величины; δ – относительная погрешность измерений, %; γ – приведенная погрешность (нормируется значением для приведенной погрешности является разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений), %.		

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК, не более	40
Тип входного сигнала: - сила постоянного тока, мА	от 4 до 20
Параметры электрического питания переменного тока: - напряжение, В, не более - частота, Гц	230 $50,0^{+0,05}_{-0,05}$
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С; - относительная влажность, %; - атмосферное давление, кПа	от 15 до 25 от 30 до 80 без конденсации от 84,0 до 106,7
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	50 000
Средний срок службы, лет	30
Примечание – условия эксплуатации для ПП ИК указаны в технической документации на каждый ПП отдельно.	

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплект поставки средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система автоматизированного управления дожимной стационарной блочно-контейнерной компрессорной станции	ДККС-3000-1/1-5	1 ед.
Инструкция по эксплуатации и техническому обслуживанию	ДККС-3000-1/1-5.00.00.000 ИЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ДККС-3000-1/1-5.00.00.000 РЭ	1 экз.
Паспорт	ДККС-3000-1/1-5.00.00.000 ПС	1 экз.
Методика поверки	МП-259/02-2021	1 экз.
Ведомость эксплуатационных документов	ДККС-3000-1/1-5.00.00.000 ВЭ	1 экз.
Ведомость эксплуатационных ЗИП	ДККС-3000-1/1-5.00.00.000 ЗИ	1 экз.
Дожимная стационарная блочно-контейнерная компрессорная станция	ДККС 3000-1/1-5	1 ед.
Компрессор	Howden WRVi 255/165 32	1 ед.
Электродвигатель	1ВАО-450 М 2 У2,5-Т УХЛ1	1 ед.
Фильтр ФС-3000/10	ФС-3000/10.00.00.000	1 ед.
Сепаратор С 3000/10	С 3000/10.00.00.000	1 ед.
Сепаратор центробежный вертикальный газовый	СЦВ-Г-325/1,6-3000-2	1 ед.
Теплообменник ХПС300-2х50М1	ХПС300-2х50М1.00.00.000	1 ед.
Теплообменник ХПС300-1х100М9	ХПС300-1х100М9.00.00.000	1 ед.
Шкаф пожарной автоматики	28ШПА-00.00.000	1 ед.
Шкаф вводной	ДККС-3000-1/1-5.10.01.000	1 ед.
Шкаф НКУ	ДККС-3000-1/1-5.10.02.000	1 ед.
Шкаф САУ	ДККС-3000-1/1-5.10.03.000	1 ед.
ЗИП эксплуатационный согласно ведомости	ДККС-300-1/1-5.00.00.000 ЗИ	1 экз.
ЗИП монтажный согласно ведомости	ДККС-300-1/1-5.00.00.000 ЗИ1	1 экз.
Эксплуатационно-техническая документация согласно ведомости эксплуатационных документов	ДККС-3000-1/1-5.00.00.000 ВЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в эксплуатационной документации на первичные измерительные преобразователи, входящие в состав АСУ ДККС.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированного управления дожимной стационарной блочной-контейнерной компрессорной станции ДККС-3000-1/1-5

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

ГОСТ Р 51841-2001 Программируемые контроллеры. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ 8.027-2001 (ГСИ) Государственная поверочная схема для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы (вольтметры)

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 (амперметры)

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «30» декабря 2019 г. № 3456 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Верейский Механический Завод» (ООО «ВМЗ»)

ИНН: 5030090040

Адрес: 143330, Московская область, Наро-Фоминский район, г. Верея, ул. Кировская, д.21-1

Телефон: 496-34-67-973

Факс: 496-34-67-973

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83104-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы ПАС-17

Назначение средства измерений

Приборы ПАС-17 (далее – приборы) предназначены для преобразований сигналов силы постоянного электрического тока, сигналов от термопреобразователей сопротивления и термопар в выходные аналоговые сигналы силы постоянного тока или цифровые сигналы.

Описание средства измерений

Принцип действия приборов основан на последовательных преобразованиях измеряемых величин.

Приборы осуществляют отображение, регистрацию и хранение измеренных данных, взаимодействие с верхним уровнем контроля и управления с помощью интерфейсов RS-485 или Ethernet.

Приборы изготавливаются в двух вариантах исполнения:

1. Общепромышленное исполнение, шифр исполнения ПАС-17А, обозначение исполнения ЦКЛГ.421411.007-01.

2. Взрывозащищенное исполнение с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь», шифр исполнения ПАС-17Р, обозначение исполнения ЦКЛГ.421411.007. Взрывозащищенное исполнение соответствует требованиям ГОСТ 31610.0-2014 и ГОСТ 31610.11-2014, на заднюю сторону корпуса наносится маркировка [Ex ib Gb] IIC. Сертификат соответствия МОС «Сертиум» № ТС RU C-RU.ME92.B.01042.

Конструктивно приборы состоят из одного блока, предназначенного для щитового монтажа, приборы имеют модульную структуру и состоят из соединенных согласно требуемой конфигурации блоков модулей из числа следующих:

- модулей универсального ввода-вывода МУВР (для ПАС-17А) или МУВВ (для ПАС-17Р), двухканальных модулей, предназначенных для преобразований сигналов силы постоянного электрического тока, сигналов от термопреобразователей сопротивлений (ТС) с номинальными статистическими характеристиками (НСХ) по ГОСТ 6651-2009 и сигналов от термопар (ТП) с НСХ по ГОСТ Р 8.585-2001 в выходные аналоговые сигналы силы постоянного тока или цифровые сигналы. Вычислительную обработку измерительной информации (масштабирование и линеаризацию принимаемых сигналов, расчет измеренных значений в физических величинах технологических параметров) и параметрирование входов модуля под конкретный источник входного сигнала, осуществляет микропроцессор, встроенный в МУВР или МУВВ;

- модуля графической индикации МГИ-17, предназначенного для отображения цифровых значений выбранного сигнала, их регистрации и архивирования;

- модуля центрального процессора МЦП-17А, предназначенного для информационного обмена между модулями ПАС-17 и взаимодействия с верхним уровнем контроля и управления;

- модуль питания МП-17.

Заводской номер однозначно идентифицирующий каждый прибор наносится под прозрачным окном на пластиковой маркировочной панели с тыльной стороны прибора. Пломбируется винт, фиксирующий заднюю панель в корпусе ПАС-17 с помощью пломбы из мастики. Знак поверки наносится на корпус прибора.

Общий вид приборов представлен на рисунке 1, с местами нанесения заводского номера, пломбировки и знака поверки.

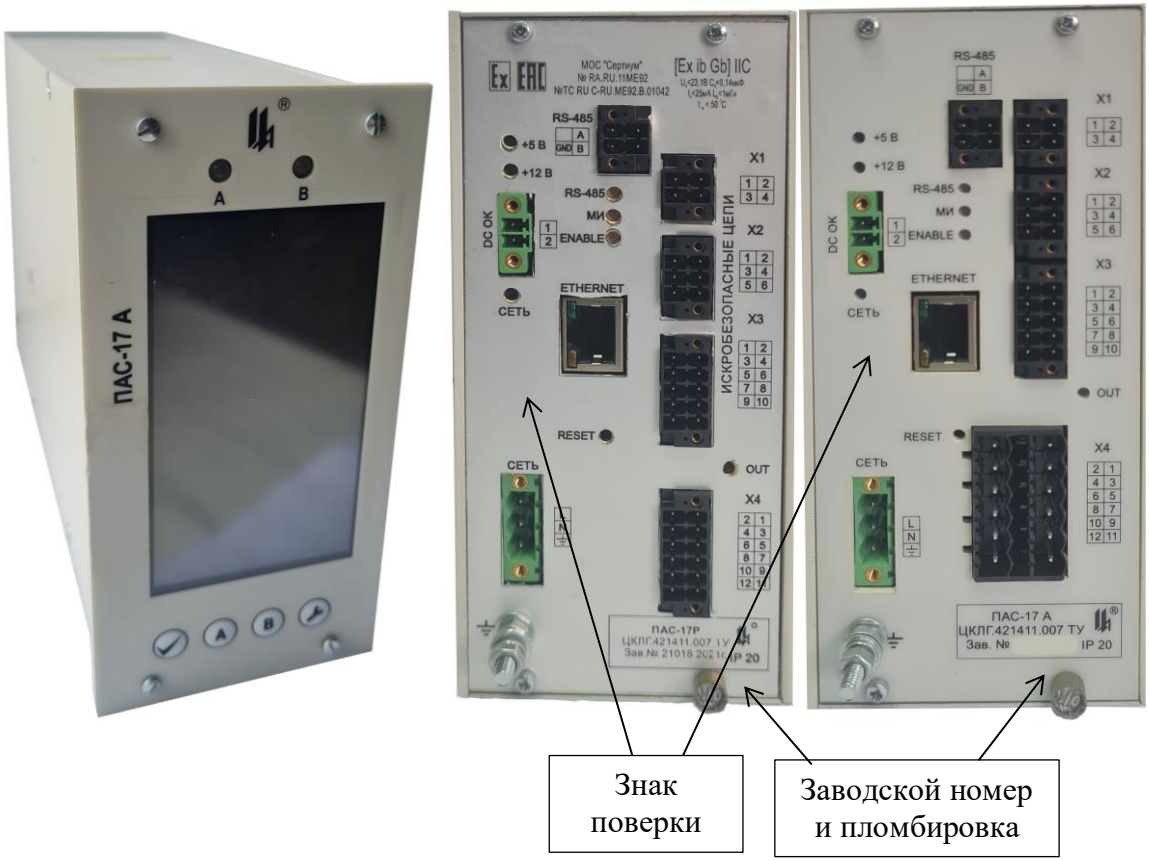


Рисунок 1 – Общий вид приборов с местами нанесения заводского номера, пломбировки и знака поверки

Программное обеспечение

Метрологически значимым программным обеспечением (ПО) для приборов является встроенное ПО ПАС-17А и ПО ПАС-17Р. Для работы с приборами с помощью персонального компьютера (ПК) используется ПО «Программатор ПАС-17». Встроенное ПО предусматривает защиту от несанкционированного доступа и изменения во время эксплуатации.

Методы защиты ПО приборов:

- конструктивные (размещение ПО в энергонезависимой памяти, необходимость специальных и технических средств для его изменения);

- программные (установка паролей для различных уровней доступа, контроль идентификационных данных ПО, сравнение контрольных сумм при каждом цикле работы).

Метрологические характеристики нормированы с учетов влияния всех компонентов ПО приборов. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» согласно Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	ПАС-17А	ПАС-17Р
Номер версии (идентификационный номер ПО)	МУВР 426435.003 ПО.V2	МУВР 426435.002 ПО.V1
Цифровой идентификатор ПО	0x5FA68348	0x5FE3CD85

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики приборов приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 - Метрологические характеристики приборов

Наименование измеряемого параметра	Входной сигнал	Выходной сигнал	Пределы допускаемых погрешностей [1, 2]
1	2	3	4
Сила постоянного тока	от 4 до 20 мА от 0 до 5 мА	от 4 до 20 мА или от 0 до 5 мА и цифровой сигнал в виде от 0 до 100 % от диапазона изменения входного сигнала	$\gamma_{осн}$ = ±0,5 % $\gamma_{доп}$ = ±0,5 %/10 °С
Сигналы от ТС [3]	от -120 до +500 °С Pt50		
	от -200 до +500 °С Pt100		
	от -120 до +500 °С 50П		
	от -200 до +500 °С 100П		
	от -50 до +180 °С 50М		
	от -50 до +180 °С 100М		
	от -50 до +100 °С Н100		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
Сигналы от ТП [3, 4]	от -50 до +800 °С ТХК (L)	от 4 до 20 мА или от 0 до 5 мА и цифровой сигнал в виде от 0 до 100 % от диапазона изменения входного сигнала	$\gamma_{осн}$ = ±0,5 % $\gamma_{доп}$ = ±0,5 %/10 °С $\Delta_{Тхс}$ = ±1,0 °С
	от -50 до +800 °С ТХК (E)		
	от -50 до +1100 °С ТХА (K)		
	от 0 до +1500 °С ТПП (R)		
	от 0 до +1500 °С ТПП (S)		
	от -50 до +300 °С ТМК (T)		
	от 0 до +200 °С ТЖК (J)		

Примечания
1 Нормирующим значением для расчета характеристик допускаемых погрешностей измерительного канала (ИК) является значение разницы верхней и нижней границ указанного диапазона измерений;
2 Используемые обозначения:
- $\gamma_{осн}$ – пределы допускаемой основной приведенной погрешности;
- $\gamma_{доп}$ – пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности вызванной , изменением температуры окружающего воздуха;
- $\Delta_{Тхс}$ – пределы допускаемой погрешности компенсации температуры холодного спая;
3 Указан максимальный диапазон измерений, из которого выбираются соответствующий поддиапазон.
4 Второй ИК используется для компенсации температуры холодного спая с помощью внешней термокомпенсационной коробки. Значение $\Delta_{Тхс}$ указано без учета погрешности термочувствительного элемента термокомпенсационной коробки.

Таблица 3 - Технические характеристики приборов

Наименование параметра	Значение
Нормальные условия применения:	
Температура окружающей среды, ºС	от +15 до +25
Относительная влажность окружающего воздуха, без конденсации, %	от 30 до 80
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Рабочие условия применения:	
Температура окружающей среды, ºС	от +5 до +50
Относительная влажность окружающего воздуха, без конденсации, %	до 80
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Напряжение питания переменного тока с частотой от 49 до 51 Гц, В	от 187 до 242
Максимальная потребляемая мощность, В·А, не более	16
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	100000

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист руководства по эксплуатации ЦКЛГ.421411.007 РЭ «Приборы ПАС-17. Руководство по эксплуатации» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность поставки приборов

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Приборы ПАС-17	ПАС-17	по заказу
Приборы ПАС-17. Руководство по эксплуатации	ЦКЛГ.421411.007 РЭ	1
Прибор ПАС-17. Методика поверки	ЦКЛГ.421411.007 МП	1

Сведения о методиках (методах) измерений
представлены в разделе № 6 руководства по эксплуатации ЦКЛГ.421411.007 РЭ «Приборы ПАС-17. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к приборам ПАС-17

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

ГОСТ 31610.0-2014 Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования;

ГОСТ 31610.11-2014 Взрывоопасные среды. Часть 11. Оборудование с видом взрывозащиты "искробезопасная электрическая цепь «i».

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Научно-производственное предприятие «Центравтоматика»
(ЗАО «НПП «Центравтоматика»)
ИНН 3663028158
Адрес: 394090, г. Воронеж, ул. Ростовская, д. 45 «л»
Телефон: (4732) 37-55-11
Факс: (4732) 22-32-52
Web-сайт: www.centravtomat.ru/
E-mail: ko@centravtimat.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, Россия, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: (495) 437-55-77
Факс: (495) 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83105-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Флюксметры электронные EF

Назначение средства измерений

Флюксметры электронные EF (далее – флюксметры) предназначены для измерений магнитного потока, создаваемого постоянным или переменным током частотой от 30 Гц до 10 кГц.

Описание средства измерений

Принцип действия флюксметров основан на регистрации ЭДС в контуре (измерительной катушке) при изменении в нем магнитного потока и преобразовании ее аппаратно и алгоритмически в величину магнитного потока. Поэтому для работы к флюксметрам должна быть подключена измерительная катушка.

Конструктивно флюксметры выполнены в виде единого электронного блока, фронтальная клавиатура и большой LCD дисплей обеспечивают управление флюксметром и считывание данных. На буквенно-цифровой дисплей выводятся текстовые сообщения для оператора.

Флюксметры имеют точный электронный интегратор постоянного и переменного тока с высокой чувствительностью и низким уровнем дрейфа.

Флюксметры могут подключаться к компьютеру через интерфейс RS 232.

Индикация результата измерений возможна по выбору пользователя в веберах (Wb), вольт-секундах (Vs) и др. Необходимый диапазон индикации ($10^{-7}/10^{-6}/10^{-5}/10^{-4}$) переключается флюксметром автоматически или может быть выбран пользователем вручную.

Флюксметры выпускаются в двух модификациях – EF 5 и EF 14, отличающихся метрологическими и техническими характеристиками. По своим метрологическим характеристикам флюксметры EF 5 могут входить в состав поверочных установок – рабочих эталонов 1-го разряда по ГОСТ 8.030-2013.

Общий вид флюксметров представлен на рисунках 1 и 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской (порядковый) номер по системе нумерации предприятия-изготовителя в виде цифрового обозначения указан на задней стенке средства измерений методом наклейки.

Пломбирование флюксметров не предусмотрено.

Рисунок 1 – Общий вид флюксметров электронных EF 5

Рисунок 2 – Общий вид флюксметров электронных EF 14

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) флюксметров EF 5 и EF 14 предназначено для полного управления флюксметрами, начиная с настройки контрастности дисплея, показа информации о приборе (изготовитель, тип, серийный номер, номер ПО), управления режимами работы и до получения результатов измерения и их передачи на внешнее устройство через порт RS232. ПО флюксметров – встроенное, загружается при изготовлении флюксметров изготовителем. В процессе эксплуатации изменение ПО исключено.

У флюксметров EF 5 метрологически значимым ПО является – Main program. Это ПО предназначено для управления режимами работы, индикации результатов измерения на дисплее, передачи результатов измерений на внешние устройства через порт RS232.

Уровень защиты ПО флюксметров от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные (признаки) ПО флюксметров представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение для модификации		
	EF 5		EF 14
Идентификационное наименование ПО	Boot loader	Main program	EF 14
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 1.2	не ниже 1.4	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО	—	—	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	EF 5	EF 14
Диапазоны показаний магнитного потока, Вб • на постоянном токе (режим DC) • на переменном токе при частоте от 30 Гц до 10 кГц (режим AC)	от $1 \cdot 10^{-6}$ до 0,1 —	от $5 \cdot 10^{-5}$ до 0,225 от $5 \cdot 10^{-5}$ до 0,159
Диапазоны измерений магнитного потока, Вб • на постоянном токе (режим DC) • на переменном токе при частоте от 30 Гц до 10 кГц (режим AC)	от $1 \cdot 10^{-6}$ до 0,1 —	от $5 \cdot 10^{-5}$ до 0,1 от $5 \cdot 10^{-5}$ до 0,1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений магнитного потока, % • на постоянном токе (режим DC) – в поддиапазоне от $5 \cdot 10^{-5}$ до 0,1 Вб включ. – в поддиапазоне от $1 \cdot 10^{-6}$ до $1 \cdot 10^{-5}$ Вб включ. – в поддиапазоне св. $1 \cdot 10^{-5}$ до $1 \cdot 10^{-4}$ Вб включ. – в поддиапазоне св.$1 \cdot 10^{-4}$ до $1 \cdot 10^{-3}$ Вб включ. – в поддиапазоне св. $1 \cdot 10^{-3}$ до 0,1 Вб включ. • на переменном токе при частоте от 30 Гц до 10 кГц (режим AC)	 ± 3,0 ± 1,0 ± 0,5 ± 0,2 —	 ± 1,0 ± 5,0
Пределы измерений магнитного потока, Вб	—	$2250 \cdot 10^{-4}$ $9999 \cdot 10^{-5}$ $9999 \cdot 10^{-6}$ $9999 \cdot 10^{-7}$
Дрейф показаний (постоянный ток), Вб/с, не более	$1 \cdot 10^{-6}$	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	EF 5	EF 14
Входное сопротивление, Ом кОм	0 10	— 100
Максимальное входное напряжение, В	40	60
Разрешение дисплея	до 6 цифр плюс 2 цифры для экспоненты	4 цифры
Габаритные размеры, мм, не более – высота – ширина – длина	 114 310 484	 100 180 248
Масса, кг, не более	6,2	1,5
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ± 22 50/60	
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность воздуха, %, не более	от + 10 до + 30 70	

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист руководства (инструкции) по эксплуатации в левой верхней части листа типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	**Обозначение**	**Количество**
Флюксметр электронный	EF 5/EF 14	1 шт.
Силовой кабель	–	1 шт.
Адаптер подключения измерительных катушек (для модификации EF 5)	CA-EF 5	1 шт.
Эксплуатационная документация: Инструкция по эксплуатации. Флюксметр электронный EF 5 Руководство по эксплуатации. Флюксметр электронный EF 14	 – –	1 экз.
ГСИ. Флюксметры электронные EF. Методика поверки	МП 32-261-2021	1 экз.
Описание типа на флюксметры электронные EF	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделах 3 и 4 руководства (инструкции) по эксплуатации на флюксметры.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к флюксметрам электронным EF

ГОСТ 8.030-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений магнитной индукции, магнитного потока, магнитного момента и градиента магнитной индукции.

Техническая документация MAGNET-PHYSIK Dr. Steingroever GmbH, Германия.

Изготовитель

MAGNET-PHYSIK Dr. Steingroever GmbH, Германия
Адрес: Emil-Hoffmann-Straße 3, D-50996 Кельн,
Тел: +49/(0)2236/3919-0
Факс: +49/(0)2236/3919-19
E-mail: info@magnet-physik.de

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 4
Тел.: (343) 350-26-18
Факс: (343) 350-20-39
E-mail: uniim@uniim.ru

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц УНИИМ – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №RA.RU.311373 от 10.11.2015 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83106-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Симбирская энергосбытовая компания» №28

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Симбирская энергосбытовая компания» №28 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3, 4.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя комплекс информационно-вычислительный «ИКМ-Пирамида» (далее – ИВК «ИКМ-Пирамида), устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее – УСВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, специализированное программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на вход соответствующего GSM-модема, далее по основному каналу связи стандарта GSM на верхний уровень системы, где осуществляется хранение, накопление и обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

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

Раз в сутки ИВК «ИКМ-Пирамида» формирует и отправляет отчеты участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии (ОРЭ) за электронно-цифровой подписью в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭ, по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит УСВ, непрерывно синхронизирующее собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

ИВК «ИКМ-Пирамида» 1 раз в час сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ и независимо от величины расхождения ИВК «ИКМ-Пирамида» производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется с периодичностью 1 раз в 30 минут. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИВК «ИКМ-Пирамида» равного ±2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчиков, ИВК «ИКМ-Пирамида» отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1	2
Наименование ПО	«Пирамида 2000»
1.Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4

Продолжение таблицы 1

1	2
2.Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
3.Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
4.Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
5.Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
6.Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
7.Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
8.Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
9.Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
10.Идентификационное наименование ПО Номер версии (идентификационный номер) ПО	VerifyTime.dll 3
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ/ИВК
1	ЦРП 10 кВ, РУ-10 кВ, ввод-1	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2363-68 ТПЛ-10 Рег. № 1276-59	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20	УСВ-2, рег. № 41681-10/ ИВК «ИКМ-Пирамида», рег. № 45270-10
2	ЦРП 10 кВ, РУ-10 кВ, ввод-2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20	
3	ТП-3722 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-1	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80589-20	
4	ТП-3722 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-2	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80589-20	

Примечания

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

2 Допускается замена УСВ, ИВК на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности ±δ (%)	Границы погрешности в рабочих условиях, ±δ (%)
1, 2	Активная Реактивная	1,0 2,6	3,2 5,5
3, 4	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,1 5,5
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 вероятности P = 0,95
3 Границы погрешности результатов измерений приведены для cosφ=0,9, токе ТТ, равном 100% от Iном для нормальных условий и при cosφ=0,8, токе ТТ, равном (5) % от Iном для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +10 до +35 °С.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, ºС	 от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от Uном - ток, % от Iном - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, ºС - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, ºС - температура окружающей среды в месте расположения сервера, ºС	 от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +35 от +10 до +35 от +10 до +35

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: длясчетчика Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN для счетчика Меркурий 236 ART-03 PQRS - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 210000 210000 2 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 85 10 3,5

Надежность системных решений:

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

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчика:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– счетчика;

– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

– испытательной коробки;

– сервера;

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

– счетчика;

– сервера.

Возможность коррекции времени в:

– счетчиках (функция автоматизирована);

– ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

– измерений 30 мин (функция автоматизирована);

– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений
В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	1
Трансформатор тока	ТПЛ-10	3
Трансформатор тока	Т-0,66 М У3	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 236 ART-03 PQRS	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Комплекс информационно-вычислительный	«ИКМ-Пирамида»	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Методика поверки	МП 047-2021	1
Формуляр	ФО 028-2021	1

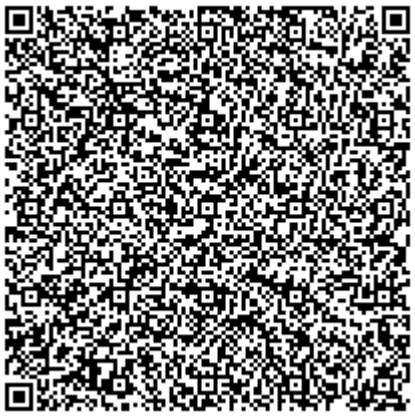
Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «Симбирская энергосбытовая компания» №28», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «Симбирская энергосбытовая компания» №28
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 «Симбирская энергосбытовая компания» (ООО «СЭСК»)
ИНН 7325106267
Адрес: 432071, г. Ульяновск, 2-й переулок Мира, д. 24, под. 1, оф. 1
Телефон: 8 (8422) 30-34-64

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: 8 (495) 410-28-81
E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83107-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПЭСТ» (ОАО «Булгарпиво»)

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 3, 4.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру,

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ООО «ПЭСТ» (ОАО «Булгарпиво»), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер сбора данных АО «Сетевая компания» (СД), к которому подключено устройство синхронизации времени УСВ-2 (УСВ), сервер АИИС КУЭ ООО «ПЭСТ», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0» и ПО ПК «Энергосфера».

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

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы в сервере СД выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Формирование и передача данных на сервер АИИС КУЭ ООО «ПЭСТ» в формате XML-макетов осуществляется сервером СД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

Наложение ЭЦП производится на сервере АИИС КУЭ ООО «ПЭСТ». Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера АИИС КУЭ ООО «ПЭСТ» с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя УСВ на основе GPS/ГЛОНАСС-приемника сигналов точного времени, таймеры УСПД, сервера СД и счетчиков. Сравнение времени сервера СД ИВК с таймером приемника осуществляется 1 раз в час, синхронизация производится при расхождении показаний таймеров приемника и сервера СД на величину более ±1 с. Сервер СД осуществляет синхронизацию времени УСПД, а УСПД, в свою очередь, счетчиков, подключенных к УСПД. Сличение времени таймера сервера СД с временем таймеров УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, корректировка времени сервером выполняется при достижении расхождения времени сервера и таймера УСПД на величину ±2 с. Сличение времени таймеров счетчиков с временем УСПД осуществляется один раз в сутки, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем таймера УСПД ±1 с.

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

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

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2.0» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2.0».

Таблица 1– Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования модулей ПО	BinaryPackControls.dll CheckDataIntegrity.dll ComIECFunction.dll ComModbusFunction.dll ComStdFunction.dll DateTimeProcession.dll SafeValuesDataUpdate.dll SimpleVerifyDataStatuses.dll SummaryCheckCRC.dll ValuesDataProcession.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 8.2
Цифровой идентификатор ПО	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476 E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7 BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27 AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917 EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373 D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB 61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39 EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5 013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «Пирамида 2.0» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

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

На сервере АИИС КУЭ ООО «ПЭСТ» используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 2. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/ УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	ПС 110 кВ Промкомзона, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 219, КЛ-10 кВ ф. 219	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 500/5 Рег. № 25433-11	НОЛП Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 27112-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
2	ПС 110 кВ Промкомзона, РУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч. 319, КЛ-10 кВ ф. 319	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 500/5 Рег. № 25433-11	НОЛП Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 27112-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02\ I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 2 от 0 до плюс 40 °С.

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

5 Допускается замена УСПД и УСВ на аналогичные утвержденных типов.

6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, °С	 от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	 от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$ от 49,6 до 50,4 от -45 до +50 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 165000 2 70000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 114 45 45 10 3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

– счетчиках (функция автоматизирована);
– УСПД (функция автоматизирована);
– ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор напряжения	НОЛП	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0»	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП 045-2021	1
Паспорт-Формуляр	001-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПЭСТ» (ОАО «Булгарпиво»), аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПЭСТ» (ОАО «Булгарпиво»)

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 «ПЭСТ»
(ООО «ПЭСТ»)
ИНН 1651057270
Адрес: 420097, Республика Татарстан, город Казань, улица Зинина, дом 10, офис 401
Телефон: +7 (843) 203-77-22
E-mail: office@pestenergo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com
Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83108-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПЭСТ» (ООО «ТАИФ-СМ», ООО «АЙ-ПЛАСТ» Азов)

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ООО «ПЭСТ» (ООО «ТАИФ-СМ», ООО «АЙ-ПЛАСТ» Азов), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (УСВ) и программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера».

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

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Для ИК №№ 1-2 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.

Для ИК № 3 первичные токи и напряжения трансформируются электронными измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы напряжений низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Сервер БД также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью в формате XML-макетовосуществляется сервером БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ±1 с. Часы счетчиков синхронизируются от сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ±1 с.

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

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

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

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	РУ-1 6 кВ ООО «ТАИФ-СМ», РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.2	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 15128-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
2	РУ-1 6 кВ ООО «ТАИФ-СМ», РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.17	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 15128-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ВЛ 35 кВ А1 - А4, оп. № 15, ПКУ-35 кВ, отпайка ВЛ 35 кВ в сторону 2КТП 35 кВ	TECV Кл. т. 0,5S Ктт 100(А)/1(В) Рег. № 69430-17	TECV Кл. т. 0,5 Ктн 35000:√3/1 Рег. № 69430-17	ESM-ET55-24-A2E2-05S Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 66884-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана cosφ = 0,8 инд $I=0,02(0,05)\cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 3 от 0 до плюс 40 °С.

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.

5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.

6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	3
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, ºС	 от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от Uном - ток, % от Iном - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, ºС - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, ºС - температура окружающей среды в месте расположения сервера, ºС	 от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для электросчетчика ESM-ET55-24-A2E2-05S - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 220000 170000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:
– журнал счетчика:
– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекции времени в счетчике;
Защищённость применяемых компонентов:
– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
– счетчика;
– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
– испытательной коробки;
– сервера;
– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
– счетчика;
– сервера.
Возможность коррекции времени в:
– счетчиках (функция автоматизирована);
– ИВК (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
– о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
– измерений 30 мин (функция автоматизирована);
– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений
В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	4
Трансформатор тока	TECV	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформатор напряжения	TECV	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ESM-ET55-24-A2E2-05S	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП 046-2021	1
Паспорт-Формуляр	002-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПЭСТ» (ООО «ТАИФ-СМ», ООО «АЙ-ПЛАСТ» Азов), аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПЭСТ» (ООО «ТАИФ-СМ», ООО «АЙ-ПЛАСТ» Азов)

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 «ПЭСТ»
(ООО «ПЭСТ»)
ИНН 1651057270
Адрес: 420097, Республика Татарстан, город Казань, улица Зинина, дом 10, офис 401
Телефон: +7 (843) 203-77-22
E-mail: office@pestenergo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com
Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83109-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙЙ

Секундомеры механические однострелочные СО

Назначение средства измерений

Секундомеры механические однострелочные СО (далее – секундомеры) предназначены для измерения интервалов времени при спортивном, техническом и других видах хронометража.

Описание средства измерений

Секундомер представляет собой механический прибор, состоящий из часового механизма и механизма управления отсчетом времени. Часовой механизм со свободным анкерным спуском, колебательной системой типа «баланс – спираль» и пружинным двигателем. Отсчет показаний - стрелочный с одной или двумя концентрическими секундными шкалами и одной минутной шкалой. Возможны также вспомогательные шкалы, облегчающие работу с секундомером.

Управление отсчетом времени – ручное. По способу управления отсчетом секундомеры выпускаются в следующих исполнениях:

СОПпр – простого действия с прерываемой работой часового механизма;

СОСпр – суммирующего действия с прерываемой работой часового механизма.

У секундомеров исполнения СОПпр пуск, остановка отсчета времени и возврат стрелок на нуль (сброс показаний) выполняется нажатием одной кнопки. У секундомеров типа СОСпр для сброса показаний имеется дополнительная кнопка. Кнопка управления отсчетом выполняет также функцию заводной головки секундомера.

Секундомеры имеют модификации в зависимости от набора шкал, класса точности и степени защиты от внешних воздействий. Обозначение набора шкал представлено в Таблице 1. По точности измерений секундомеры подразделяются на секундомеры второго и третьего класса точности. По степени защиты от внешних воздействий секундомеры выпускаются с противоударным устройством баланса (на шкале секундомеров обозначение – 010) и без противоударного устройства баланса.

Структура условного обозначения модификаций секундомеров:

СОПпр-Х1-Х2-Х3 (или СОСпр-Х1-Х2-Х3),

где Х1 – обозначение набора шкал;

Х2 – класс точности;

Х3 – обозначение степени защиты от внешних воздействий: с противоударным устройством баланса (010) и без противоударного устройства баланса (000).

Общий вид секундомеров представлен на рисунке 1.

а)

б)

Рисунок 1 – Общий вид секундомеров механических однострелочных СО
а) исполнение СОПпр; б) исполнение СОСпр

Согласно п. 1.5 «Маркировка» ТУ 25-1894.003-90 «Секундомеры механические. Технические условия» на шкалу секундомеров наносится товарный знак предприятия-изготовителя: «Агат», «Agat» или .

Пломбирование секундомеров не предусмотрено.
Нанесение знака поверки на секундомеры не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики секундомеров представлены в таблицах 1 - 3, технические характеристики – в таблице 4.

Таблица 1

Условное обозначение набора шкал	Количество шкал	Диапазон измерений		Цена деления шкалы		Скачок секундной стрелки, с
		секундной шкалы, с	минутной шкалы, мин	секундной, с	минутной, мин	
1в	2	от 0 до 30	от 0 до 15	0,1	0,5	0,1
2а		от 0 до 60	от 0 до 30	0,2	1,0	0,2
3а				0,6		
4а	3			0,2; 0,6		
2б	2		от 0 до 60	0,2		
3б				0,6		
4б	3			0,2; 0,6		

Таблица 2 – Пределы допускаемой основной погрешности секундомеров

Модификации секундомеров	Первый интервал		Второй интервал	
	Длитель-ность, с	Пределы допускаемой основной погрешности, с	Длитель-ность, с	Пределы допускаемой основной погрешности, с
СОПпр-1в-3-000	180	± 0,3	900	±0,7
СОПпр-2а-2-000 (СОПпр-2а-2-010) СОПпр-3а-2-000 (СОПпр-3а-2-010) СОПпр-4а-2-000 (СОПпр-4а-2-010)	600	± 0,6	1800	±1,0
СОПпр-2а-3-000 (СОПпр-2а-3-010) СОПпр-3а-3-000 (СОПпр-3а-3-010) СОПпр-4а-3-000 (СОПпр-4а-3-010)	360	± 0,6	1800	±1,6
СОСпр-2б-2-000 (СОСпр-2б-2-010) СОСпр-3б-2-000 (СОСпр-3б-2-010) СОСпр-4б-2-000 (СОСпр-4б-2-010)	600	± 0,6	3600	±1,8
Примечание Пределы допускаемой основной погрешности измерений нормированы для нормальных условий измерений: температура окружающей среды (20±5) °С, относительная влажность воздуха не более 80 %.				

Таблица 3 – Пределы допускаемой дополнительной погрешности секундомеров

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне рабочих температур	$\pm 3 \cdot (1{,}7 \cdot A / T + B)$

Примечание

А – значение скачка секундной стрелки, с;

Т – измеряемый интервал времени, с;

В – составляющая относительной погрешности, определяемая отклонением частоты спускового регулятора от номинального значения:

$4{,}3 \cdot 10^{-4}$ – для секундомеров 2 класса точности;

$5{,}5 \cdot 10^{-4}$ – для секундомеров модификаций СОПпр-1в-3-000;

$7{,}5 \cdot 10^{-4}$ – для секундомеров 3 класса точности, кроме модификаций СОПпр-1в-3-000

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Калибр механизма секундомеров, мм	42
Срок энергетической автономности секундомеров: второго класса точности, ч, не менее третьего класса точности: при скачке секундной стрелки 0,2 с, ч, не менее при скачке секундной стрелки 0,1 с, ч, не менее	 18 17 8
Период подзаводки секундомеров при непрерывной работе: при скачке секундной стрелки 0,2 с, ч, не менее при скачке секундной стрелки 0,1 с, ч, не менее	 8 4
Условия эксплуатации: диапазон рабочих температур, °С относительная влажность воздуха, %, не более	 от -20 до +40 80
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	50000
Срок службы, лет, не менее	10
Масса секундомера, кг, не более	0,2

Знак утверждения типа
наносится на титульном листе паспорта секундомера вверху слева над наименованием СИ типографским способом.

Комплектность

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Секундомер		1 шт.	В зависимости от заказа
Методика поверки*	МП 04-2021-20	1 экз.	*Допускается прилагать 1 экз. (в зависимости от заказа) на каждые 10 секундомеров, поставляемых в один адрес
Паспорт	-	1 экз.	-
Футляр	-	1 экз.	-

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 4 «Секундомер механический однострелочный СО. Паспорт».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к секундомерам механическим однострелочным СО

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «31» июля 2018 г. № 1621 «Государственная поверочная схема для средств измерений времени и частоты»

ТУ 25-1894.003-90 «Секундомеры механические. Технические условия».

Изготовитель

ОАО «Златоустовский часовой завод» (ОАО «ЗЧЗ»)
Адрес: 456200, г. Златоуст Челябинской обл., ул. Ленина, д.2, офис 11.
Телефон/факс (3513) 62-06-15
e-mail: zlclock@chel.surnet.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Челябинской области» (ФБУ «Челябинский ЦСМ»)
Адрес: 454020, г.Челябинск, ул. Энгельса, д.101
Телефон/факс: (351) 232-04-01
Web-сайт: www.chelcsm.ru
e-mail: stand@chelcsm.ru
Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311280 от 11.08.2015

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83110-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики воды универсальные АКВА

Назначение средства измерений

Счетчики воды универсальные АКВА (далее по тексту – счетчики) предназначены для измерений объема холодной и горячей питьевой воды.

Описание средства измерений

Принцип работы счетчиков основан на измерении числа оборотов крыльчатки, вращающейся под действием потока протекающей воды. Количество оборотов крыльчатки пропорционально объему воды, протекающей через счетчик.

Поток воды из трубопровода, пройдя защитную сетку поступает в измерительную камеру преобразователя расхода и приводит во вращение крыльчатку. Число оборотов крыльчатки за один и тот же отрезок времени пропорционально объему воды, прошедшему через счетчик.

Передача вращения крыльчатки в счетный механизм осуществляется при помощи магнитной связи. Счетный механизм имеет датчик электронного преобразования количества оборотов крыльчатки в импульс. Импульсы поступают на микропроцессорное устройство, которое вычисляет объем воды в $м^3$, прошедшей через счетчик. Значение объема индицируется на жидкокристаллическом индикаторе.

Конструктивно счетчики состоят из:

- корпуса (проточной части);
- электронного счетного механизма с индикаторным устройством.

Счетчики компонуются радиопередатчиком для дистанционной передачи данных о потреблении воды. Радиопередатчик встроен в счетчик в виде дополнительных электронных компонентов и антенны на единой печатной плате устройства. Радиопередатчик обеспечивает передачу данных в программно-технический комплекс. Программно-технический комплекс обеспечивает отображение данных в личном кабинете пользователя.

Основные узлы счетчика изготовлены из пластмассы, а его конструкция обеспечивает устойчивость к влиянию внешнего постоянного магнитного поля. Возможно использование различных цветов внутренних элементов счетчиков.

Счетчики предназначены для эксплуатации как в качестве самостоятельного устройства, так и в составе программно-технических комплексов и измерительных автоматизированных систем контроля и учета энергоресурсов, построенных на технологиях беспроводной передачи данных LoRa/NB-IoT/UNB и др.

Пример условного обозначения счетчиков:

Общий вид счетчиков с защитным кольцом приведен на рисунке 1.

Общий вид счетчиков с неразъемным креплением счетного механизма к корпусу приведен на рисунке 2.

Защита от несанкционированного доступа к внутренним элементам счетчика обеспечивается конструкцией (неразъемное крепление счетного механизма к корпусу), либо предусмотрен защитный кожух (кольцо) крепления счетного механизма к корпусу. Кольцо препятствует получению доступа к внутренним элементам счетчика без видимого повреждения. Схема пломбирования счетчиков и место нанесения знака поверки с защитным кольцом приведена на рисунке 3.

Схема пломбирования счетчиков с защитным кожухом осуществляется путем нанесения знака поверки в виде оттиска клейма поверителя на свинцовую (пластмассовую) пломбу, установленную на внешнюю боковую сторону счетчика с помощью проволоки, проведенной через специальные отверстия, который соединяет корпус и счетный механизм, приведена на рисунке 4.

Рисунок 1 - Общий вид счетчика АКВА с защитным кольцом

Рисунок 2 - Общий вид счетчика АКВА с неразъемным креплением счетного механизма к корпусу

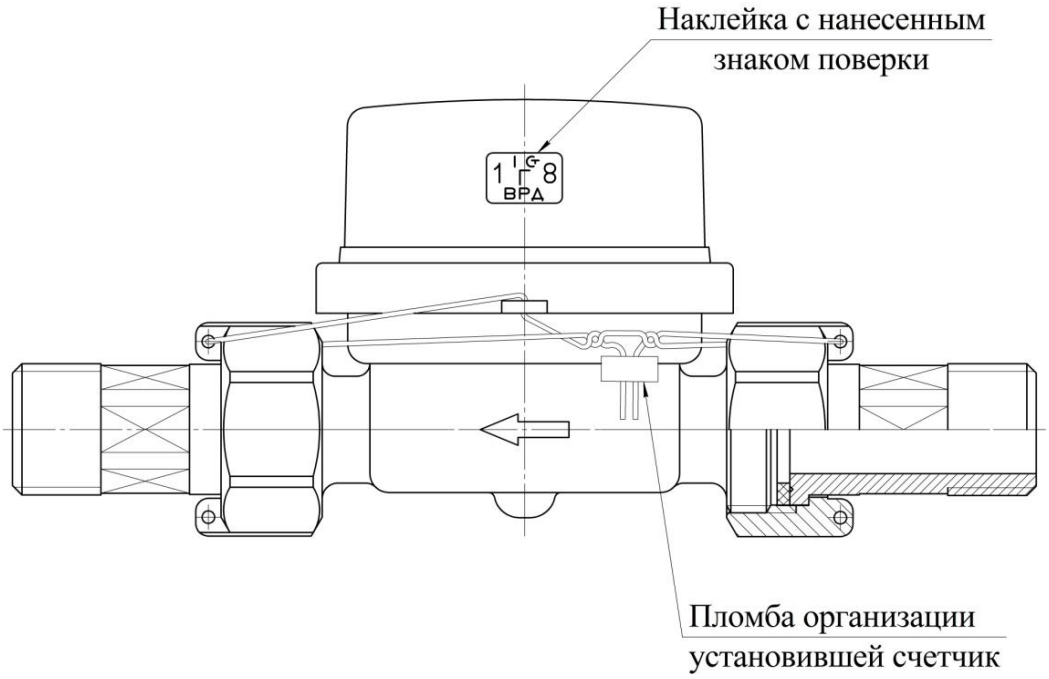


Рисунок 3 - Схема пломбировки счетчиков с защитным кольцом

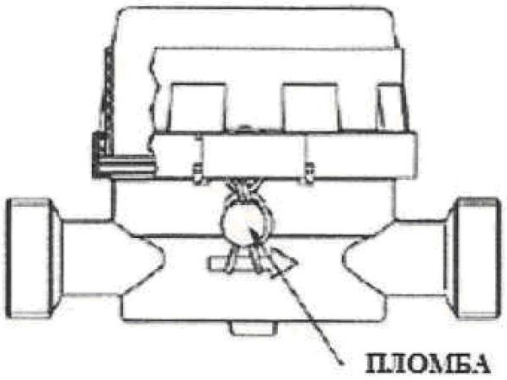


Рисунок 4 - Схема пломбировки счетчиков с защитным кожухом

Программное обеспечение

Счетчики имеют встроенное программное обеспечение (ПО), устанавливаемое в энергонезависимую память при изготовлении, в процессе эксплуатации данное ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

ПО предназначено для сбора, преобразования, обработки и отображения на индикаторном устройстве вычислителя и передачи во внешние измерительные системы и программно-технические комплексы результатов измерений и диагностической информации.

Нормирование метрологических характеристик счетчиков проведено с учетом влияния ПО.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные ПО	Значение
Идентификационное наименование ПО	Fenix
Номер версии ПО, не ниже	2-1900
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-*
Данные недоступны, так как указанное ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс после опломбирования.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение									
1	2									
Диаметр условного прохода, Ду, мм	15		20		25		32		40	
Метрологический класс по ГОСТ Р 50193.1-92	B	C	B	C	B	C	B	C	B	C
Расход воды, $м^3/ч$:										
-минимальный (Q_{min})	0,03	0,015	0,05	0,025	0,07	0,035	0,12	0,06	0,2	0,1
-переходный (Q_t)	0,12	0,0225	0,2	0,0375	0,28	0,0525	0,48	0,09	0,8	0,15
-номинальный (Q_n)	1,5	1,5	2,5	2,5	3,5	3,5	6	6	10	10
-максимальный (Q_{max})	3	3	5	5	7	7	12	12	20	20

Продолжение таблицы 2

1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема в диапазоне расходов, %, не более: - от Q_{min} (включая) до Q_t - от Q_t (включая) до Q_{max} (включая)	 ±5 ±2
Порог чувствительности, $м^3$/ч, не более	$0,5 \cdot Q_{min}$

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение				
Поддерживаемые протоколы передачи данных в зависимости от модификации: – U – L – N – BT – G – M	 Fenix UNB LoRa NB-IoT Bluetooth GSM Mesh				
Температура измеряемой среды, ºС	от +5 до +90				
Максимальное рабочее избыточное давление воды, МПа, не более	1,6				
Потеря давления, МПа, не более	0,1				
Напряжение элемента питания постоянного тока, В, не менее	3				
Срок службы элемента питания, лет, не менее - для заменяемого элемента - для незаменяемого элемента	 6 10				
Рабочие условия эксплуатации: - диапазон температуры окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	 от +5 до +50 80				
Емкость счетного механизма, $м^3$	99999,9999				
Номинальный диаметр резьбового соединения на штуцерах, дюйм	G3/4 B	G1 B	G1 1/4 B	G1 ½ B	G2 B
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более	300×210×375				
Масса, кг, не более	0,75	1,5	2,0	2,5	3
Средний срок службы, лет	12				
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	110000				

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель счетчиков методом фотопечати и на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта счетчиков типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик	По заказу	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РЭ 26.51.52.110-003-44380618-2021	1 экз.
Паспорт	ПС 26.51.52.110-003-44380618-2021	1 экз.
Комплект монтажных частей	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе «ПРИНЦИП ИЗМЕРЕНИЙ» № 1.2 ПС 26.51.52.110-003-44380618-2021 «Счетчики воды универсальные типа АКВА»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам воды универсальным АКВА

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 № 256 (Часть 1) Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объёма жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объёмного расхода жидкости

ГОСТ Р 50601-93 Счетчики питьевой воды крыльчатые. Общие технические условия

ТУ 26.51.52.110-003-44380618-2021 Счетчики воды универсальные типа АКВА. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Глобал Телематика» (ООО «Глобал Телематика»)

ИНН 9715384256

Юридический адрес: 127273, г. Москва, ул. Отрадная, д. 2Б, стр.9, офис 308

Адрес: 127106, г. Москва, ул. Гостиничный пр-д, дом 4Б, ком. 304

Тел./факс: +7 (499) 113 42 45

Испытательный центр

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

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

Тел.: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83111-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы Rosemount 928

Назначение средства измерений

Газоанализаторы Rosemount 928 (далее по тексту – газоанализаторы) предназначены для непрерывного измерения объемной доли оксида углерода, кислорода и сероводорода, а также сигнализации о достижении заданных пороговых значений и передачи измерительной информации внешним устройствам при помощи беспроводной технологии WirelessHART®

Описание средства измерений

Принцип действия основан на электрохимическом методе.

Газоанализаторы являются одноканальными стационарными автоматическими приборами непрерывного действия.

Конструктивно газоанализатор состоит из беспроводного детектора загазованности Rosemount 928 (вторичный преобразователь) и встроенного или отдельно смонтированного датчика токсичных газов Rosemount 628 (первичный преобразователь).

Вторичный преобразователь представляет собой цилиндрический корпус из алюминиевого сплава с низким содержанием меди или из нержавеющей стали (SS316) с полиуретановым покрытием. Корпус закрывается с двух сторон резьбовыми крышками. На передней крышке корпуса имеется смотровое окно для ЖК-дисплея, а на боковых поверхностях корпуса – два отверстия для установки сертифицированных Ex-кабельных вводов. Рядом с одним из кабельных вводов установлена антенна, изготовленная из смеси полибутилентерефталата и поликарбоната. Внутри корпуса расположены электронные платы с элементами электронной схемы, цифровой дисплей и клеммные зажимы для подключения внешних цепей и неперезаряжаемого модуля питания 701PBKKF или CSI MHM-89004. Неперезаряжаемый модуль питания содержит две литий-тионилхлоридные батареи напряжением 3,6 В каждая, установленные в герметичном корпусе. На корпусе преобразователей установлена фирменная табличка и табличка с маркировкой взрывозащиты, а также имеются внутренние и наружные заземляющие зажимы. В нижней части вторичного преобразователя находится защелочное соединение со специальными направляющими для установки и фиксации измерительного модуля – электрохимического датчика, состоящего из набора электродов, разделенных электролитическим материалом в специальном корпусе насадкой и фильтром IP.

Вторичный преобразователь отправляет показания концентрации газа, в хост-систему по протоколу беспроводной связи Wireless HART®.

Первичный преобразователь представляет собой газового измерительного модулея Rosemount 628. Электрохимические датчики токсичных газов, установленные в измерительном модуле газа серии Rosemount 628, состоят из набора электродов, разделенных электролитическим материалом. При попадании целевого газа внутрь корпуса сенсора он окисляется или восстанавливается на чувствительном электроде. Это приводит к созданию электрического сигнала в батарее, который интерпретируется газоанализатором и преобразуется в сигнал беспроводной активности.

Общий вид газоанализаторов представлен на рисунке 1.

Маркировка устройств, в том числе нанесение сирийного номера, производится путём наклеивания идентификационной таблички на верхнюю часть корпуса газоанализатора. Пример идентификационной таблички представлена на рисунке 2.

Пломбирование газоанализаторов не предусмотрено.

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

Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов Rosemount 928

Рисунок 2 – Пример идентификационной таблички

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение «NAMUR NE53» (далее - ПО), разработанное изготовителем специально для решения задач измерения содержания определяемых компонентов. ПО выполняет следующие основные функции:

- измеренние целевого газа в измерительном модуле газа серии Rosemount 628, преобразованние значенний в электрический сигнал;
- передача данных и преобразованние их в выходной сигнал в хост-систему по протоколу беспроводной связи Wireless HART®;
- отображенние данных на ЖК дисплее, значенние измеряемого компонента, значенния функций настроек прибора;
- коммутация порогов срабатыванния при превышении контролируемых значенний измеряемого компонента;
- самодиагностика газоанализатора, измерительного модуля, сигналов связи и передачи данных;

- алгоритмы конфигурации настроек, калибровки;

- предупреждающие сигналы о состоянии технологического процесса, история сигналов;

- информация измерительного модуля, включает название газа, тип газового модуля, серийный номер, дату изготовления, уровень версии аппаратного обеспечения, уровень версии программного обеспечения, уровень версии совместимости газового модуля и минимальный уровень версии совместимости;

- служебные напоминания, при выборе этого параметра отображаются напоминания о необходимости проведения ремонта установленного газового измерительного модуля исходя из указанной даты технического обслуживания;

- журнал калибровок, отображает журнал калибровок установленного газового измерительного модуля;

- замена газового измерительного модуля, отображает уведомление о необходимости скорой замены газового измерительного модуля;

- конфигурация предупреждающего сигнала для предела концентрации газа;

- настраиваемая периодичность обновления данных, позволяет задать период обновления данных по беспроводной сети;

Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.

Идентификационные данные ПО приведенны в таблице 1.

Таблицы 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	NAMUR NE53
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Определяемый компонент	Диапазон измерений определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности	
			абсолютной	относительной
Сероводород (H_2S)	от 0 до 100 млн$^{-1}$	от 0 до 10 млн$^{-1}$ включ.	±1,5 млн$^{-1}$	-
		св. 10 до 100 млн$^{-1}$	-	±15 %
Кислород (O_2)	от 0 до 25 % об.д.	от 0 до 25 % об.д.	±1 % об.д.	-
Оксид углерода (CO)	от 0 до 1000 млн$^{-1}$	от 0 до 50 млн$^{-1}$ включ.	±5 млн$^{-1}$	-
		св. 50 до 1000 млн$^{-1}$	-	±10 %

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (высота×ширина×длина), мм, не более:	250×170×110
Масса, кг, не более - корпус из алюминиевого сплава - корпус из нержавеющей стали	 2,1 4,1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность окружающего воздуха, (без конденсации влаги), % - атмосферное давление, кПа	 от -40 до +50 до 95 от 84,0 до 106,7
Время прогрева, мин., не более	1
Напряжение питания постоянного тока от литий-ионилхлоридные батареи, В	3,6
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIC T4 Ga X
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015:	IP66
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	150000
Средний срок службы, лет, не менее	15[1)]

[1)] - без учета аккумуляторной батареи и сменных сенсоров

Знак утверждения типа
наносится на идентификационную табличку типографским способом

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор Rosemount 928	-	1 шт.
Модуль питания Emerson 701	-	1 шт.
Паспорт		1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Краткое руководство пользователя	-	1 экз.
Методика поверки	МП-239/12-2020	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 1,3 документа «Беспроводной детектор загазованности Rosemount 928. Руководство по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газоанализаторам Rosemount 928

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 14 декабря 2018 г. № 2664 «Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»

Постановление Правительства Российской Федерации от «16» ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 4.43)

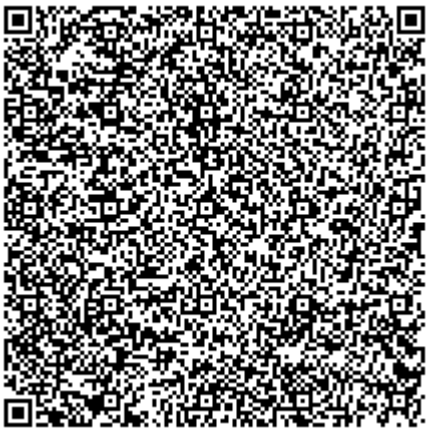
Техническая документация «Rosemount Inc.», США.

Изготовитель

«Rosemount Inc.», США
Адрес: 6021 Innovation Boulevard, Shakopee, Minnesota, 55379-9795, USA
Web-сайт: www.Emerson.com

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) 775-48-45
E-mail: info@prommashtest.ru
Регистрационный номер RA.RU.312126 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83112-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекты мер толщины TRM-P4-Fe

Назначение средства измерений

Комплекты мер толщины TRM-P4-Fe (далее - комплекты) предназначены для воспроизведения значений толщины и используются для поверки и калибровки систем измерения толщины листовых и ленточных материалов.

Описание средства измерений

Принцип действия комплектов мер основан на воспроизведении толщины стального листа.

Конструктивно комплекты представляют собой десять разборных рамок, в которые закрепляются один или несколько стальных листов толщиной 0,2 мм.

Общий вид комплекта мер толщины TRM-P4-Fe приведен на рисунке 1.

Пломбирование мер не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Рисунок 1 - Общий вид комплекта мер толщины TRM-P4-Fe

Программное обеспечение

отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон номинальных значений толщины, мм	от 0,2 до 3,0
Номинальные значения толщины, мм	0,20 (1 лист); 0,40 (2 листа); 0,60 (3 листа); 0,80 (4 листа); 1,00 (5 листов); 1,40 (7 листов); 1,80 (9 листов); 2,40 (12 листов); 3,00 (15 листов)
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения значения толщины листа, мм	± 0,003
Допускаемые отклонения от номинального значения, %	± 5

Таблица 2 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Марка материала	сталь 1.4301 (08Х18Н10 - аналог по ГОСТ 5632-2014)
Габаритные размеры мер в комплекте (Д×В), мм , не более	210×210
Масса комплекта в транспортном чемодане, кг, не более	10
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха (при t=25 °С)	 от +5 до +35 не более 80

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерения

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплект мер толщины	TRM-P4-Fe	1 компл.*
Кейс	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Методика поверки	МП 203-12-2021	1 экз.
*количество и параметры мер в комплекте определяются при заказе		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 8 Паспорта на меры.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к комплекту мер толщины TRM-P4-Fe

Техническая документация производителя.

Изготовитель

Фирма «Thermo Fisher Scientific Messtechnik GmbH», Германия
Адрес: Frauenauracher Strasse 96, Erlangen, D-91056, Germany
Web-сайт: www.thermofisher.com

Испытательный центр

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

ИНН 7736042404

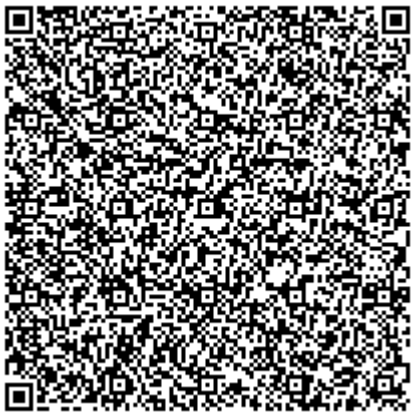
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

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

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83113-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Полигон пространственный эталонный «Дальневосточный»

Назначение средства измерений

Полигон пространственный эталонный «Дальневосточный» (далее – полигон) предназначен для хранения и передачи размера единиц длины рабочим средствам измерений: геодезической аппаратуре пользователей космических навигационных систем, свето-, радио- и лазерным дальномерам, электронным тахеометрам, лазерным сканерам, буссолям.

Описание средства измерений

Принцип действия полигона основан на передаче размера единицы длины полигона рабочим средствам измерений и сравнении полученных результатов с эталонными значениями соответствующих значений полигона.

Полигон расположен в Хабаровском крае, Хабаровский район, с. Дружба.

Полигон включает в себя: линейный базис и сеть геодезических пунктов.

Конструктивно полигон состоит из девяти пунктов (рисунок 1). Эталонный линейный базис включает восемь пунктов, восемь из которых размещены от первого пункта на расстояниях 24 м, 96 м, 288 м, 480 м, 984 м, 1488 м ,2016 м. Один отдельный пункт, расположенный в стороне, образовывает вместе с пунктами эталонного линейного базиса треугольники, близкие к равносторонним.

Все пункты полигона закреплены на местности центрами долговременной сохранности и оборудованы устройствами для принудительного центрирования. Все пункты отвечают требованиям, предъявляемым к центрам геодезических полигонов. На всех пунктах обеспечена видимость верхней полусферы на углах возвышения, превышающая 10º. Подъезд и подход ко всем пунктам полигона возможен в любое время года.

Общий вид пункта с указанием места нанесения знака утверждения типа приведен на рисунке 2.

Пломбирование полигона не предусмотрено.

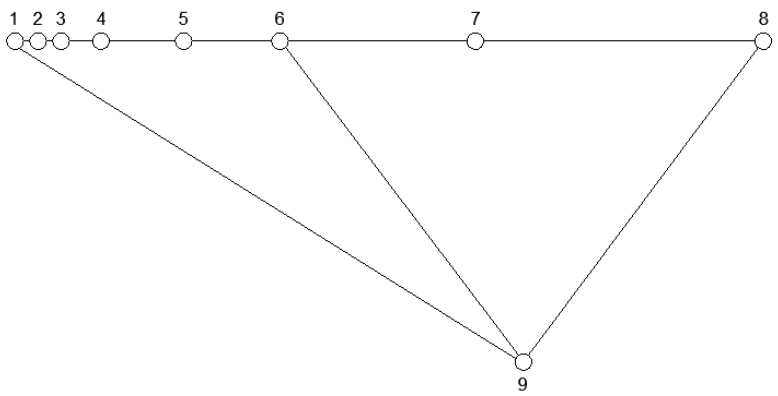


Рисунок 1 – Схема расположения пунктов полигона

Рисунок 2 – Общий вид пункта № 1

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы абсолютной допускаемой погрешности измерений длин линий между пунктами полигона, мм	$\pm(1 + 1\cdot10^{-6}\cdot L)$ *
Номинальные значения длин линий полигона, м	24, 96, 288, 480, 984, 1032, 1488, 2016, 3156, 3185, 3430
Номинальные значения длин линий между пунктами, м пункт № 1 – пункт № 9 – пункт № 8	3430, 3185, 2016
Номинальные значения длин линий между пунктами, м пункт № 6 – пункт № 9 – пункт № 8	3156, 3185, 1032
Номинальные значения длин линий линейного базиса, м: № 1 - № 2 № 1 - № 3 № 1 - № 4 № 1 - № 5 № 1 - № 6 № 1 - № 7 № 1 - № 8	 24 96 288 480 984 1488 2016
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений длин линий линейного базиса, мм	$\pm(1 + 1\cdot10^{-6}\cdot L)$
* Здесь и далее L - измеренная длина в миллиметрах	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации соответствуют группам Д1 ГОСТ Р 52931-2008 для оборудование на открытом воздухе	
диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С	от -30 до +40
относительная влажность окружающего воздуха при температуре 30 °С, без конденсации влаги, %, не более	98
атмосферное давление, кПа	от 85 до 105

Знак утверждения типа
наносится на табличку опознавательного столба пункта № 1 методом гравировки и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность полигона

Наименование	Обозначение	Количество
1 Полигон пространственный эталонный «Дальневосточный» в составе	зав. № Пс-0002	1 шт.
1.1 линейный базис	-	1 шт.
1.2 сеть геодезических пунктов	-	1 шт.
2 Руководство по эксплуатации		1 экз.
3 Паспорт		1 экз.
4 Методика поверки	651-21-030 МП	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 4.1 документа «Полигон пространственный эталонный «Дальневосточный». Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к полигону пространственному эталонному «Дальневосточный»

Приказ Росстандарта от 20.12.2018 № 2831 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для координатно-временных измерений»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Геомастер» (ООО «Геомастер»)
ИНН 2724156711
Адрес: 680042, г. Хабаровск, ул. Шелеста, д. 23
Телефон: +7 (4212) 75-88-88 (доб. 103)
Web-сайт**:** www.gtdv.ru
E-mail: nsc@gtdv.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 141570, Московская обл., город Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ

Телефон (факс): (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@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 «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83114-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы видео-фотограмметрические PTG-LIN3D

Назначение средства измерений

Системы видео-фотограмметрические PTG-LIN3D (далее - системы) предназначены для бесконтактных оптических измерений длины.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на получении и анализе с помощью программного обеспечения изображений, поступающих с различных ракурсов. По результатам анализа проводится определение координат точек триангуляционным методом и построение трехмерной модели пространства с объектом измерений.

Для построения модели используются специальные кодированные и некодированные светоотражающие метки и специальные меры. Данные метки и меры располагают в зоне проведения измерений. Код и положение кодированных меток распознаются на изображениях и служат для привязки и сшивки изображений, а также относительного позиционирования движущихся некодированных меток.

Специальные меры, входящие в комплект поставки, служат для корректного масштабирования получаемой модели и представляют собой штангу со светоотражающими метками, расстояние между которыми определено.

Система может включать в себя в качестве источника изображений фотокамеру, до 64 видеокамер, систему освещения, рабочую станцию, специальное программное обеспечение для обработки видеопотока.

К системам данного типа относятся системы видео-фотограмметрические исполнений PTG-LIN3D-PH и PTG-LIN3D-VPH, которые отличаются типом обрабатываемых изображений. Системы исполнения PTG-LIN3D-PH обрабатывают фотоизображения, системы исполнения PTG-LIN3D-VPH обрабатывают видео и фотоизображения.

Фото и видеокамеры дополнительно могут комплектоваться кольцевой светодиодной подсветкой с возможностью использования цветных фильтров, специальными штативами. Также камеры могут быть стационарно установлены на существующие конструктивные элементы с помощью специальных кронштейнов.

Нанесение знака поверки на системы не предусмотрено.

Серийный номер, идентифицирующий каждый экземпляр системы, наносится на маркировочную табличку транспортировочного чемодана в виде цифрового обозначения. Серийные номера камер, входящих в состав системы, наносятся на корпуса камер в виде наклеек, как указано на рисунке 5.

Общий вид средства измерений представлен на рисунках с 1 по 5.

Рисунок 1 – Общий вид транспортировочных кейсов, слева общий вид кейса, справа система исполнения PTG-LIN3D-PH с принадлежностями в кейсе

Рисунок 2 – Общий вид мер, слева специальная мера в кейсе, справа – калибровочная мера для видеокамер

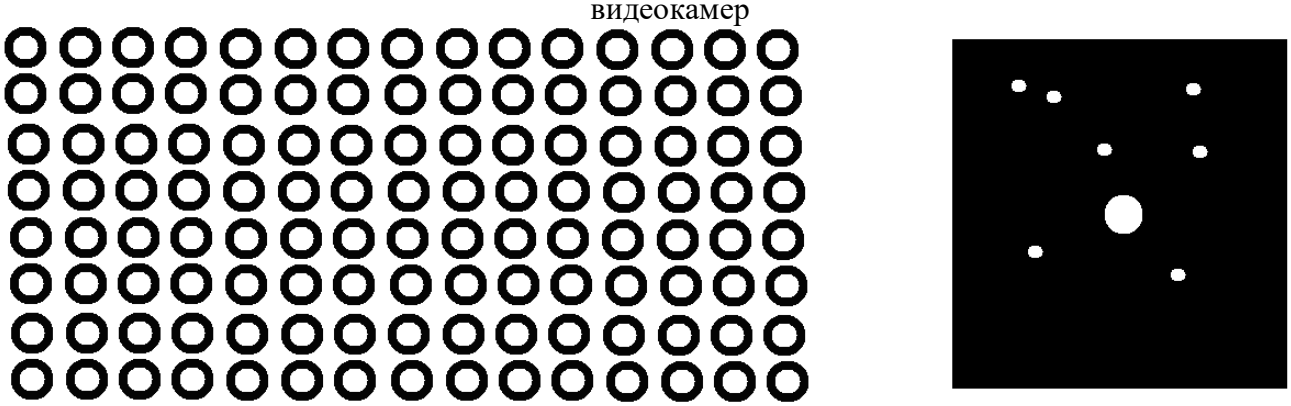


Рисунок 3 – Общий вид светоотражающих меток, слева некодированные, справа кодированная

Рисунок 4 – Общий вид камер, входящих в состав систем, слева направо: фотокамера, камеры на штанге без защитных чехлов, камера в защитном чехле с установленной кольцевой подсветкой

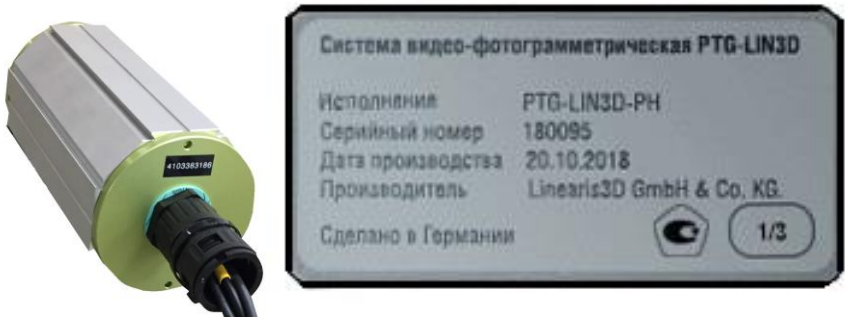


Рисунок 5 – Нанесение серийных номеров, слева пример нанесения серийного номера на камеру, справа – на маркировочную табличку транспортировочного чемодана системы.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) является метрологически значимым, влияет на нормированные метрологические характеристики и установлено при изготовлении систем. Пользователь не имеет возможности модификации ПО.

Конструкция СИ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Исполнение PTG-LIN3D-VPH	Исполнение PTG-LIN3D-PH
Идентификационное наименование ПО	Linearis3D Video	Linearis3D Photogrammetry
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.6.4	не ниже 4.2.0 – 5.x.x
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений длины, мм	от 0 до 10000
Дискретность показаний, мм	0,0001
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений длины, мм	±(0,03+0,05·L/1000), где L – измеряемая длина в мм

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для исполнений	
	PTG-LIN3D-VPH	PTG-LIN3D-PH
Тип сенсора	Видео сенсор	Фото сенсор APS-C
Разрешение матрицы	HD 2МП и более	24МП и более
Количество точек измерений	не ограничено	не ограничено
Количество камер	от 2 до 64	1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %	 от +15 до +25 от 20 до 80	 от +15 до +25 от 20 до 80
Средний срок службы, лет, не менее	5	

Знак утверждения типа
наносится на маркировочную табличку транспортировочного чемодана системы и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	
		PTG-LIN3D-VPH	PTG-LIN3D-PH
DSLR фотокамера высокого разрешения со специальным объективом	-	*	1-2
Высококачественная индустриальная видеокамера со специальным объективом	-	от 2 до 64*	-
LED подсветка с комплектом светофильтров для видеокамер	-	*	-
Комплект кабелей передачи данных	-	1	1
Фотовспышка	-	*	1
Стартовая мишень «крест»	-	1	1
Специальная мера в кейсе	-	1	1
Калибровочная мера для видеокамер в кейсе	-	1	-
Светоотражающие кодированные метки, диаметр 10 мм	-	500	250
Светоотражающие некодированные метки, диаметр 5 мм	-	*	500
Светоотражающие некодированные метки, диаметр 16 мм	-	500	*
Кейс для транспортировки системы	-	*	1
Электронный USB ключ	-		
Дополнительная DSLR камера высокого разрешения со специальным объективом	-	*	*
Дополнительная фотовспышка	-	*	*
Пульт дистанционного управления для фотокамер DSLR	-	*	*
Штативы	-	*	*
Блок питания	-	*	*
Коммутационный блок питания и синхронизации затвора	-	*	*
Комплект кабелей питания и синхронизации затвора	-	*	*
Защитный корпус	-	*	-
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.	1 экз.
* – в зависимости от заказа			

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены:
для исполнения PTG-LIN3D-VPH в разделе 5 «Измерение» документа «Системы видео-фотограмметрические PTG-LIN3D Исполнение PTG-LIN3D-VPH Руководство по эксплуатации»;
для исполнения PTG-LIN3D-PH в разделе 5 «Процедура фотограмметрических измерений» документа «Системы видео-фотограмметрические PTG-LIN3D Исполнение PTG-LIN3D-PH Руководство по эксплуатации»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам видео-фотограмметрическим PTG-LIN3D

Приказ Росстандарта от 29.12.2018 № 2840 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм

Техническая документация изготовителя Linearis3D GmbH & Co. KG

Изготовитель

Linearis3D GmbH & Co. KG, Германия
Адрес: D-38106 Braunschweig, Rebenring 31
Телефон: +49 531 47 220 36 - 0
E-mail: kontakt@linearis3d.de
Web-сайт http://www.linearis3d.com

Испытательный центр

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

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83115-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ХЭСК» по объекту АО «ХТК»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

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

Второй уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (Рег. № 41907-09), устройство синхронизации времени УССВ-2 (Рег. № 54074-13), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями АИИС КУЭ.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер ООО «ХЭСК» (далее по тексту – сервер АИИС КУЭ), автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства приема-передачи данных.

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

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к шкале координированного времени UTC(SU), результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИК;

хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

передача результатов измерений в организации - участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

УСПД с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчик и считывает 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности, журналы событий. УСПД осуществляет вычисление получасовых значений электроэнергии на основании считанных профилей мощности и электроэнергии с учётом коэффициентов трансформации и является промежуточным хранилищем измерительной информации, журналов событий.

Сервер АИИС КУЭ с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД и считывает с него получасовые значения электроэнергии для каждого канала учета и журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

Сервер АИИС КУЭ осуществляет хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в АО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в виде xml-файлов формата 80020.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят часы устройства синхронизации времени, счетчика, УСПД, сервера.

В качестве устройств синхронизации времени используется УССВ-2. УССВ-2 осуществляет прием сигналов точного времени от GPS/ГЛОНАСС приемников непрерывно.

Сравнение показаний часов УСПД и УССВ-2 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов УСПД и УССВ-2 осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и УССВ-2 на величину более чем ±1 с.

Сравнение показаний часов счетчика и УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчика и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчика и УСПД на величину более чем ±2 с.

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСПД происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов сервера АИИС КУЭ и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСПД на величину более чем ±1 с.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПО «АльфаЦентр»
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО (по)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			ИВКЭ
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	
1	2	3	4	5	6
1	ПС-75 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 29	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 15128-07	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL-P4G-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	RTU-327 Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
2	ПС-75 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 28	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 15128-07	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL-P4G-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
3	ПС-15 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 11	ТПОЛ кл.т. 0,5S кт.т. 400/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 831-53 НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 831-53	A1805RAL-P4G-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
4	ПС-15 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 21	ТПОЛ кл.т. 0,5S кт.т. 400/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 831-53 НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 831-53	A1805RAL-P4G-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	РП-6 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ между яч. 5 и яч. 7	ТЛК-СТ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 58720-14	ЗНОЛ.06-6 У3 кл.т. 0,5 кт.н. 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	RTU-327 Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
6	РП-6 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ между яч. 6 и яч. 8	ТЛК-СТ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 58720-14	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т. 0,5 кт.н. 6000:√3/100:√3 Рег. № 47583-11	ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
7	РП-6 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ между яч. 2 и яч. 0	ТЛК-СТ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 58720-14	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т. 0,5 кт.н. 6000:√3/100:√3 Рег. № 47583-11	ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
8	ЦТП 6/0,4кВ, КРУ-6 кВ, 2 СШ 6кВ, яч. 15, КЛ-6 кВ Л-21	ТОЛ-10-1М кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛПМ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	

Примечания:
1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
2 Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа.
3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (δ), %			
		$I_{1(2)} \le I_{изм} < I_{5\,\%}$	$I_{5\,\%} \le I_{изм} < I_{20\,\%}$	$I_{20\,\%} \le I_{изм} < I_{100\,\%}$	$I_{100\,\%} \le I_{изм} \le I_{120\,\%}$
1	2	3	4	5	6
1 - 7 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,4	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,8	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±3,2	±2,1	±1,8	±1,8
	0,7	±3,8	±2,4	±2,0	±2,0
	0,5	±5,6	±3,3	±2,6	±2,6
8 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±2,0
	0,5	-	±5,6	±3,2	±2,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Номер ИИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (δ), %			
		$I_{1(2)} \le I_{изм} < I_{5\,\%}$	$I_{5\,\%} \le I_{изм} < I_{20\,\%}$	$I_{20\,\%} \le I_{изм} < I_{100\,\%}$	$I_{100\,\%} \le I_{изм} \le I_{120\,\%}$
1 - 7 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,44	±6,6	±4,9	±4,1	±4,1
	0,6	±5,1	±4,1	±3,6	±3,6
	0,71	±4,4	±3,8	±3,4	±3,4
	0,87	±3,9	±3,5	±3,1	±3,1
8 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,44	-	±7,2	±4,7	±4,1
	0,6	-	±5,5	±3,9	±3,6
	0,71	-	±4,7	±3,6	±3,4
	0,87	-	±4,0	±3,3	±3,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ±5 с					
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны пределы относительной погрешности, соответствующие доверительной вероятности P = 0,95.					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ частота, Гц коэффициент мощности cos φ температура окружающей среды, °С относительная влажность воздуха при +25 °С, %	 от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +15 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия применения: параметры сети: напряжение, % от Uном ток, % от Iном коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, УСПД, УССВ-2, °С относительная влажность воздуха при +25 °С, %	 от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 $_{инд.}$ до 0,8 $_{емк.}$ от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +5 до +35 от 75 до 98

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики Альфа А1800: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч Счетчики ПСЧ-4ТМ.05М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ-2: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	 120000 2 140000 2 100000 2 35000 2
Глубина хранения информации Счетчики, УСПД: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее Сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 45 10 3,5

Надежность системных решений:

В журналах событий счетчиков, 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;

УСПД;

испытательной коробки.

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

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТОЛ-10	6 шт.
	ТПОЛ	6 шт.
	ТЛК-СТ-10	9 шт.
	ТОЛ-10-1М	3 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2 шт.
	НТМИ-6	4 шт.
	ЗНОЛ.06-6 У3	6 шт.
	ЗНОЛП-ЭК-10	3 шт.
	ЗНОЛПМ-6	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	А1805RAL-P4G-DW-4	4 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05М	4 шт.
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Сервер АИИС КУЭ	DELL OptiPlex 3020	1 шт.
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.493 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 «ХЭСК» по объекту АО «ХТК».

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

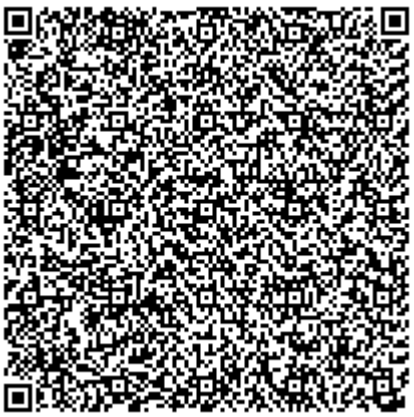
ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Межрегиональный центр метрологического обеспечения» (ООО «МЦМО»)
ИНН 7715671659
Адрес: 600021, г. Владимир, улица Мира, д. 4А, помещение VIII
Телефон: +7 (4922) 47-09-34

Испытательный центр

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83116-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Вискозиметры стеклянные капиллярные эталонные

Назначение средства измерений

Вискозиметры стеклянные капиллярные эталонные (далее – вискозиметры) предназначены для измерения кинематической вязкости исследуемых жидкостей в лабораторных условиях.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на измерении времени истечения определенного объема исследуемой жидкости через капилляр вискозиметра под действием собственного веса и при постоянном контроле температуры.

Вискозиметры состоят из трех соединенных между собой стеклянных трубок, в одной из которых расположен капилляр и измерительный резервуар, ограниченный двумя кольцевыми рисками.

Вискозиметры представляют собой *U*-образную стеклянную трубку.

Вискозиметры изготавливают из химически стойкого лабораторного стекла. На широкой трубке каждого вискозиметра указывают заводской номер и год выпуска. Вискозиметры маркируют путем нанесения на сферической поверхности измерительного резервуара его номинального значения объема, а также меток, определяющих измерительный резервуар вискозиметра.

К вискозиметрам данного типа относятся вискозиметры стеклянные капиллярные эталонные с заводскими номерами 861230, 861204, 860107, 870306, 870203, 810332, 040216, 250618, 831201, 020386, 110419, 080319, 170893, 121115, 110216, 120216, 871115, 631003, 420618, 390618, 060491, 810702, 110808, 66126(6), 021012, 760204, 810115, 030601.

Общий вид вискозиметров представлен на рисунке 1.

Пломбирование вискозиметра не предусмотрено.

Рисунок 1 – Общий вид вискозиметра

Программное обеспечение

отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики вискозиметров представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики вискозиметров

Заводской номер вискозиметра	Номинальное значение постоянной *C*, мм^2/с^2	Диапазон измерений вязкости, мм^2/с	Пределы допускаемой относительной погрешности определения постоянных вискозиметров, %	Отклонение постоянной вискозиметра от номинального значения, %, не более
861230 861204	0,0017	от 0,4 до 3,4	± (0,0109·ln(C) + 0,1214)*, где *C* – номинальное значение постоянной вискозиметра, мм^2/с^2	30
860107 870306	0,005	от 1 до 10		
870203 810332	0,017	от 3,4 до 34,0		
040216 250618	0,048	от 8 до 80		
831201 020386	0,05	от 10 до 100		
110419 080319	0,10	от 20 до 200		
170893 121115	0,17	от 34 до 340		
110216 120216	0,27	от 54 до 540		
871115 631003	0,5	от 100 до 1000		
420618 390618	1,0	от 240 до 2400		
060491 810702	1,7	от 340 до 3400		
110808 66126(6)	5,0	от 1000 до 10000		
021012 760204	17,0	от 3400 до 34000		
810115 030601	50,0	от 10000 до 100000		
* не более 0,2 %				

Таблица 2 – Основные технические характеристики вискозиметров

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации вискозиметров: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	 20 ± 2 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Габаритные размеры (Ш×В), мм, не более	55 × 610
Масса, кг, не более	0,2
Средний срок службы, лет Наработка на отказ, ч	25 48000

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист руководства по эксплуатации Хд 2.842.001 РЭ типографическим способом.

Комплектность средства измерений
В таблице 3 представлена комплектность средства измерений.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

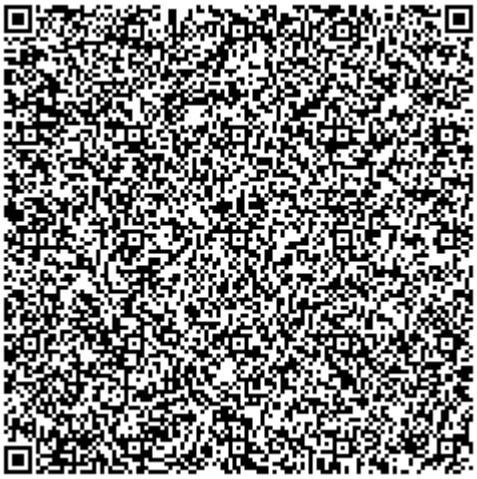
Наименование	Обозначение	Количество
Вискозиметр стеклянный капиллярный эталонный	заводские номера 861230, 861204, 860107, 870306, 870203, 810332, 040216, 250618, 831201, 020386, 110419, 080319, 170893, 121115, 110216, 120216, 871115, 631003, 420618, 390618, 060491, 810702, 110808, 66126(6), 021012, 760204, 810115, 030601	28 шт.
Футляр для вискозиметров	-	3 шт.
Руководство по эксплуатации	Хд 2.842.001 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в п. 11 руководства по эксплуатации Хд 2.842.001 РЭ

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к вискозиметрам стеклянным капиллярным эталонным
Техническая документация ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Изготовитель
Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр. д. 19
Телефон: +7 (812) 251-7601, факс: +7 (812) 713-0114
Web-сайт: www.vniim.ru
E-mail: info@vniim.ru

Испытательный центр
Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр. д. 19
Телефон: +7 (812) 251-7601, факс: +7 (812) 713-0114
Web-сайт: www.vniim.ru
E-mail: info@vniim.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311541.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83117-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи точки росы/инея ДТР

Назначение средства измерений

Преобразователи точки росы/инея ДТР предназначены для непрерывных измерений температуры точки росы/инея в неагрессивных газовых средах.

Описание средства измерений

Преобразователи точки росы/инея ДТР (далее преобразователи) представляют собой автоматические цифровые многофункциональные приборы непрерывного действия.

Измерение температуры точки росы/инея в преобразователях осуществляется сорбционно-емкостным чувствительным элементом (ЧЭ). ЧЭ представляет собой диэлектрическую подложку с двумя планарными электродами, между которыми расположен влагочувствительный слой из органических полимеров (для преобразователей ДТР-1 и ДТР-4) или смеси оксидов алюминия и кремния. Верхний электрод является влагопроницаемым. Работа ЧЭ основана на зависимости диэлектрической проницаемости влагочувствительного слоя от влажности анализируемой среды.

На обратной стороне или вблизи ЧЭ размещен платиновый термопреобразователь, предназначенный (в зависимости от модификации преобразователя) для измерения или поддержания температуры ЧЭ, компенсации температурной зависимости, выполнения функций автокалибровки и защиты ЧЭ от воздействия повышенной влажности.

ЧЭ и термопреобразователь установлены на корпусе преобразователя и закрыты пористым колпачком, обеспечивающим их защиту от механических повреждений, свободный доступ анализируемой среды и стабилизацию теплового режима ЧЭ в процессе термостабилизации, автокалибровки и защиты ЧЭ от воздействия повышенной влажности.

Преобразователи, в зависимости от их модификации, могут на основании измеренных значений точки росы (инея) и температуры рассчитывать относительную влажность (%), массовую концентрацию влаги (г/м^3), молярную долю влаги (ppm).

Преобразователи выпускаются в нескольких исполнениях (см. таблицу 1), отличающихся диапазоном измерения точки росы/инея, наличием канала индикации температуры, функций автокалибровки и защиты от воздействия повышенной влажности.

Таблица 1 – Исполнения преобразователей.

Исполнение	Описание измерительного преобразователя
ДТР-1	преобразователь точки росы/инея с каналом индикации температуры, автокалибровкой и защитой от воздействия повышенной влажности
ДТР-2	преобразователь точки инея с термостатированием чувствительного элемента
ДТР-2Р	преобразователь точки инея с термостатированием чувствительного элемента и расширенным диапазоном измерений
ДТР-3	преобразователь точки росы/инея с каналом индикации температуры (кроме модификации -Т20)
ДТР-3Р	преобразователь точки росы/инея с расширенным диапазоном измерений и каналом индикации температуры (кроме модификации -Т20)
ДТР-4	преобразователь точки росы/инея с каналом индикации температуры

Преобразователи не имеют собственной индикации измеренных значений. В зависимости от модификации (см. таблицу 2) измеренные значения выдаются на внешние устройства в аналоговом или цифровом виде.

Таблица 2 – Модификации преобразователей по типу выходного сигнала.

Модификация	Описание типа выходного сигнала
-С	преобразователи с цифровым выходным сигналом по интерфейсу RS-485 и протоколу ModBus
-СМ	преобразователи с цифровым выходным сигналом по двухпроводному интерфейсу uForLan и протоколу ModBus
-Т20	преобразователи с токовым унифицированным выходом (4-20) мА (токовая петля) – только ДТР-3, ДТР-3Р

Преобразователи модификации -СМ могут подключаться к блокам индикации гигрометра ИВА-8, термогигрометров ИВА-6АР, ИВА-6Б2, ИВА-6Б2-К, блокам индикации ДТР-БИ, к персональному компьютеру (через преобразователи интерфейса RS-232-uForLan или USB-uForLan) и другим вторичным приборам для считывания измеренных значений. Преобразователи подключаются к вторичным приборам трехпроводным кабелем, по которому осуществляется питание измерительных преобразователей и обмен данными по протоколу ModBus. Преобразователи модификаций -С и -СМ могут подключаться параллельно, при этом каждый измерительный преобразователь должен иметь свой индивидуальный, предварительно установленный в соответствии с руководством по эксплуатации сетевой номер.

Преобразователи модификации -СМ опционально могут оснащаться пробоотборным устройством для подсоединения к газовой магистрали, включающим встроенный измерительный преобразователь давления (см. таблицу 3).

Таблица 3 – Исполнения преобразователей по типу пробоотборных устройств.

Исполнение	Описание пробоотборного устройства
ПДВ-8	пробоотборное устройство со встроенным преобразователем давления и с цифровым выходным сигналом по двухпроводному интерфейсу uForLan и протоколу ModBus
ПДВ-8С	пробоотборное устройство со встроенным преобразователем давления и с цифровым выходным сигналом по интерфейсу RS-485 и протоколу ModBus

Пробоотборные устройства реализуют метод отбора пробы из магистрали в измерительную камеру, давление в которой равно давлению в магистрали (согласно ИСО 8573-3), и включают проточную камеру для установки преобразователя, дроссель для регулировки расхода газа и измерительный преобразователь давления. Пробоотборные устройства могут включать входной фильтр.

Измерение давления в ПДВ-8, ПДВ-8С осуществляется тензометрическим датчиком. На основании данных об измеренном давлении преобразователь может производить автоматический пересчет показаний точки росы/инея к нормальному (1 бар), стандартному (7 бар изб.), либо к другому давлению, задаваемому при конфигурации преобразователя.

Преобразователи модификации -СМ (включая имеющие ПДВ-8) могут оснащаться преобразователем интерфейса ПИТ20, который осуществляет преобразование цифрового сигнала преобразователя (или ПДВ-8) в 2 унифицированных токовых выхода (4-20) мА.

Преобразователи могут оснащаться электрическими разъемами различной конструкции.

Преобразователи имеют конструктивные исполнения по типу установочной резьбы в соответствии с таблицей 4.

Таблица 4 – Конструктивные исполнения преобразователей.

Исполнение	Описание конструктивного исполнения
без обозначения	установочная резьба М24×1
-М	установочная резьба М20×1,5
-В	установочная резьба М22×1,5
-Е	установочная резьба 5/8” UNF

Однозначная идентификация каждого экземпляра преобразователя и пробоотборного устройства осуществляется по изготовленной печатным способом наклейке или выполненной лазерной гравировкой надписи, располагаемой на корпусе. Наклейка (надпись) содержит знак утверждения типа, исполнение и модификацию преобразователя, его заводской номер. Общий вид преобразователей и пробоотборных устройств представлен на рисунках 1-3.

Рисунок 1 - Внешний вид преобразователей ДТР (сверху показан преобразователь с транспортным колпачком, справа внизу – преобразователь ДТР-4)

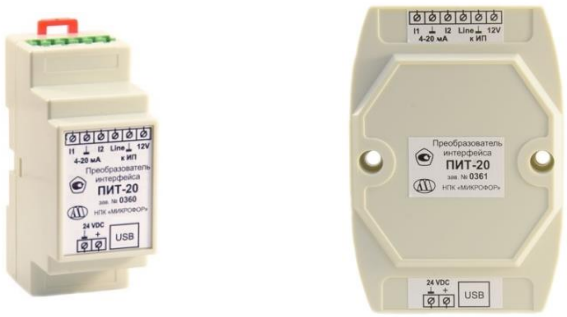


Рисунок 2 - Внешний вид преобразователей интерфейса ПИТ20 различных конструктивных исполнений

Рисунок 3 - Внешний вид преобразователей с пробоотборными устройствами ПДВ-8, оснащенными входным фильтром.

Пломбирование преобразователей точки росы/инея ДТР не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) преобразователей – встроенное, предназначено для обеспечения работы преобразователей в соответствии с их техническими и метрологическими характеристиками. Метрологические характеристики преобразователей оценены с учетом влияния на них встроенного ПО. Конструкция СИ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию (встроенное ПО по уровню защиты ПО средства измерений от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий», согласно Р 50.2.077-2014, и не требует специальных средств защиты, исключающих возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных изменений метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных).

Алгоритм вычисления цифрового идентификатора по ГОСТ Р 34.11-2012.

Встроенная версия ПО указана на наклейке на электронной плате внутри корпуса преобразователей. Идентификационные данные встроенного ПО преобразователей приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ДТР-1 всех модификаций	ДТР-2, ДТР-2Р всех модификаций	ДТР-3, ДТР-3Р, ДТР-4 модификаций -С и -СМ
Идентификационное наименование ПО	ДТР-1_2018.txt	ДТР-2_2018.txt	ДТР-3_2018.txt
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 4.12	не ниже 2.05	не ниже 1.01
Цифровой идентификатор ПО	C94F4B010CC787C3AFAA7DE772622DB8	43C346371A341C05F59EA0E69F24F03E	5B7BD0BBEE7A8C27609CE3ADE895B819

Таблица 5а – Идентификационные данные программного обеспечения (продолжение)

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ДТР-3-Т20 и ДТР-3Р-Т20	ПДВ-8 и ПДВ-8С	ПИТ20
Идентификационное наименование ПО	ДТР-3-Т20_2018.txt	ПДВ-8_2020.txt	ПИТ20_2020.txt
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.01	не ниже 1.01	не ниже 1.01
Цифровой идентификатор ПО	616B4033223B0D849 F2B1A182A76C5C3	10AEBC1E572788D0 BB1B2C866824485D	D72299746647576748 BD69ECB7D287F9

Метрологические и технические характеристики

Таблица 6 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры точки росы (инея)*, °С ДТР-1: - при температуре анализируемого газа ($T_г$) 20 °С и ниже - при температуре анализируемого газа выше 20 °С ДТР-2: - при температуре анализируемого газа ($T_г$) 0 °С и ниже - при температуре анализируемого газа выше 0 °С ДТР-2Р ДТР-3: - при температуре анализируемого газа ($T_г$) 4 °С и ниже - при температуре анализируемого газа выше 4 °С ДТР-3Р: - при температуре анализируемого газа ($T_г$) 24 °С и ниже - при температуре анализируемого газа выше 24 °С ДТР-4 ($T_г$ – температура анализируемого газа, °С)	 от -60 до $T_г$ от -60 до +20 от -80 до $T_г$ от -80 до 0 от -100 до -20 от -80 до ($T_г$ - 4) от -80 до 0 от -100 до ($T_г$ - 4) от -100 до +20 от (0,55·($T_г$ - 23) - 30) до ($T_г$ - 3)
Диапазон измерений избыточного давления для измерительного преобразователя давления в составе пробоотборного устройства ПДВ-8, ПДВ-8С, кгс/см^2	от 0 до 10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры точки росы/инея**, °С ДТР-1, ДТР-2, ДТР-3, ДТР-4 ДТР-2Р в диапазоне от -80 (включительно) до -20 °С ДТР-3Р в диапазоне от -80 (включительно) до верхнего предела измерений ДТР-2Р и ДТР-3Р в диапазоне от -100 до -80 °С (не включительно)	 ±2 ±2 ±2 ±3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений избыточного давления, кгс/см^2, не более	±0,1
* - поддиапазоны измерения температуры точки росы (инея): от -100 °С до -80 °С, от -80 °С до -60 °С, от -60 °С до -20 °С, от -20 °С до 0 °С, от 0 °С до верхнего предела измерений; ** - в диапазоне измерений температуры точки росы/инея ниже 0 °С преобразователи измеряют температуру точки инея, в диапазоне измерений выше 0 °С – температуру точки росы.	

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время выхода показаний на уровень 0,9 от установившегося значения при изменении влажности газа от сухого к влажному, мин, не более	5
Габаритные размеры (ширина×высота×глубина), мм, не более ДТР ПДВ-8, ПДВ-8С (без преобразователя) ПИТ20	 30×30×120 90×120×90 80×36×110
Масса, кг, не более ДТР ПДВ-8, ПДВ-8С ПИТ20	 0,5 1 0,5
Напряжение питания постоянного тока, В: ДТР-1, ДТР-2, ДТР-2Р модификаций -С и -СМ ДТР-3, ДТР-3Р, ДТР-4 модификаций -С и -СМ ДТР-3-Т20, ДТР-3Р-Т20 (R – сопротивление нагрузки, Ом) ДТР модификаций -С и -СМ с ПДВ-8 или ПДВ-8С ПИТ20	 от 9 до 15 от 5,6 до 15 от 9 + 0,02·R до 27 от 9 до 15 от 21,6 до 26,4
Потребляемый ток без электрической нагрузки на выходе, мА, не более ДТР-1 ДТР-2, ДТР-2Р (модификации -С и -СМ) ДТР-3, ДТР-3Р, ДТР-4 (модификации -С и -СМ) ПИТ20 ДТР модификации -Т20 ПДВ-8 или ПДВ-8С	 5* или 70** 70 5 80 24 10
Средняя наработка на отказ То в нормальных условиях, ч, не менее	10 000
Средний срок службы Тс, лет, не менее	5
* - в обычном режиме; ** - в режиме автокалибровки или защиты от воздействия повышенной влажности.	

Таблица 8 – Рабочие условия эксплуатации

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающей среды и анализируемого газа, °С ДТР-1 ДТР-2, ДТР-2Р ДТР-3, ДТР-3Р, ДТР-4 ПДВ-8, ПДВ-8С, ПИТ20	 от -40 до 60** от -20 до 35 от -40 до 60 от 0 до 50
Относительная влажность окружающей среды*, %	от 0 до 98
Рабочее давление анализируемого газа, кгс/см^2, не более ДТР конструктивного исполнения с установочной резьбой М24×1 ДТР конструктивных исполнений -М, -В и -Е ПДВ-8, ПДВ-8С	 100 300 10
* - при транспортировке и хранении преобразователей ДТР-2, ДТР-2Р, ДТР-3, ДТР-3Р необходимо использовать транспортный колпачок для ДТР с осушителем ЦАРЯ.4180.006 (см. таблицу 9) в соответствии с руководством по эксплуатации; ** - автокалибровка работает в диапазоне температур от -20 °С до 40 °С.	

Комплектность средства измерений

Таблица 9 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во	Примечание
Преобразователи модификации -С			
Измерительный преобразователь ДТР модификации -С	ЦАРЯ.413614.001-ХХ	1 шт.	(2), (3)
Транспортный колпачок для ДТР с осушителем	ЦАРЯ.4180.006	1 шт.	(4)
Преобразователь интерфейса USB-RS485 ПИ-1С	ЦАРЯ.468152.001	1 шт.	(1), (9)
Преобразователи модификации -СМ			
Измерительный преобразователь ДТР модификации -СМ	ЦАРЯ.413614.002-ХХ	1 шт.	(2), (3)
Пробоотборное устройство ПДВ-8	ЦАРЯ.2748.008	1 шт.	(1), (5)
Транспортный колпачок для ДТР с осушителем	ЦАРЯ.4180.006	1 шт.	(4)
Преобразователь интерфейса ПИТ20	ЦАРЯ.2553.002-05	1 шт.	(1), (3)
Блок индикации гигрометра ИВА-8	ЦАРЯ.8034.021	1 шт.	(1), (3)
Блок индикации термогигрометра ИВА-6АР	ЦАРЯ.2772.004	1 шт.	(1), (3), (8)
Блок индикации термогигрометра ИВА-6Б2	ЦАРЯ.2772.003-01	1 шт.	(1), (3)
Блок индикации термогигрометра ИВА-6Б2-К (исполнение на DIN-рейку)	ЦАРЯ.2772.003-02	1 шт.	(1), (3)
Блок индикации ДТР-БИ	ЦАРЯ.413614.002	1 шт.	(1)
Преобразователи модификации -Т20			
Измерительный преобразователь ДТР модификации -Т20	ЦАРЯ.413614.003-ХХ	1 шт.	(2), (3)
Транспортный колпачок для ДТР с осушителем	ЦАРЯ.4180.006	1 шт.	(4)
Все преобразователи			
Пробоотборное устройство ПДВ-3	ЦАРЯ.2748.003	1 шт.	(1), (5), (6)
Пробоотборное устройство ПДВ-4	ЦАРЯ.2748.004	1 шт.	(1), (5), (7)
Руководство по эксплуатации, совмещенное с паспортом	ЦАРЯ.413614.001 РЭ	1 экз.	
Компакт-диск с программным обеспечением		1 шт.	(1)
Упаковка	ЦАРЯ.4170.010	1 шт.	

Наименование	Обозначение	Кол-во	Примечание
Приспособления и документация для юстировки и поверки			
Кабель для юстировки и поверки ДТР	ЦАРЯ.3660.022	1 шт.	(1)
Преобразователь интерфейса USB-uForLan ПИ-1СМ	ЦАРЯ.468152.002	1 шт.	(1), (9)
Методика поверки	ЦАРЯ.413614.001 МП	1 экз.	(1)

(1) - Поставляется по запросу Заказчика.
(2) - Исполнение и конструктивное исполнение преобразователя указывается при заказе.
(3) - Длина соединительных кабелей оговаривается при заказе преобразователя. Стандартная длина кабеля 4 м.
(4) - В комплекте с ДТР-2, ДТР-2Р, ДТР-3, ДТР-3Р.
(5) - В комплект поставки ПДВ входит комплект крепежа, ЗИП в составе: фильтр из пористого фторопласта; уплотнительное кольцо.
(6) - Пробоотборное устройство ПДВ-3 не содержит измерительного преобразователя давления и предназначено для работы преобразователя ДТР при рабочем давлении до 1 МПа.
(7) - Пробоотборное устройство ПДВ-4 не содержит измерительного преобразователя давления и предназначено для работы преобразователя ДТР при атмосферном давлении.
(8) - Только для преобразователей ДТР-3-СМ, ДТР-3Р-СМ и ДТР-4-СМ.
(9) - Только для преобразователей модификации -СМ.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в ЦАРЯ.413614.001 РЭ «Преобразователь точки росы/инея ДТР. Руководство по эксплуатации», раздел 7.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям измерительным точки росы/инея ДТР:

ТУ 26.51.51-002-77511225-2020 Преобразователи точки росы/инея ДТР. Технические условия.

ГОСТ 8.547-2009 Государственная поверочная схема для средств измерений влажности газов.

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»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная компания «МИКРОФОР» (ООО НПК «МИКРОФОР»)
ИНН 7735509936
Адрес: 124498, г. Москва, Зеленоград, проезд 4922, д. 4, стр. 2
Телефон: +7 (495) 221-28-74
Web-сайт: http://www.microfor.ru
E-mail: va@microfor.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений (Восточно-Сибирский филиал)

ИНН 5044000102

Адрес: 664056, г. Иркутск, ул. Бородина, 57, Восточно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»

Юридический адрес: Российская Федерация, 141570, Московская область, город Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ, корпус 11

Тел.: (3952) 46-83-03, факс: (3952) 46-38-48

E-mail: office@niiftri.irk.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83118-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (1-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (1-я очередь) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации 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), трансформаторы напряжения (ТН) и многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии и мощности (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС-приемника типа УСВ-2, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер АИИС КУЭ, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и накопление измерительной информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ При этом, если вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН осуществляется в счетчиках, на втором уровне данное вычисление осуществляется умножением на коэффициент равный единице.

Также сервер АИИС КУЭ имеет возможность получать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Передача информации от сервера или АРМ коммерческому оператору с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭМ, системному оператору и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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

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

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (1-я очередь).

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Наименование программного модуля ПО	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Наименование программного модуля ПО	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Наименование программного модуля ПО	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Наименование программного модуля ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Наименование программного модуля ПО	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Наименование программного модуля ПО	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Наименование программного модуля ПО	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Наименование программного модуля ПО	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Наименование программного модуля ПО	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Наименование программного модуля ПО	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Ш46, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 3, КВЛ 6 кВ Комзавод-1	ТЛК10-5,6 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-01	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная
2	ПС 110 кВ Ш46, ЗРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 25, КВЛ 6 кВ Комзавод-2	ТЛП-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 30709-11	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
3	ПС 110 кВ Ш35, КРУН 10 кВ, 1с. 10 кВ, яч. 4, КВЛ 10 кВ	ТОЛ 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-11	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
4	ПС 110 кВ Ш45, ЗРУ 6 кВ, яч. 10, КВЛ 6 кВ	ТОЛ 10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06 6000/√3:100√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
5	ТП-БЦ-10-549п 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	–	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
6	ПС 35 кВ Комбизавод, РУ 10 кВ, I СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ КБ-5	ТВК 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 45370-10	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	Меркурий 234 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ПС 35 кВ Комбизавод, РУ 10 кВ, II СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ КБ-2	ТПЛМ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 (10) 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 50058-12	Меркурий 234 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная
8	ПС 35 кВ Комбизавод, РУ 10 кВ, II СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ КБ-4	ТПЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2363-68		Меркурий 234 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11		активная реактивная
9	РТП 160 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1С 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТСН 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26100-03	–	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
10	РТП 160 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2С 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТСН 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26100-03	–	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
11	ТП А1066 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1С 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТСН 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26100-03	–	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
12	ТП А1066 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2С 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТСН 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26100-03	–	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
13	ВРУ 0,4 кВ 35 Пожарно-спасательная часть, ввод 0,4 кВ	ТТИ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-07	–	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	РТП 162 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1С 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТСН 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26100-03	–	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная
15	РТП 162 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2С 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТСН 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26100-03	–	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
16	ТП А1069 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1С 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТСН 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26100-03	–	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
17	ТП А1069 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2С 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТСН 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26100-03	–	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
18	ВРУ 0,4 кВ ул. Старообрядческая 62, секция 1, ввод 0,4 кВ № 1	Т-0,66 У3 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	–	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
19	ВРУ 0,4 кВ ул. Старообрядческая 62, секция 1, ввод 0,4 кВ № 2	Т-0,66 У3 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	–	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
20	ВРУ 0,4 кВ ул. Старообрядческая 62, секция 5, ввод 0,4 кВ № 1	Т-0,66 Т-0,66 У3 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13 Рег. № 71031-18	–	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная
21	ВРУ 0,4 кВ ул. Старообрядческая 62, секция 5, ввод 0,4 кВ № 2	Т-0,66 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	–	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
22	ВРУ 0,4 кВ ул. 65 лет Победы 67, ввод 0,4 кВ № 1	ТТН ТТЭ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58465-14 Рег. № 67761-17	–	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
23	ВРУ 0,4 кВ ул. 65 лет Победы 67, ввод 0,4 кВ № 2	ТТЭ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67761-17	–	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
24	ВРУ 0,4 кВ ул. Воскресенская 14/1, корпус 2, КЛ 0,4 кВ РТП 160 – ул. Воскресенская 14/1, корпус 2, секция 4	ТТИ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	–	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
25	ВРУ 0,4 кВ ул. Воскресенская 14/1, корпус 2, КЛ 0,4 кВ РТП 160 – ул. Воскресенская 14/1, корпус 2, секция 1	ТТИ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	–	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная

Примечания

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
5. Указанные замены оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть, до срока наступления очередной поверки АИИС КУЭ.
6. На момент наступления очередной поверки изменения в АИИС КУЭ, отраженные в актах, вносятся в описание типа в порядке, установленном действующим законодательством РФ.

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

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm\delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm\delta)$, %		
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1; 2; 4 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	1,2	1,7	3,0	1,6	2,1	3,2
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	1,8	2,9	5,4	2,2	3,1	5,6
3 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	1,2	1,7	3,0	1,6	2,1	3,2
	$0{,}01I_{1ном} \le I_1 < 0{,}05I_{1ном}$	2,1	3,0	5,5	2,4	3,3	5,6
5; 13; 18 - 25 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,6	2,2
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	1,0	1,5	2,7	1,5	1,9	3,0
	$0{,}1I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	1,7	2,8	5,3	2,1	3,0	5,4
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}1I_{1ном}$	1,7	2,9	5,4	2,1	3,2	5,5
6 - 8 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$0{,}1I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,4
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}1I_{1ном}$	1,8	2,9	5,4	1,9	2,9	5,5
9 - 12; 14 - 17 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,6	2,2
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,6	2,2
	$0{,}1I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	1,0	1,52	2,7	1,5	1,9	3,0
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}1I_{1ном}$	1,0	1,7	2,8	1,5	2,1	3,1
	$0{,}01I_{1ном} \le I_1 < 0{,}05I_{1ном}$	2,0	2,9	5,4	2,3	3,2	5,5

П р и м е ч а н и я

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).

2 Погрешность в рабочих условиях указана для cos φ = 1,0; 0,8; 0,5 инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 21 до плюс 25 °С.

3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0{,}95$.

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

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы относительной основной погрешности измерений, $(\pm\delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm\delta)$, %	
		$\cos\varphi = 0,8$	$\cos\varphi = 0,5$	$\cos\varphi = 0,8$	$\cos\varphi = 0,5$
1; 2; 4 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1,2I_{1ном}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	2,6	1,8	3,9	3,4
	$0,05I_{1ном} \le I_1 < 0,2I_{1ном}$	4,4	2,7	5,3	4,0
3 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1,2I_{1ном}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,05I_{1ном} \le I_1 < 0,2I_{1ном}$	2,6	1,8	3,9	3,4
	$0,02I_{1ном} \le I_1 < 0,05I_{1ном}$	4,6	3,0	5,5	4,2
5; 13; 18 - 25 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1,2I_{1ном}$	1,8	1,3	3,5	3,3
	$0,2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	2,4	1,6	3,8	3,4
	$0,1I_{1ном} \le I_1 < 0,2I_{1ном}$	4,3	2,6	5,2	3,9
	$0,05I_{1ном} \le I_1 < 0,1I_{1ном}$	4,5	2,9	5,4	4,1
6 - 8 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1,2I_{1ном}$	1,9	1,2	2,2	1,7
	$0,2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	2,4	1,5	2,7	1,9
	$0,1I_{1ном} \le I_1 < 0,2I_{1ном}$	4,3	2,5	4,5	2,8
	$0,05I_{1ном} \le I_1 < 0,1I_{1ном}$	4,4	2,7	4,6	2,9
9 - 12; 14 - 17 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1,2I_{1ном}$	1,8	1,3	3,5	3,3
	$0,2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	1,8	1,3	3,5	3,3
	$0,1I_{1ном} \le I_1 < 0,2I_{1ном}$	2,4	1,6	3,8	3,4
	$0,05I_{1ном} \le I_1 < 0,1I_{1ном}$	2,7	2,0	4,0	3,6
	$0,02I_{1ном} \le I_1 < 0,1I_{1ном}$	4,5	2,9	5,4	4,1

П р и м е ч а н и я

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).

2 Погрешность в рабочих условиях указана для cos φ = 0,8; 0,5 инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 21 до плюс 25 °С.

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

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	25
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ температура окружающей среды, °С	 от 99 до101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	 от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +21 до +25 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	 220000 3 70000 1 35000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	 113 10 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

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

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (1-я очередь).

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛК10-5,6	2
Трансформатор тока	ТЛП-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ	2
Трансформатор тока	ТОЛ 10	2
Трансформатор тока	ТШП	3
Трансформатор тока	ТВК	2
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТСН	24
Трансформатор тока	ТТИ	9
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	8
Трансформатор тока	Т-0,66	4
Трансформатор тока	ТТН	1
Трансформатор тока	ТТЭ	5
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6 (10)	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 236	14
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234	7
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	1
Сервер АИИС КУЭ	HP ProLiant DL180 G6	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Методика поверки	МИ 3000-2018	1
Формуляр	АСВЭ 316.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «КЭС» (1-я очередь) (АИИС КУЭ ООО «КЭС» (1-я очередь))», аттестованной ООО «АСЭ», аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (1-я очередь)
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 «КЭС» (ООО «КЭС)
Адрес юридического лица: 350000, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Гимназическая, д. 55/1
ИНН: 2308138781

Испытательный центр
Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике»
Место нахождения: г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А
Адрес юридического лица: г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15
Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц: RA.RU.31261

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83119-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ), программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналообразующую аппаратуру.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и оформление отчетных документов.

Сервер БД обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц (предприятий потребителей, сетевых организаций, смежных субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ) и др.), получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Сервер БД по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на ±1 с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД более чем на ±2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	РП 110 кВ Тосол-Синтез, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ШР-110 кВ Т-1	ТОГФ-110III Кл. т. 0,2S Ктт 1000/1 Рег. № 61432-15	ЗНОГ-110III Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
2	РП 110 кВ Тосол-Синтез, ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ШР-110 кВ Т-2	ТОГФ-110III Кл. т. 0,2S Ктт 1000/1 Рег. № 61432-15	ЗНОГ-110III Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
3	РП-320 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Яч. 3, ф. 320А	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66У3 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	РП-320 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Яч. 8, ф. 320Б	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66У3 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Примечания:
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана:
ИК № 1-2 – для cosφ = 0,8инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$;
ИК № 3-4 – для cosφ = 0,8инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$;
и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1-4 от –40 °С до +60 °С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, °С	 99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 1-2 для ИК № 3-4 - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17), °С - температура окружающей среды в месте расположения УСВ, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	 от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 от 0,5 $_{инд.}$ до 0,8 $_{емк.}$ от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от -25 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17) - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 220000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 114 40 3,5

Надежность системных решений:

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

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчика:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике;

– журнал сервера БД:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике и сервере БД;

– пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– счетчика;

– промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;

– испытательной коробки;

– сервера БД;

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

– счетчика;

– сервера БД.

Возможность коррекции времени:

– счетчиков (функция автоматизирована);

– сервера БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

– измерений 30 минут (функция автоматизирована);

– сбора 30 минут (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТОГФ-110III	6 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОГ-110III	6 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	2 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.16	2 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Методика поверки	МП СМО-3006-2021	1 экз.
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.875 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Тосол-Синтез», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su
Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83120-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ), программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналообразующую аппаратуру.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и оформление отчетных документов.

Сервер БД обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц (предприятий потребителей, сетевых организаций, смежных субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ) и др.), получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Сервер БД по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на ±1 с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД более чем на ±2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	РП-1 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 16 «Ввод 1 с ф. 104»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,3 ±7,4
2	РП-1 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 11 «Ввод 2 с ф. 204»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,3 ±7,4
3	РП-1 6/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 22656-07	–	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
4	РП-1 6/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 22656-07	–	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ТП-6 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 15173-06	–	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
6	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 14 «Ввод 1 Л-65»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,3 ±7,4
7	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 10 «Ввод 2 Л-66»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,3 ±7,4
8	РП-3 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 21 «Ввод 1 Л-15»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,3 ±7,4
9	РП-3 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 22 «Ввод 2 Л-10»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,3 ±7,4
10	РП-9 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 11 «Ввод 1 Л-53»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,3 ±7,4
11	РП-9 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 16 «Ввод 2 Л-62»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,3 ±7,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	РП-9 6/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 71031-18	–	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
13	РП-9 6/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 22656-07	–	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
14	ТП-76 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 15173-06	–	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
15	ТП-76 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 15173-06	–	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
16	ТП-77 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 15173-06	–	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
17	ТП-77 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 М Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 52667-13	–	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
18	ТП-12 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч. 4, КЛ-0,4 кВ Насос №5	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 15173-06	–	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ТП-12 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч. 9, КЛ-0,4 кВ Насос №3	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 15173-06	–	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
20	ТП-12 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч. 11, КЛ-0,4 кВ Насос №4	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 15173-06	–	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
21	ТП-12 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч. 14, КЛ-0,4 кВ Ж/дом №47	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 15173-06	–	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для cosφ = 0,8инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии ИК №1, 2, 6-11 - от –45 °С до +70 °С, ИК №3-5, 12-21 - от –40 °С до +55 °С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	21
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, °С	 99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков Меркурий 234 (рег. №75755-19), °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков Меркурий 230 (рег. №23345-07, №80590-20), °С - температура окружающей среды в месте расположения УСВ, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	 от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -45 до +70 от -40 до +55 от -25 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для счетчиков Меркурий 234 (рег. №75755-19) - для счетчиков Меркурий 230 (рег. №23345-07) - для счетчиков Меркурий 230 (рег. №80590-20) - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 320000 150000 210000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 45 5 3,5

Надежность системных решений:

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

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:
– журнал счетчика:
– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекции времени в счетчике;
– журнал сервера БД:
– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекции времени в счетчике и сервере БД;
– пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:
– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
– счетчика;
– промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
– испытательной коробки;
– сервера БД;
– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
– счетчика;
– сервера БД.
Возможность коррекции времени:
– счетчиков (функция автоматизирована);
– сервера БД (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
– о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
– измерений 30 минут (функция автоматизирована);
– сбора 30 минут (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений
В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10 (Рег. № 47958-11)	4 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10 (Рег. № 1261-59)	4 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10 (Рег. № 1261-02)	8 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	9 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	3 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор тока	Т-0,66 М	3 шт.
Трансформатор тока	ТШП-0,66	24 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	8 шт.
Счётчик электрической энергии трехфазный статический	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R	8 шт.
Счётчик электрической энергии трехфазный статический	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN (Рег. № 23345-07)	2 шт.
Счётчик электрической энергии трехфазный статический	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN (Рег. № 80590-20)	11 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Методика поверки	МП СМО-0107-2021	1 экз.
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.868 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Тимекс», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su
Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83121-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Прикамье» по НПС «Дебесы»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Прикамье» по НПС «Дебесы» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее - БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (далее - АРМ), серверы синхронизации времени ССВ-1Г, программное обеспечение (далее - ПО) ПК «Энергосфера».

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

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по каналам связи поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов. Данные хранятся на сервере БД. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных счетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера БД. ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ПАО «Транснефть».

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ заинтересованных организаций и смежных субъектов по каналам связи Internet в формате xml-файлов, в том числе с использованием ЭЦП.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Синхронизация часов сервера БД обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г (Рег. № 39485-08) (далее -УССВ), входящими в состав ЦСОД. УССВ непрерывно автоматически синхронизирует часы сервера БД. Резервный сервер синхронизации ИВК используется при выходе из строя основного сервера.

Сличение часов счетчиков с часами сервера БД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже 1 раз в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и сервера БД более чем на ±1 с.

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты					Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	Сервер	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ЗРУ-6кВ НПС «Дебесы», 1СШ 10 кВ, яч. 4, Ввод № 1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	HP ProLiant	ССВ-1Г Рег. № 39485-08	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
2	ЗРУ-6кВ НПС «Дебесы», 1СШ 10 кВ, яч. 21, Ввод № 2	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±5

Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0{,}8$ инд $I=0{,}02\ I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 2 от 0 до плюс 40 °С.

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.

5 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.

6 Допускается замены сервера БД АИИС КУЭ без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

7 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, ºС	 от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, ºС - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, ºС - температура окружающей среды в месте расположения сервера, ºС	 от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$ от 49,6 до 50,4 от -10 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч ССВ-1Г: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 220000 2 15000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:
– журнал счетчика:
– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекции времени в счетчике;
– журнал сервера БД:
– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекции времени в счетчике и сервере БД;
– пропадание и восстановление связи со счетчиком.
Защищённость применяемых компонентов:
– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
– счетчика;
– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
– испытательной коробки;
– сервера;
– сервера;
– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
– счетчика;
– сервера;
Возможность коррекции времени в:
– счетчиках (функция автоматизирована);
– УСПД (функция автоматизирована);
– ИВК (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
– о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
– измерений 30 мин (функция автоматизирована);
– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений
В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройство синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Сервер	HP ProLiant	2
Методика поверки	МП 044-2021	1
Формуляр	ТПК-461/01-04-01.05/2.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Прикамье» по НПС «Дебесы», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть-Прикамье»
(АО «Транснефть-Прикамье»)
ИНН 1645000340
Адрес: 420081, Республика Татарстан, г. Казань, ул. П.Лумумбы, д.20, корп.1
Телефон: +7 (843) 279-04-20
Факс: +7 (843) 279-01-12
E-mail: office@kaz.transneft.ru
Web-сайт: https://kama.transneft.ru/

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com
Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83122-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Новокиевка ВЛ 220 кВ «Свободненская ТЭС- Строительная»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Новокиевка ВЛ 220 кВ «Свободненская ТЭС-Строительная» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчик активной и реактивной электроэнергии (Счетчик), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

2-й 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.

3-й 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 измерительным 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 счетчика электрической энергии (один раз в 30 мин) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ 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.

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.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 220 кВ Новокиевка ПАО «ФСК ЕЭС».

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

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

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ±1 с., с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации из счетчика с периодичностью 1 раз в 30 мин, УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчике электрической энергии и в случае расхождения более чем ±2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчике электрической энергии.

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

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

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

Программное обеспечение

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

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)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe
Примечание – Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО – MD5	

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС не влияет на метрологические характеристики измерительнрнр канала (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительного канала (далее – ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/ УССВ ИВК
1	ВЛ 220 кВ «Новокиевка-Строительная»	ТГМ Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 59982-15	НКФ 220-58 Кл. т. 0,5 Ктн 220000/√3:100/√3 Рег. № 81472-21	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325L Рег. № 37288-08/ РСТВ-01 Рег. № 40586-12

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчика, 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 (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\,\%}$,	$\delta_{20\,\%}$,	$\delta_{100\,\%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\,\%}$	$I_{5\,\%} \le I_{изм} < I_{20\,\%}$	$I_{20\,\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\,\%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,5	1,1	0,9	0,9
	0,5	2,4	1,7	1,5	1,5
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\,\%}$,	$\delta_{20\,\%}$,	$\delta_{100\,\%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\,\%}$	$I_{5\,\%} \le I_{изм} < I_{20\,\%}$	$I_{20\,\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\,\%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,2	1,7	1,4	1,4
	0,5	1,7	1,2	1,0	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\,\%}$,	$\delta_{20\,\%}$,	$\delta_{100\,\%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\,\%}$	$I_{5\,\%} \le I_{изм} < I_{20\,\%}$	$I_{20\,\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\,\%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	1,0	1,0
	0,8	1,6	1,3	1,2	1,2
	0,5	2,5	1,9	1,7	1,7
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\,\%}$,	$\delta_{20\,\%}$,	$\delta_{100\,\%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\,\%}$	$I_{5\,\%} \le I_{изм} < I_{20\,\%}$	$I_{20\,\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\,\%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,8	2,4	2,2	2,2
	0,5	2,2	1,9	1,8	1,8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), (±Δ), с					5

Примечания

3 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для cosφ=1,0 нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для cosφ<1,0 нормируются от $I_{2\%}$.

4 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	1
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, °С	 от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,8 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчика, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, УССВ ИВК °С	 от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$ от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от 0 до +40 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчика: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД RTU-325L - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 120000 72 100000 2 55000 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации Счетчик: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 114 45 45 10 3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счётчика:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике;

– журнал УСПД:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике и УСПД;

– пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– электросчётчика;

– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

– испытательной коробки;

– УСПД;

– сервера;

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

–счетчика;

– УСПД;

– сервера.

Возможность коррекции времени в:

–счетчике (функция автоматизирована);

– УСПД (функция автоматизирована);

– ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
– измерений 30 мин (функция автоматизирована);
– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений
В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТГМ	3
Трансформатор напряжения	НКФ 220-58	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1
Устройство синхронизации системного времени	РСТВ-01	1
Специализированное программное обеспечение	АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Методика поверки	МП 036-2021	1
Паспорт-Формуляр	72122884.4252103.053.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Новокиевка ВЛ 220 кВ «Свободненская ТЭС-Строительная», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ
ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия
ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Релейной Защиты»
(ООО «Системы Релейной Защиты»)
ИНН 7722722657
Юридический адрес: 111020, г. Москва, ул. Боровая, д.7, стр.10, пом. XII, комн.11
Адрес: 140070, Московская область, п. Томилино, ул. Гаршина д. 11, а/я 868
Телефон: +7 (495) 544-59-88
Факс: +7 (495) 544-59-88
E-mail: info@srza.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com
Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83123-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «АтомСбыт» для электроснабжения ООО ТК «Елецкие овощи»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ**)** АО «АтомСбыт» для электроснабжения ООО ТК «Елецкие овощи» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

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

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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

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

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

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ±2 с. Часы счетчиков синхронизируются от сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ±2 с.

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

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

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

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ/ Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ПС 110 кВ Аграрная ОРУ-110 кВ Ввод 110 кВ Т1	ТОГФ Кл. т. 0,2S Ктт 600/1 Рег. № 61432-15	ЗНОГ Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3:100/√3 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УССВ-2 Рег. № 54074-13 /HP DL160 Gen8	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
2	ПС 110 кВ Аграрная ОРУ-110 кВ Ввод 110 кВ Т2	ТОГФ Кл. т. 0,2S Ктт 600/1 Рег. № 61432-15	ЗНОГ Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3:100/√3 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0{,}8$ инд $I=0{,}02\ I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 2 от 0 до плюс 40 °С.

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.

5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.

6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, °С	 от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от Uном - ток, % от Iном - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	 от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +60 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.16 (Рег. № 36697-12) для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.16 (Рег. № 36697-17) - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 165000 220000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:
– журнал счетчика:
– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекции времени в счетчике;
Защищённость применяемых компонентов:
– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
– счетчика;
– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
– испытательной коробки;
– сервера;
– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
– счетчика;
– сервера.
Возможность коррекции времени в:
– счетчиках (функция автоматизирована);
– ИВК (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
– о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
– измерений 30 мин (функция автоматизирована);
– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений
В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТОГФ	6
Трансформатор напряжения	ЗНОГ	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.16	2
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Методика поверки	МП 050-2021	1
Паспорт-Формуляр	РЭ.030.0063.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «АтомСбыт» для электроснабжения ООО ТК «Елецкие овощи», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «РеконЭнерго»
(ЗАО «РеконЭнерго»)
ИНН 3666089896
Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, д. 12А
Телефон: +7 (473) 222-73-78, +7 (473) 222-73-79
Факс: +7 (473) 222-73-78, +7 (473) 222-73-79
E-mail: office@rekonenergo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com
Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83124-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Регистраторы температуры и относительной влажности беспроводные InkBird IBS-TH1

Назначение средства измерений

Регистраторы температуры и относительной влажности беспроводные InkBird IBS-TH1 (далее по тексту – регистраторы или логгеры) предназначены для измерений, регистрации и мониторинга температуры и относительной влажности окружающей среды.

Описание средства измерений

Принцип действия регистраторов основан на измерении температуры и относительной влажности, сохранении результатов измерений в собственной памяти, преобразовании данных измерений в кодовые сигналы и их автоматической передаче по беспроводному интерфейсу Bluetooth на гаджет пользователя для дальнейшего хранения и визуализации данных с помощью приложения Engbird для гаджетов строго с операционной средой на базе Андроид (ссылка https://play.google.com/store/apps/details?id=com.inkbird.engbird&hl=ru&gl=US).

Приложение Engbird позволяет управлять состоянием логгеров в части изменения их установочных параметров, контролировать текущие значения измеренных величин, а также выполнять их онлайн-визуализацию и экспорт для дальнейшей обработки.

Регистраторы являются автономными приборами и обеспечивают измерение и мониторинг температуры окружающей их корпус среды (либо температуры, в которой находится их выносной зонд) и относительной влажности окружающей их корпус среды.

Конструктивно каждый логгер представляет собой миниатюрное устройство, размещённое в пластиковом цилиндрическом корпусе. Внутри корпуса расположена многослойная печатная плата с электронной схемой устройства, включающей: микроконтроллер, узел беспроводного интерфейса, интегральный датчик температуры и относительной влажности, память результатов, элемент индикации (светодиод). Питание логгера осуществляется от одного стандартного элемента типоразмера AAA, устанавливаемого в батарейный отсек с закрывающейся крышкой, расположенный на тыльной стороне корпуса. На одной стороне боковой поверхности корпуса расположено отверстие для доступа окружающего воздуха к встроенным датчикам температуры и относительной влажности. На другой стороне боковой поверхности корпуса размещён разъём для подключения к логгеру внешнего зонда кабельного типа с датчиком температуры.

В случае нарушения радиообмена между логгером и гаджетом, либо в случае выключения гаджета/приложения, фиксируемые логгером результаты сохраняются в его памяти. После восстановления радиообмена накопленные результаты автоматически передаются из памяти логгера в память гаджета.

На рисунках 1-2 представлены фотографии общего вида регистратора и внешнего зонда.

Рисунок 1 – Общий вид регистратора

Рисунок 2 – Общий вид внешнего зонда

Пломбирование регистраторов не предусмотрено. Заводской номер в виде индивидуального кодового обозначения MAC-адреса устройства Bluetooth наносится на наклейку, прикрепляемую на корпус регистратора с тыльной стороны (рисунок 3). Конструкция регистраторов не предусматривает нанесение знака поверки на средство измерений.

Рисунок 3 – Место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) регистраторов предназначено для обеспечения их работы и состоит из двух частей: встроенного и автономного ПО.

Метрологически значимым является только встроенное ПО. Встроенное ПО регистратора находится в памяти запоминающего устройства (далее по тексту – ПЗУ) микроконтроллера и не доступно для внешнего воздействия (изменения).

Автономное (внешнее) ПО реализовано в виде приложения строго для операционной системы на базе Андроид и доступна для скачивания по ссылке https://play.google.com/store/apps/details?id=com.inkbird.engbird&hl=ru&gl=US.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» для встроенного ПО и «средний» для внешнего ПО в соответствии с рекомендацией по метрологии Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные встроенного ПО регистраторов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ibs-th1
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.7.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения	отсутствует

Идентификационные данные внешнего ПО регистраторов представлены в таблице 2.

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Engbird
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	2.2.7
Цифровой идентификатор программного обеспечения	отсутствует

Метрологические и технические характеристики
Метрологические характеристики регистраторов приведены в таблице 3.

Таблица 3

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры внутренним датчиком, °С	от -40 до +60
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры внутренним датчиком (в зависимости от диапазона измерений), °С:	±1,2 (от -40 до -30 °С включ.) ±1,0 (св. -30 до -15 °С включ.) ±0,8 (св. -15 до 0 °С включ.) ± 0,5 (св. 0 до +60 °С включ.)
Разрешающая способность при измерении температуры внутренним датчиком, °С	0,01
Диапазон измерений температуры внешним зондом, °С	от -40 до +100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры зондом в зависимости от диапазона измерений, °С:	±1,5 (от -40 до -10 °С включ.) ±0,5 (св. -10 до +50 °С включ.) ±1,0 (св. +50 до +100 °С включ.)
Разрешающая способность при измерении температуры внешним зондом, °С	0,02
Диапазон измерений относительной влажности, %	от 5 до 95
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении относительной влажности в зависимости от диапазона измерений, % (в диапазоне температур от +5 до +85 °С)	±8,0 (от 5 до 15 % включ.) ±5,0 (св. 15 до 85 % включ.) ±8,0 (св. 85 до 95 % включ.)
Разрешающая способность при измерении относительной влажности, %	0,04

Основные технические характеристики регистраторов приведены в таблице 4.

Таблица 4

Наименование характеристики	Значение
Программируемый интервал между измерениями	10 с; 30 с; 1мин; 2 мин; 5 мин; 10 мин; 30 мин
Количество накопленных результатов температуры и влажности при отсутствии радиосвязи со гаджетом, шт.	30000
Количество программируемых пределов при контроле температур/относительной влажности	один верхний и один нижний
Диапазон частот, используемый при радиообмене, ГГц	от 2,402 до 2,48
Предельная дальность связи со гаджетом при прямой видимости, м	20
Напряжение питания постоянного тока, В	1,5 (один элемент типа «ААА»)
Длина кабеля внешнего зонда, м	2
Габаритные размеры регистратора (диаметр × высота), не более, мм	56 × 17
Габаритные размеры внешнего зонда (диаметр × длина), не более, мм	50 × 6
Масса регистратора без элемента питания, не более, г	21
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - для регистратора - для внешнего зонда - относительная влажность воздуха, %, не более	 от -40 до +60 от -40 до +100 95 (без конденсации)

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	40 000
Средний срок службы, лет, не менее	5

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист (в правом верхнем углу) паспорта на регистраторы типографским способом, а также на корпуса регистраторов посредством наклейки соответствующих номерных этикеток.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Регистратор температуры и относительной влажности беспроводной	InkBird IBS-TH1	В соответствии с заказом (минимальное количество 1 шт.)
Элемент питания типа «AAA»	-	1 шт.(*)
Внешний зонд	-	1 шт.(*) (поставляется по дополнительному заказу)
Руководство по эксплуатации (на русском языке)	-	1 экз.(**)
Паспорт	-	1 экз.
Методика поверки	МП 207-029-2021	По требованию
Примечания: (*) - в соответствии с количеством регистраторов в заказе; (**) - доступно для свободного скачивания на сайте https://elin.ru.		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделах «Подготовка логгера к эксплуатации» и «Использование логгера по назначению» Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к регистраторам температуры и относительной влажности беспроводным InkBird IBS-TH1

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

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

ГОСТ 8.547-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений влажности газов.

Техническая документация фирмы-изготовителя.

Изготовитель

Shenzhen Inkbird Technology Company Limited, Китай
4/F E, Bldg 713, Pengji Industrial Park, Luohu Dist, Shenzhen China
+86-755-25738050
E-mail: Support@ink-bird.com
Web-сайт: www.inkbird.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

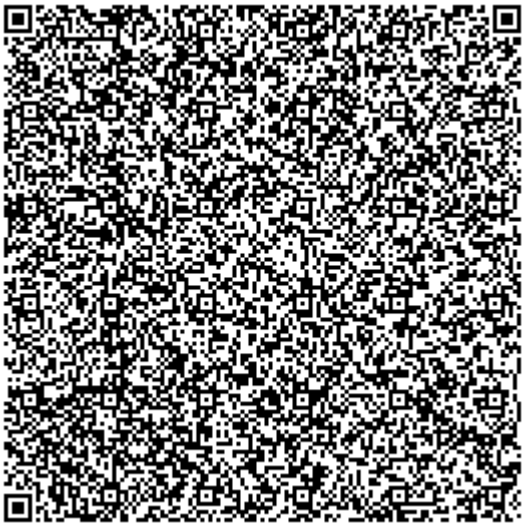
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83125-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформатор напряжения НТМИ-10-66

Назначение средства измерений

Трансформатор напряжения НТМИ-10-66 (далее по тексту – трансформатор напряжения) предназначен для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

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

Трансформатор напряжения - трехфазный, трехобмоточный, с естественным масляным охлаждением. Магнитопровод броневого типа собран из пластин холоднокатаной электротехнической стали. Обмотки насажены на стержни магнитопроводов, которые в плане образуют правильный треугольник. Магнитопровод с обмотками смонтирован на нижней стороне крышки бака, заполненного трансформаторным маслом.

Бак трансформатора напряжения цилиндрической формы, сварен из листовой стали. На крышке бака размещены четыре вывода обмотки высокого напряжения и шесть выводов обмоток низкого напряжения, две скобы для подъема крышки вместе с баком или без него, отверстие для заливки масла, закрытое пробкой. В нижней части бака имеется болт для заземления и закрытое пробкой отверстие для спуска и взятия пробы масла.

К данному типу относится трансформатор напряжения НТМИ-10-66 зав. № 2250.

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

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

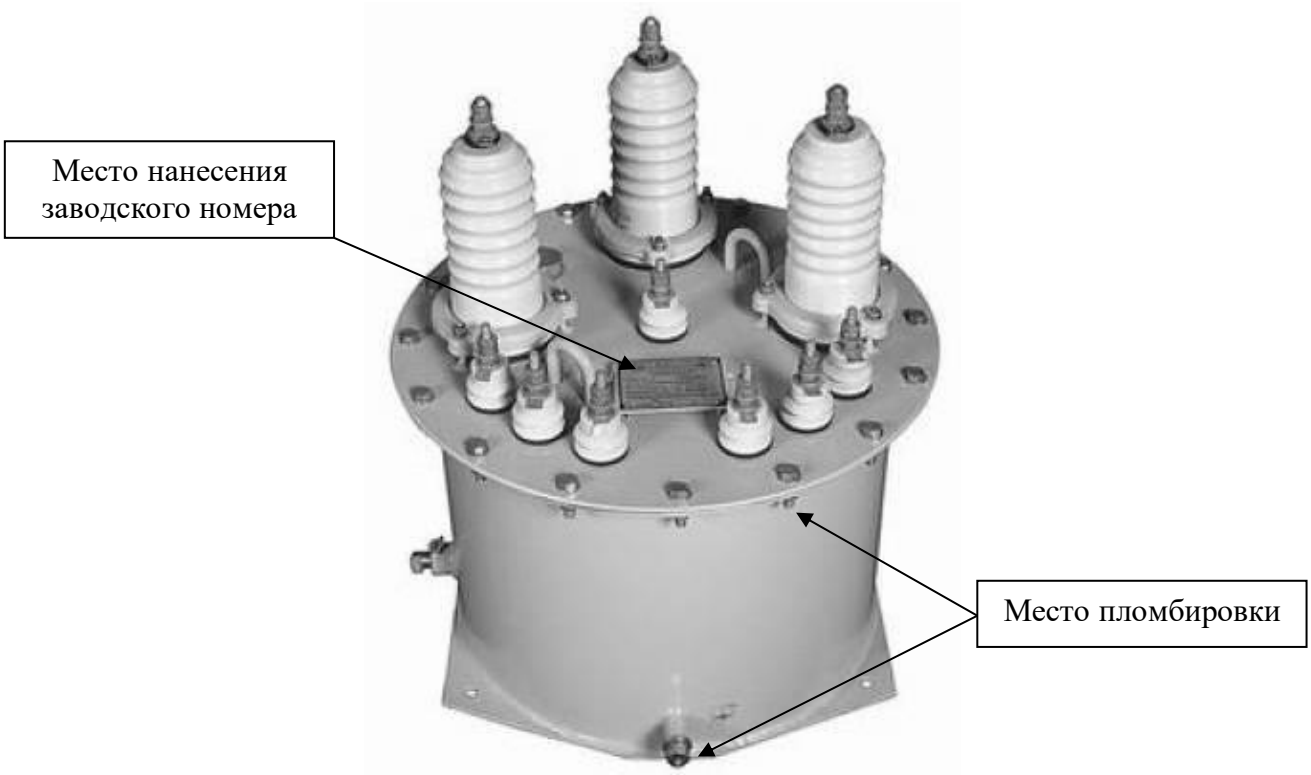


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1ном}$, кВ	10
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2ном}$, В	100
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	120

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Паспорт	НТМИ-10-66	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформатору напряжения НТМИ-10-66

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Производственный комплекс ХК Электрозавод» (ОАО «ПК ХК Электрозавод»)
ИНН 7718183890
Адрес: 107023, г. Москва, ул. Электрозаводская, 21
Телефон: +7 (495) 777-82-05
Факс: +7 (495) 777-82-11
Web-сайт: www.elektrozavod.ru
E-mail: pk@elektrozavod.ru

Испытательный центр

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83126-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НТМИ

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

Трансформаторы напряжения - трехфазные, трехобмоточные, с естественным масляным охлаждением. Магнитопровод броневого типа собран из пластин холоднокатаной электротехнической стали. Обмотки насажены на стержни магнитопроводов, которые в плане образуют правильный треугольник. Магнитопровод с обмотками смонтирован на нижней стороне крышки бака, заполненного трансформаторным маслом.

Бак трансформаторов напряжения цилиндрической формы, сварен из листовой стали. На крышке бака размещены четыре вывода обмотки высокого напряжения и шесть выводов обмоток низкого напряжения, две скобы для подъема крышки вместе с баком или без него, отверстие для заливки масла, закрытое пробкой. В нижней части бака имеется болт для заземления и закрытое пробкой отверстие для спуска и взятия пробы масла.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения следующих модификаций:

- НТМИ-6-66У3 зав. № 11489, 689, 951, 2738, 6388, 11801, NABN, ЕККР, СППУ, ЕКСТ;
- НТМИ-10-66У3 зав. № 2190, 2196, 3252, 3299, 3986, ВРВ.

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

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

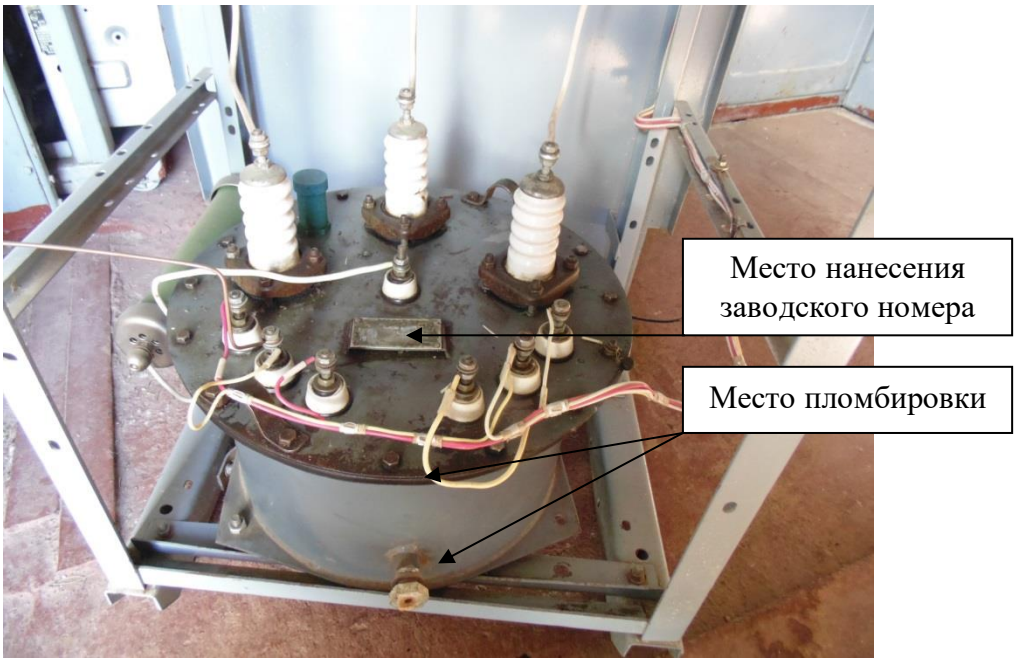


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики трансформаторов напряжения НТМИ-6-66У3

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	11489	689, 951, 2738, 6388, 11801, NABN, ЕККР, СППУ, ЕКСТ
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1ном}$, кВ	6	6
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2ном}$, В	100	100
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5	0,5
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	50	75

Таблица 2 – Метрологические характеристики трансформаторов напряжения НТМИ-10-66У3

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	2190, 2196, 3252, 3299, 3986, ВРВ
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1ном}$, кВ	10
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2ном}$, В	100
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	120

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НТМИ	1 шт.
Паспорт	НТМИ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам напряжения НТМИ
Техническая документация изготовителя

Изготовитель
Трансформаторный завод, Таджикистан (изготовлены в 1976-1989 гг.)
Адрес: 735140, Таджикистан, г. Курган-Тюбе, ул. Б.Гафурова, 1

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83127-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТС-0,5

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТС-0,5 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

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

Трансформаторы тока являются шинными и представляют собой кольцевой магнитопровод с вторичной обмоткой. Функцию первичной обмотки выполняют шины, проходящие через отверстие трансформаторов тока. Вторичные выводы помещены в контактную коробку с контактами, которые позволяют осуществлять соединение с внешней цепью измерения.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТС-0,5 зав. № 70253, 79821, 80824.

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

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

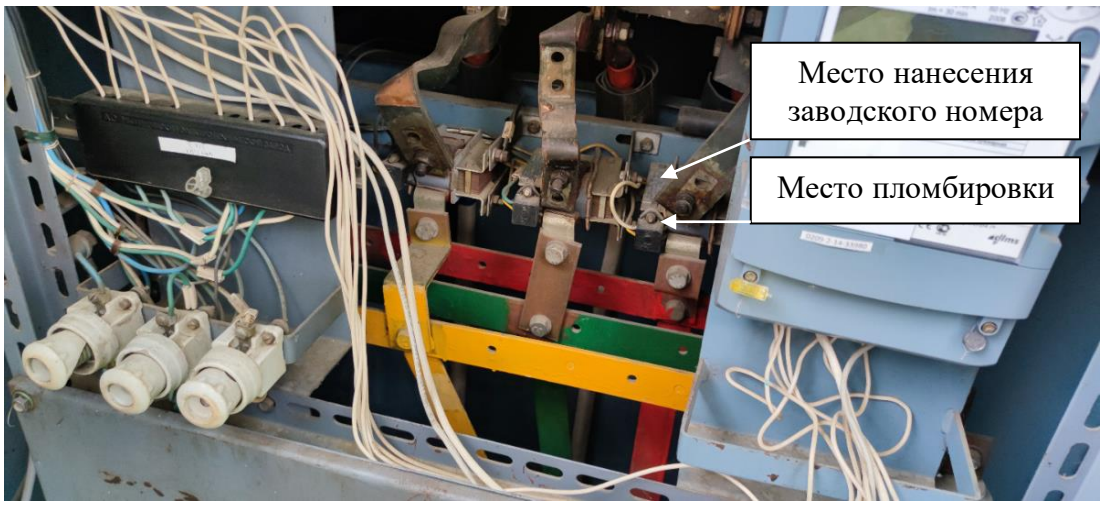


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	70253, 79821, 80824
Номинальное напряжение, кВ	0,66
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	400
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	5
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности cos φ = 0,8), В·А	5

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТС-0,5	1 шт.
Паспорт	ТС-0,5	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока ТС-0,5
Техническая документация изготовителя

Изготовитель
Фирма «ЗАВН-Добрич», Болгария
Адрес: Добрич 9300, ул. Св. П. Атанасова, 18
Телефон: 058 / 600 647; 600 659
Факс: 058 / 600 532
Web-сайт: www.zavnbg.com
E-mail: zavn@abv.bg

Испытательный центр

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83128-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НТМИ-10-66

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

Трансформаторы напряжения - трехфазные, трехобмоточные, с естественным масляным охлаждением. Магнитопровод броневого типа собран из пластин холоднокатаной электротехнической стали. Обмотки насажены на стержни магнитопроводов, которые в плане образуют правильный треугольник. Магнитопровод с обмотками смонтирован на нижней стороне крышки бака, заполненного трансформаторным маслом.

Бак трансформаторов напряжения цилиндрической формы, сварен из листовой стали. На крышке бака размещены четыре вывода обмотки высокого напряжения и шесть выводов обмоток низкого напряжения, две скобы для подъема крышки вместе с баком или без него, отверстие для заливки масла, закрытое пробкой. В нижней части бака имеется болт для заземления и закрытое пробкой отверстие для спуска и взятия пробы масла.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения следующих модификаций:

НТМИ-10-66 зав. № 179, 223, 304, 320;

НТМИ-10-66У3 зав. № 462, 648, 684, 685, 713, 802, 803, 1318, 1557, 2155, 2166, 2458, 2467, 2801, 2828, 2834, 3007, 3213, 3238, 3633, 3691, 4073, 4284, 4305, 4524, 5245, 5690, 6107, 6147, 6479, 6656, 6729, 7655.

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

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

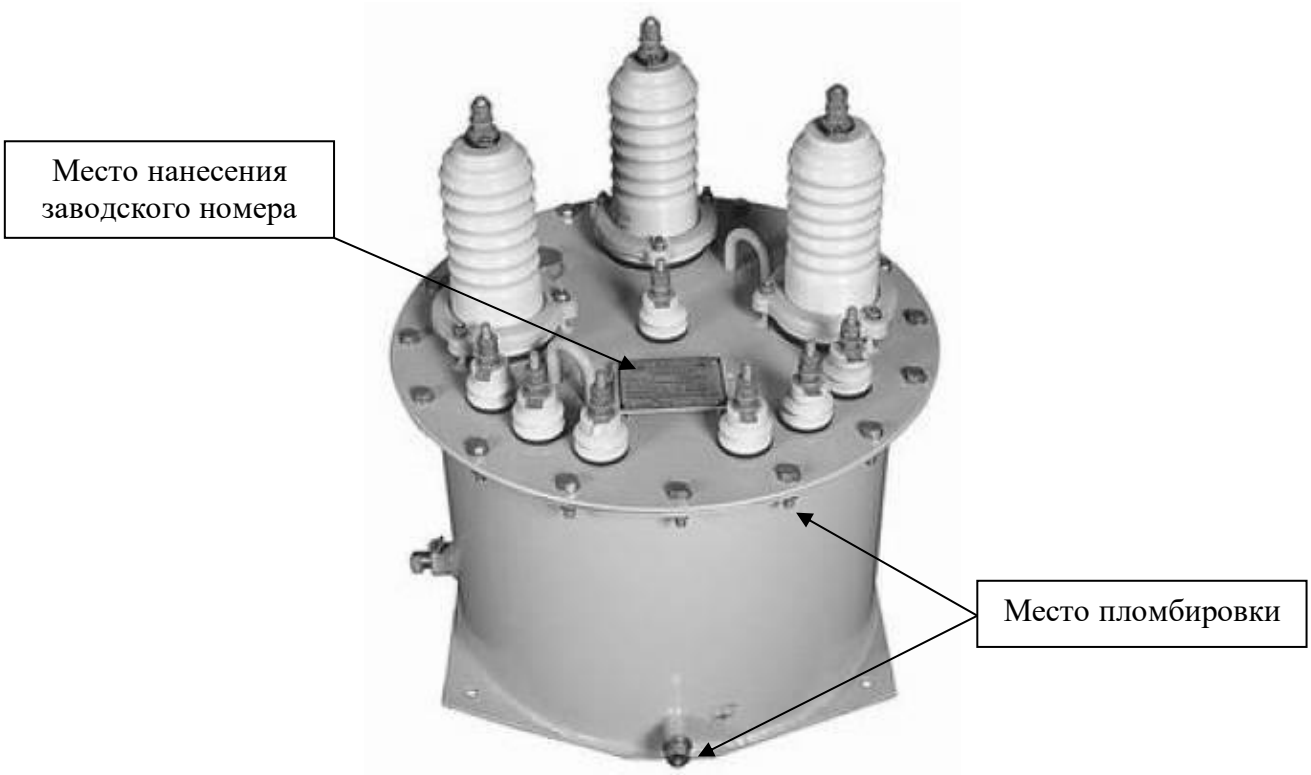


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	179, 223, 304, 320, 462, 648, 684, 685, 713, 802, 803, 1318, 1557, 2155, 2166, 2458, 2467, 2801, 2828, 2834, 3007, 3213, 3238, 3633, 3691, 4073, 4284, 4305, 4524, 5245, 5690, 6107, 6147, 6479, 6656, 6729, 7655
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1ном}$, кВ	10
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2ном}$, В	100
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	120

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Паспорт	НТМИ-10-66	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам напряжения НТМИ-10-66
Техническая документация изготовителя

Изготовитель
МНПО «Электрозавод» (изготовлены в 1967-1987 гг.)
Адрес: 107023, г. Москва, ул. Электрозаводская, 21

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83129-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НТМИ-6-66

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НТМИ-6-66 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

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

Трансформаторы представляют собой соединенные конструктивно в единое целое три трехобмоточных однофазных трансформатора. Первичные обмотки и обмотки низкого напряжения соединены по схеме «звезда», а дополнительные обмотки низкого напряжения соединены по схеме разомкнутый «треугольник». Магнитопровод трансформатора собран из пластин электротехнической стали. На стержне магнитопровода расположены слоевые обмотки с изоляцией. Магнитопроводы трех однофазных трансформаторов с насаженными на них обмотками, соединенные с помощью ряда конструктивных деталей в единую конструкцию, представляют собой активную часть трансформатора, которая помещается в бак, залитый трансформаторным маслом. Бак трансформатора сварен из листовой стали.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения НТМИ-6-66 зав. № 1541, 5185.

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

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

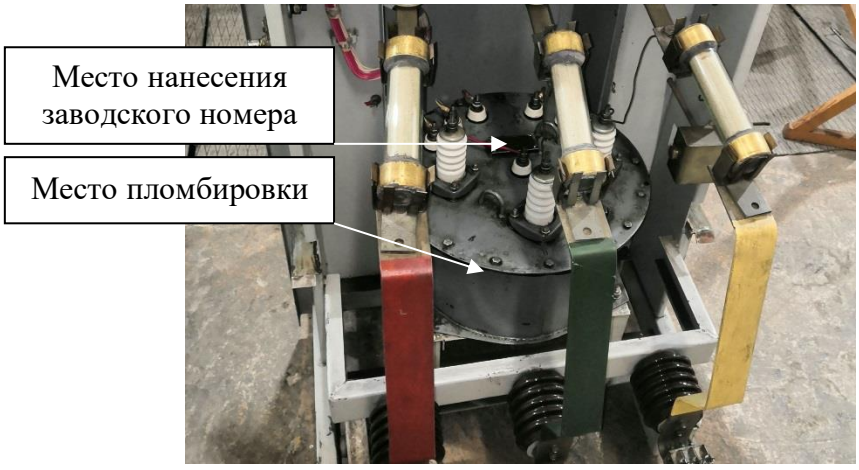


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	1541, 5185
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1ном}$, кВ	6
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2ном}$, В	100
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	75

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

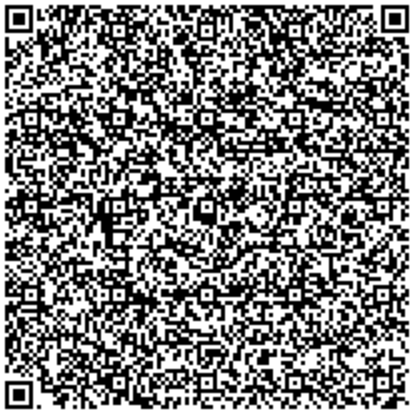
Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1 шт.
Паспорт	НТМИ-6-66	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам напряжения НТМИ-6-66
Техническая документация изготовителя

Изготовитель
Завод трансформаторных подстанций, Украина (изготовлены в 1971 г.)
Адрес: Украина, г. Хмельницкий, ул. Чорновола, 120

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83130-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока TAR5

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока TAR5 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

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

Трансформаторы тока являются шинными и представляют собой кольцевой магнитопровод с вторичной обмоткой, заключенной в пластмассовый изолирующий корпус. Функцию первичной обмотки выполняют шины, проходящие через отверстие трансформаторов тока. Вторичные выводы помещены в контактную коробку с контактами, которые позволяют осуществлять соединение с внешней цепью измерения.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока TAR5 зав. № 45478, 45479, 45480, 45481, 45482, 45483.

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

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

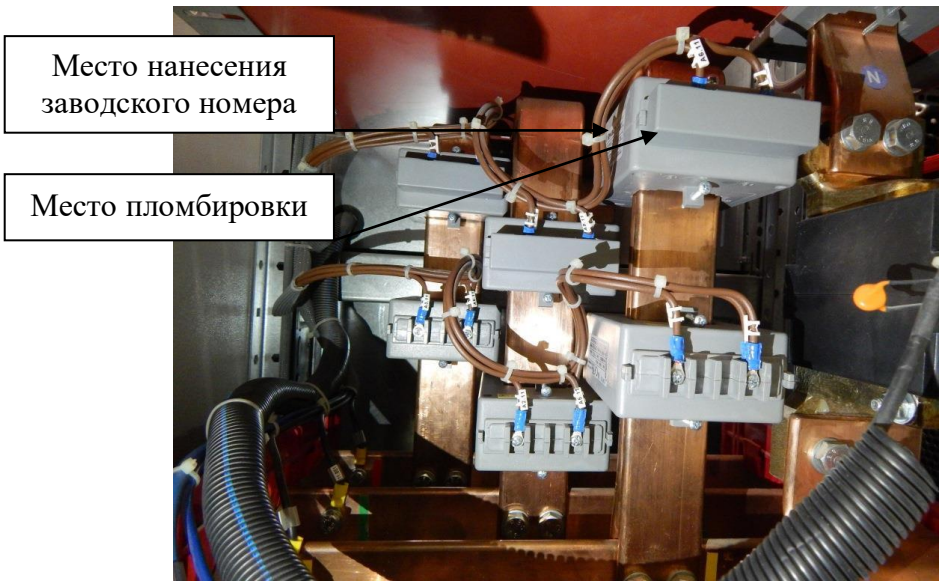


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	45478, 45479, 45480, 45481, 45482, 45483
Номинальное напряжение, кВ	0,66
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	1500
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	5
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности cos φ = 0,8), В·А	6

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -20 до +50

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	TAR5	1 шт.
Паспорт	TAR5	1 экз.

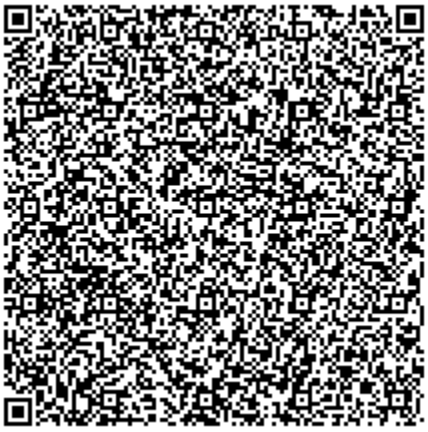
Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока TAR5
Техническая документация изготовителя

Изготовитель
Фирма «REVALCO s.r.l.», Италия
Адрес: Via Giorgio Stephenson, 90 20157 Milano
Web-сайт: www.revalco.it

Испытательный центр

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83131-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы SERVOPRO

Назначение средства измерений

Газоанализаторы SERVOPRO предназначены для измерений объёмной доли метана (CH_4), оксида углерода (CO), диоксида углерода (CO_2), закиси азота (N_2O), оксида азота (NO), кислорода (O_2), диоксида серы (SO_2), температуры точки росы в газовых смесях.

Описание средства измерений

К газоанализаторам SERVOPRO относятся газоанализаторы SERVOPRO 4900 Multigas, SERVOPRO MultiExact 4100, SERVOPRO MonoExact DF310E, SERVOPRO MonoExact DF150E (далее - газоанализаторы).

Принцип действия газоанализаторов основан на фотометрическом, кулонометрическом, электрохимическом, твёрдоэлектролитном и собрционном методах, а также методе, использующем парамагнитные свойства кислорода.

Фотометрический метод основан на измерении интенсивности поглощения ИК-излучения компонентами анализируемой среды. Фотометрический метод применяется для измерений содержания CO, CO_2, SO_2, N_2O, NO, CH_4.

Для определения содержания кислорода используется метод, основанный на его парамагнитных свойствах, электрохимический твердоэлектролитный (на основе оксида циркония) и кулонометрический метод.

Для определения температуры точки росы используется сорбционный метод.

Газоанализаторы SERVOPRO 4900 Multigas и SERVOPRO MultiExact 4100 выполнены в виде единого блока, включающего первичные преобразователи (ячейки) и электронный модуль с дисплеем и клавиатурой. В газоанализаторах SERVOPRO 4900 Multigas и SERVOPRO MultiExact 4100 устанавливают до четырёх первичных преобразователей.

Газоанализаторы SERVOPRO MonoExact DF310E и SERVOPRO MonoExact DF150E выполнены в виде единого блока с дисплеем и клавиатурой.

Газоанализаторы SERVOPRO 4900 Multigas комплектуют преобразователями для измерения содержания кислорода, оксида углерода, диоксида углерода, метана, оксида азота, закиси азота и оксида серы в газовых смесях.

Газоанализаторы SERVOPRO MultiExact 4100 комплектуют преобразователями преобразователями для измерения содержания кислорода, оксида углерода, диоксида углерода, метана, закиси азота и температуры точки росы в газовых смесях. Преобразователи кислорода могут иметь два исполнения: стандартное и термостатированное. Термостатированное исполнение обеспечивает более высокую точность измерения.

Газоанализаторы SERVOPRO MonoExact DF310E и SERVOPRO MonoExact DF150E комплектуют кулонометрическими преобразователями для измерения содержания кислорода.

Измерения содержания компонентов в анализируемых газовых смесях проводятся непрерывно в автоматическом режиме. Работой газоанализаторов управляет встроенный микропроцессор. Настроечные параметры и результат измерения отображаются на цветном сенсорном дисплее.

В газоанализаторах SERVOPRO 4900 Multigas и SERVOPRO MultiExact 4100 устанавливают до тридцати двух порогов срабатывания встроенной сигнализации при контроле текущего значения каждого измеряемого компонента газовой смеси. В газоанализаторах SERVOPRO MonoExact DF310E устанавливают до восьми порогов срабатывания встроенной сигнализации при контроле текущего значения.

В газоанализаторах SERVOPRO MonoExact DF150E устанавливают до двух порогов срабатывания встроенной сигнализации при контроле текущего значения.

Для обмена данными с системами управления в газоанализаторах SERVOPRO 4900 Multigas и SERVOPRO MultiExact 4100 предусмотрены аналоговые (4…20 мА, 0…10 В), цифровые (RS232, RS485, RS232 & RS 485 Combo, Modbus RDU, Profibus) и релейные (типа сухой контакт) выходы.

Для интеграции с системами управления в газоанализаторах SERVOPRO MonoExact DF310E и SERVOPRO MonoExact DF150E предусмотрены аналоговые (4…20 мА), цифровые (RS232, RS485) и релейные (типа сухой контакт) выходы.

Газоанализаторы устанавливают на стол, либо в стандартную 19" стойку или шкаф.

Рисунок 1. Внешний вид газоанализаторов SERVOPRO 4900 Multigas.

.

Рисунок 2. Внешний вид газоанализаторов SERVOPRO MultiExact 4100.

Рисунок 3. Внешний вид газоанализаторов SERVOPRO MonoExact DF310E.

Рисунок 4. Внешний вид газоанализаторов SERVOPRO MonoExact DF150E.

Программное обеспечение

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

Конструкция СИ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию.

Влияние программного обеспечения газоанализаторов учтено при нормировании метрологических характеристик.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	2-1-4.ifs
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 2.1.4
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики газоанализаторов SERVOPRO 4900 Multigas

Анализируемый компонент	Метод измерений	Диапазон измерений объемной доли	Пределы допускаемых значений погрешности, приведенной к верхнему значению диапазона измерений, %
Метан (CH_4)	фотометрический	от 0 до 50 млн$^{-1}$	±8
		от 0 до 100 млн$^{-1}$	±6
		от 0 до 500 млн$^{-1}$	±5
		от 0 до 1000 млн$^{-1}$	±5
Оксид углерода (CO)	фотометрический	от 0 до 50 млн$^{-1}$	±5
		от 0 до 100 млн$^{-1}$	±5
		от 0 до 200 млн$^{-1}$	±5
		от 0 до 500 млн$^{-1}$	±5
		от 0 до 1000 млн$^{-1}$	±5
		от 0 до 3000 млн$^{-1}$	±3
		от 0 до 5000 млн$^{-1}$	±3
		от 0 до 1 %	±2
		от 0 до 2,5 %	±2
		от 0 до 10 %	±2
Диоксид углерода (CO_2)	фотометрический	от 0 до 2500 млн$^{-1}$	±3
		от 0 до 5000 млн$^{-1}$	±3
		от 0 до 1 %	±3
		от 0 до 2,5 %	±2
		от 0 до 5 %	±2
		от 0 до 10 %	±2
		от 0 до 25 %	±1,2
		от 0 до 50 %	±0,8
		от 0 до 100 %	±0,4
Закись азота (N_2O)	фотометрический	от 0 до 500 млн$^{-1}$	±8
Оксид азота (NO)	фотометрический	от 0 до 1000 млн$^{-1}$	±5
		от 0 до 2000 млн$^{-1}$	±3
Кислород (O_2)	парамагнитный	от 0 до 1 %	±3
		от 0 до 5 %	±2
		от 0 до 10 %	±2
		от 0 до 25 %	±1,2
Диоксид серы (SO_2)	фотометрический	от 0 до 100 млн$^{-1}$	±5
		от 0 до 500 млн$^{-1}$	±5
		от 0 до 1000 млн$^{-1}$	±5
		от 0 до 2500 млн$^{-1}$	±3
		от 0 до 10000 млн$^{-1}$	±3

Таблица 3 - Метрологические характеристики газоанализаторов SERVOPRO MultiExact 4100

Определяемый компонент газовой смеси	Метод измерений	Диапазон измерений	Пределы допускаемых значений погрешности, приведенной к верхнему значению диапазона измерений, %
Метан (CH_4)	фотометрический	от 0 до 50 млн$^{-1}$	±8
		от 0 до 500 млн$^{-1}$	±5
Оксид углерода (CO)	фотометрический	от 0 до 10 млн$^{-1}$	±8
		от 0 до 50 млн$^{-1}$	±5
		от 0 до 500 млн$^{-1}$	±5
		от 0 до 1 %	±2
		от 0 до 2,5 %	±2
		от 0 до 10 %	±2
Диоксид углерода (CO_2)	фотометрический	от 0 до 5 млн$^{-1}$	±8
		от 0 до 50 млн$^{-1}$	±5
		от 0 до 100 млн$^{-1}$	±5
		от 0 до 500 млн$^{-1}$	±5
		от 0 до 2500 млн$^{-1}$	±3
		от 0 до 5000 млн$^{-1}$	±3
		от 0 до 1 %	±3
		от 0 до 2,5 %	±2
		от 0 до 5 %	±2
		от 0 до 10 %	±2
		от 0 до 25 %	±1,2
		от 0 до 50 %	±0,8
		от 0 до 100 %	±0,4
Закись азота (N_2O)	фотометрический	от 0 до 50 млн$^{-1}$	±8
		от 0 до 500 млн$^{-1}$	±8
Кислород (O_2)	электрохимический твердоэлектролитный (на основе оксида циркония)	от 0 до 10 млн$^{-1}$	±8
		от 0 до 100 млн$^{-1}$	±5
		от 0 до 1000 млн$^{-1}$	±5
Кислород (O_2)	парамагнитный (стандартный)	от 0 до 1 %	±3
		от 0 до 5 %	±2
		от 0 до 10 %	±2
		от 0 до 25 %	±1,2
		от 0 до 100 %	±0,2
	парамагнитный (термостатированный)	от 0 до 100 %	±0,2
		от 80 до 100 %	±0,5[1)]
		от 90 до 100 %	±1[1)]
		от 99 до 100 %	±5[1)]
Температура точки росы		от -80 до +20 °С	±3 °С (абсолютная погрешность)

[1)] - пределы допускаемых значений погрешности, приведенной к диапазону измерений, %

Таблица 4 - Метрологические характеристики газоанализаторов SERVOPRO MonoExact DF310E

Определяемый компонент газовой смеси	Метод измерений	Диапазон измерений	Пределы допускаемых значений погрешности, приведенной к верхнему значению диапазона измерений, %
Кислород (O_2)	кулонометрический повышенной точности	от 0 до 100 млн$^{-1}$	±3
	кулонометрический	от 0 до 100 млн$^{-1}$	±5
		от 0 до 1000 млн$^{-1}$	±5
		от 0 до 10000 млн$^{-1}$	±3
		от 0 до 25 %	±1,2

Таблица 5 - Метрологические характеристики газоанализаторов SERVOPRO MonoExact DF150E

Определяемый компонент газовой смеси	Метод измерений	Диапазон измерений	Пределы допускаемых значений погрешности, приведенной к верхнему значению диапазона измерений, %
Кислород (O_2)	кулонометрический повышенной точности	от 0 до 100 млн$^{-1}$	±3
	кулонометрический	от 0 до 1000 млн$^{-1}$	±5
		от 0 до 10000 млн$^{-1}$	±3

Таблица 6 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Параметры электрического питания - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	 от 100 до 240 от 50 до 60
Потребляемая мощность, Вт, не более	300
Габаритные размеры, мм, не более - SERVOPRO 4900 Multigas и MultiExact 4100 - SERVOPRO MonoExact DF150E и MonoExact DF310E	 482×545×266 (Ш×Г×В) 482×483×265 (Ш×Г×В)
Масса, кг, не более - SERVOPRO 4900 Multigas и MultiExact 4100 - SERVOPRO MonoExact DF150E и MonoExact DF310E	 28 5
Условия эксплуатации: -температура окружающей среды, °С - SERVOPRO 4900 Multigas - SERVOPRO MultiExact 4100, MonoExact DF150E и MonoExact DF310E - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %	 от + 5 до + 45 от + 5 до + 40 от 79 до 124 от 10 до 90 (без конденсации)

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор SERVOPRO	4900 Multigas, MultiExact 4100, MonoExact DF310E, MonoExact DF150E	1 шт. (по заказу)
Кабель питания	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	МП 205-21-2020	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

методики измерений приведены в документах: «Руководство по эксплуатации газоанализаторов SERVOPRO 4900 Multigas и SERVOPRO MultiExact 4100» и «Руководство по эксплуатации газоанализаторов SERVOPRO MonoExact DF310E/DF150E»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газоанализаторам SERVOPRO

Приказ Росстандарта от 14.12.2018 г. № 2664 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»

ГОСТ 8.547-2009 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Государственная поверочная схема для средств измерений влажности газов

ГОСТ 13320-81 "Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические требования".

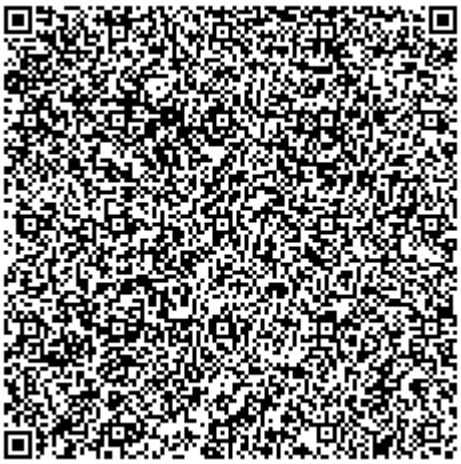
Техническая документация фирмы-изготовителя «Servomex Group Limited», Великобритания.

Изготовитель

Фирма «Servomex Group Limited», Великобритания
Адрес: Jarvis Brook, Crowborough, East Sussex, TN6 3FB, UK.
Телефон: +44 (0)1892 652181, факс:+44 (0)1892 662253
E-mail: info@servomex.com

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83132-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии по ГТП ООО «РКС-энерго» «Сосновоборские горэлектросети»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии по ГТП ООО «РКС-энерго» «Сосновоборские горэлектросети» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности,сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на:

периодическом (один раз в сутки) и/или по запросу автоматическом сборе привязанных к шкале координированного времени UTC(SU), результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 минут);

периодическом (один раз в сутки) и/или по запросу автоматическом сборе данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;

хранении результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

периодическом (один раз в сутки) и/или по запросу автоматическом сборе служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

передаче результатов измерений в организации - участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;

обеспечении защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

диагностике и мониторинге функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурировании и настройке параметров АИИС КУЭ;

ведении системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

предоставлении дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

АИИС КУЭ состоит из:

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

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 41907-09(Рег. № 41907-09), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер ПАО «Россети Ленэнерго», сервер АИИС КУЭ, устройства синхронизации времени (УСВ) УСВ-2 (Рег. № 41681-10), УСВ-3 (Рег. № 64242-16), автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с единым календарным временем.

Сервер АИИС КУЭ с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики ИК №№ 32 – 44 и считывает 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

УСПД с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики ИК №№ 32 – 37 и считывает 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

Сервер ПАО «Россети Ленэнерго», сервер АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляют обработку измерительной информации, формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов. Умножение на коэффициенты трансформации происходит автоматически в счетчиках, либо в УСПД, либо в серверах.

Измерительные данные с сервера ПАО «Россети Ленэнерго» не реже одного раза в сутки поступают или считываются на сервер АИИС КУЭ, в том числе с использованием отчетов в формате макетов электронного документооборота XML.

Сервер АИИС КУЭ (или оператор АРМ) осуществляет передачу информации в АО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят часы УСВ, счетчиков, УСПД, сервера ПАО «Россети Ленэнерго», сервера АИИС КУЭ. В качестве УСВ используются УСВ-2, УСВ-3.

Источником сигналов точного времени для сервера АИИС КУЭ является УСВ-3. Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-3 происходит один раз в час. Синхронизация осуществляется независимо от показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-3.

Сравнение показаний часов сервера ПАО «Россети Ленэнерго» и УСВ-2 происходит не реже одного раза в сутки. Синхронизация осуществляется независимо от показаний часов сервера ПАО «Россети Ленэнерго» и УСВ-2.

Сравнение показаний часов УСПД и сервера АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к УСПД, не реже одного раза в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и сервера АИИС КУЭ на величину более чем ±1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 1 – 31 и сервера ПАО «Россети Ленэнерго» происходит при каждом обращении к счетчикам ИК №№ 1 – 31, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИК №№ 1 – 31 и сервера ПАО «Россети Ленэнерго» осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИК №№ 1 – 31 и сервера ПАО «Россети Ленэнерго» на величину более чем ±2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 38 – 44 и сервера АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчикам ИК №№ 38-44, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИК №№ 38 - 44 и сервера АИИС КУЭ осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИК №№ 38 - 44 и сервера АИИС КУЭ на величину более чем ±2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 32 – 37 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам ИК №№ 32 – 37 и УСПД, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИК №№ 32 – 37 и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИК №№ 32 – 37 и УСПД на величину более чем ±1 с.

Нанесение знака поверки на средство измерения не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ПО «Пирамида 2000», ПО «Пирамида-Сети» и ПО «АльфаЦентр», которое 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.

Уровень защиты ПО «Пирамида 2000», ПО «Пирамида-Сети» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

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

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Сервер АИИС КУЭ	
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Идентификационное наименование модулей ПО:	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3

Продолжение таблица 1

1	2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Сервер ПАО «Россети Ленэнерго»	
Наименование ПО	ПО «Пирамида-Сети»
Идентификационное наименование модулей ПО:	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	SafeValuesDataUpdate.dll

Продолжение таблица 1

1	2
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Продолжение таблица 1	
1	2
Идентификационное наименование модулей ПО:	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Сервер ПАО «Россети Ленэнерго»	
Наименование ПО	ПО «АльфаЦентр»
Идентификационное наименование модулей ПО:	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		ТТ	ТН	Счётчик	Сервер/ УСВ
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Сосновый Бор-2 (ПС-169), КРУН-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.101	ТЛО-10 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. №25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Сервер ПАО «Россети Ленэнерго», УСВ-2, Рег. № 41681-10, сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16
2	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-21	ТЛП-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
3	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-05	ТОЛ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. №47959-16	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
4	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-17	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
5	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-04	ТОЛ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. №47959-16	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
6	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-27	ТЛП-10 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-26	ТЛП-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-08	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Сервер ПАО «Россети Ленэнерго», УСВ-2, Рег. № 41681-10, сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16
8	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-22	ТЛП-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-08	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
9	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-20	ТЛП-10 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-08	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
10	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-16	ТПЛ 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	
11	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-25	ТПЛ 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	
12	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-29	ТЛК-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 9143-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
13	ПС 110 кВ Коваши (ПС-333), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.333-32	ТЛК-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 9143-06	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
14	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-30	ТЛО-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-07	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
15	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-26	ТВК-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 8913-82	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-24	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	НТМИ-10-66 У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Сервер ПАО «Россети Ленэнерго», УСВ-2, Рег. № 41681-10, сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16
17	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-21	ТВК-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 8913-82	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 23544-07	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
18	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-25	ТВК-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 8913-82	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 23544-07	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
19	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-27	ТЛО-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 23544-07	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
20	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-11	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ210000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
21	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-07	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ210000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
22	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-05	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
23	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-01	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ210000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-04	ТЛП-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-08	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Сервер ПАО «Россети Ленэнерго», УСВ-2, Рег. № 41681-10, сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16
25	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-08	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
26	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ, ф.168-10	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	A1805 RALQ-P4GB-DW-4, Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
27	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-12	ТЛО-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	A1805 RALQ-P4GB-DW-4, Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
28	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-14	ТЛО-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Меркурий 230 ART-00 PQR-SIGDN , Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	
29	ПС 110 кВ Сосновый Бор-1 (ПС-168), КРУН-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.168-31	ТЛО-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 23544-07	Меркурий 230 ART-00 PQR-SIGDN, Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	
30	ТП-4013 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод тр-ра 0,4 кВ	Т-0,66 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
31	ТП-4003 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод тр-ра 0,4 кВ	Т-0,66 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	Сервер ПАО «Россети Ленэнерго», УСВ-2, Рег. № 41681-10, сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16
32	ПС 110 кВ ПГВ П/Я Р-6681 (ПС-503), РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.503-19	ТОЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 38395-08	НАМИТ-10, исп. НАМИТ-10-2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	A1805RALXQV-P4GB-DW-4, Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16, УСПД RTU-327, Рег. № 41907-09
33	ПС 110 кВ ПГВ П/Я Р-6681 (ПС-503), РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.503-23	ТОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 38395-08	НАМИТ-10, исп. НАМИТ-10-2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	A1805RALXQV-P4GB-DW-4, Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
34	ПС 110 кВ ПГВ П/Я Р-6681 (ПС-503), РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.503-25	ТОЛ-10-I 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10, исп. НАМИТ-10-2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	EA05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	
35	ПС 110 кВ ПГВ П/Я Р-6681 (ПС-503), РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.503-18	ТОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 38395-08	НАМИТ-10, исп. НАМИТ-10-2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	A1805 RALXQV-P4GB-DW-4, Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
36	ПС 110 кВ ПГВ П/Я Р-6681 (ПС-503), РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.503-22	ТОЛ-10-I 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10, исп. НАМИТ-10-2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	EA05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
37	ПС 110 кВ ПГВ П/Я Р-6681 (ПС-503), РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.503-24	ТОЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 38395-08	НАМИТ-10, мод. НАМИТ-10-2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	A1805 RALXQV-P4GB-DW-4, Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16, УСПД RTU-327, Рег. № 41907-09
38	КРУН-10 кВ В-101-1, КВЛ 10 кВ ф.101	ТОЛ-НТ3 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТ3 10000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16
39	РП-8 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.12, ф. 503-18	ТОЛ-НТ3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	НАМИТ, мод. НАМИТ-10-2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 70324-18	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	
40	РП-8 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.1, ф. 503-23	ТОЛ-НТ3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	НАМИТ, мод. НАМИТ-10-2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 70324-18	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	
41	ТП-ОС-4 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.1, ф.503-19	ТОЛ-НТ3 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТ3 10000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	
42	КРП-8 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.4, КЛ-2 10 кВ	ТОЛ-НТ3 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТ3 10000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	
43	КРП-8 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.1, КЛ-1 10 кВ	ТОЛ-НТ3 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТ3 10000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
44	ТП-ОС-5 10 кВ, РУ-10 кВ, с.ш. 10 кВ, яч.3, ф. 503-24	ТОЛ-НТ3 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТ3 10000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	сервер АИИС КУЭ, УСВ-3, Рег. № 64242-16

Примечания:
1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
2 Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях, (±δ),%
1-9, 14-29, 32-37	Активная	1,4	2,8
	Реактивная	2,1	4,0
10-13, 38-44	Активная	1,4	2,8
	Реактивная	2,1	3,9
30, 31	Активная	1,2	2,5
	Реактивная	1,8	5,2
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 вероятности P = 0,95.
3 Границы погрешности результатов измерений приведены для cosφ=0,8 (sinφ=0,6), токе ТТ, равном 100 % от Іном для нормальных условий, и при cosφ=0,8 (sinφ=0,6), токе ТТ, равном 5 % от Іном для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до плюс 40 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	44
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности, cosφ - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха при +25 °С, %	 от 98 до102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +15 до +25 от 30 до 80
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1 – 12, 14 – 23, 25, 26, 29, 32, 34, 37, 38, 48, 51, 54 – 57, 59 – 69 - ток, % от $I_{ном}$ для ИК№№ 13, 24, 27, 28, 30, 31, 33, 35, 36, 39 – 47, 49, 50, 52, 53, 58 - коэффициент мощности cosφ(sinφ) - температура окружающей среды для счетчиков, УСПД RTU 327, УСВ-2, УСВ-3, °С - температура окружающей среды для ТТ, °С - температура окружающей среды для ТН, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность воздуха при +25 °С, % - частота, Гц	 от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 $_{инд.}$ до 0,8 $_{емк}$ от +5 до +35 от -45 до +50 от -45 до +50 от 80 до 106,7 от 75 до 98 от 49,6 до 50,4
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Меркурий 234: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 120000 2 220000 2 165000 2 140000 2 165000 2

Продолжение таблицы 4

1	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ЕвроАльфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 140000 2 50000 2 35000 2 35000 2 45000 2
Глубина хранения информации: для счетчиков: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее	 45 10
для сервера УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу, лет, не менее - при отключении питания, лет, не менее для серверов: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 45 5 3,5

Надежность системных решений:

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

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - сервера ИВК.

- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на сервер ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5–Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛП-10	12
Трансформатор тока	ТОЛ	6
Трансформатор тока	ТОЛ – 10 У3	12
Трансформатор тока	ТЛО-10	30
Трансформатор тока	ТЛК-10	6
Трансформатор тока	ТВК-10	6
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор тока	ТЛО-10-I	6
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	18
Трансформатор тока	ТПЛ	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66 У3	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-НТЗ	15
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	27
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М	5
Счётчик электрической энергии трехфазный статический	Меркурий 230	2
Счётчик электрической энергии трехфазный статический	Меркурий 234	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАльфа	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МД	6
Комплекс технических средств	ПО «Пирамида 2000»	1
Комплекс технических средств	ПО «Пирамида-Сети»	1
Комплекс технических средств	ПО «АльфаЦентр»	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	Сервер АИИС КУЭ	1
Сервер ИВК	Сервер ПАО «Россети Ленэнерго»	1
Методика поверки	МП	1
Паспорт-Формуляр	ЭССО.411711.АИИС.314 ПФ	1
Руководство по эксплуатации	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительнойкоммерческого учета электроэнергиипо ГТП ООО «РКС-энерго» «Сосновоборские горэлектросети», аттестованном ООО «МЦМО», регистрационный номер 01.00324-2011 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии по ГТП ООО «РКС-энерго» «Сосновоборские горэлектросети».
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 «Межрегиональный Центр Метрологического Обеспечения» (ООО «МЦМО»)
ИНН7715671659
Адрес: 600021, область Владимирская, город Владимир, улица Пушкарская, дом 46, офисы 514, 515, 517
Телефон: +7 (4922) 47-09-34
E-mail: mcmo@esssp.vladinfo.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ивановской области"

Адрес: 153000, г.Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42

Телефон: +7 (4932) 32-84-85

Факс: +7 (4932) 41-60-79

E-mail: post@ivcsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Ивановский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311781 от 22.08.2016г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83133-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установка поверочная средств измерений напряженности магнитного поля П1-13/5

Назначение средства измерений

Установка поверочная средств измерений напряженности магнитного поля П1-13/5 (далее – установка П1-13/5) предназначена для воспроизведения напряженности магнитного поля (далее – НМП).

Описание средства измерений

Принцип действия установки П1-13/5 основан на возбуждении в пространстве между катушками магнитного поля с известными значениями НМП.

Воспроизводимой физической величиной является средние квадратические значения (далее – СКЗ) модуля вектора НМП, [$А \cdot м^{-1}$].

Источником энергии для возбуждения магнитного поля служит генератор синусоидальных сигналов.

Конструктивно установка П1-13/5 состоит из полеобразующего устройства на базе колец Гельмгольца (далее – КГ), компаратора магнитного поля (далее – компаратор МП), комплекта соединительных кабелей, комплекта вспомогательного оборудования, координатного устройства, обеспечивающего расположение антенн поверяемых средств измерений в области однородного магнитного поля.

КГ представляет собой пару одинаковых многовитковых катушек из медного провода, расположенных геометрически на одной оси, отстоящих друг от друга на расстоянии, равном их среднему радиусу, и соединённых электрически последовательно.

При протекании тока в КГ в пространстве между катушками возникает магнитное поле.

Для создания магнитного поля в пространстве между катушками КГ к её входным клеммам посредством симметричного кабеля с небольшой распределённой ёмкостью подключается генератор сигналов, а параллельно ему — эталонный вольтметр.

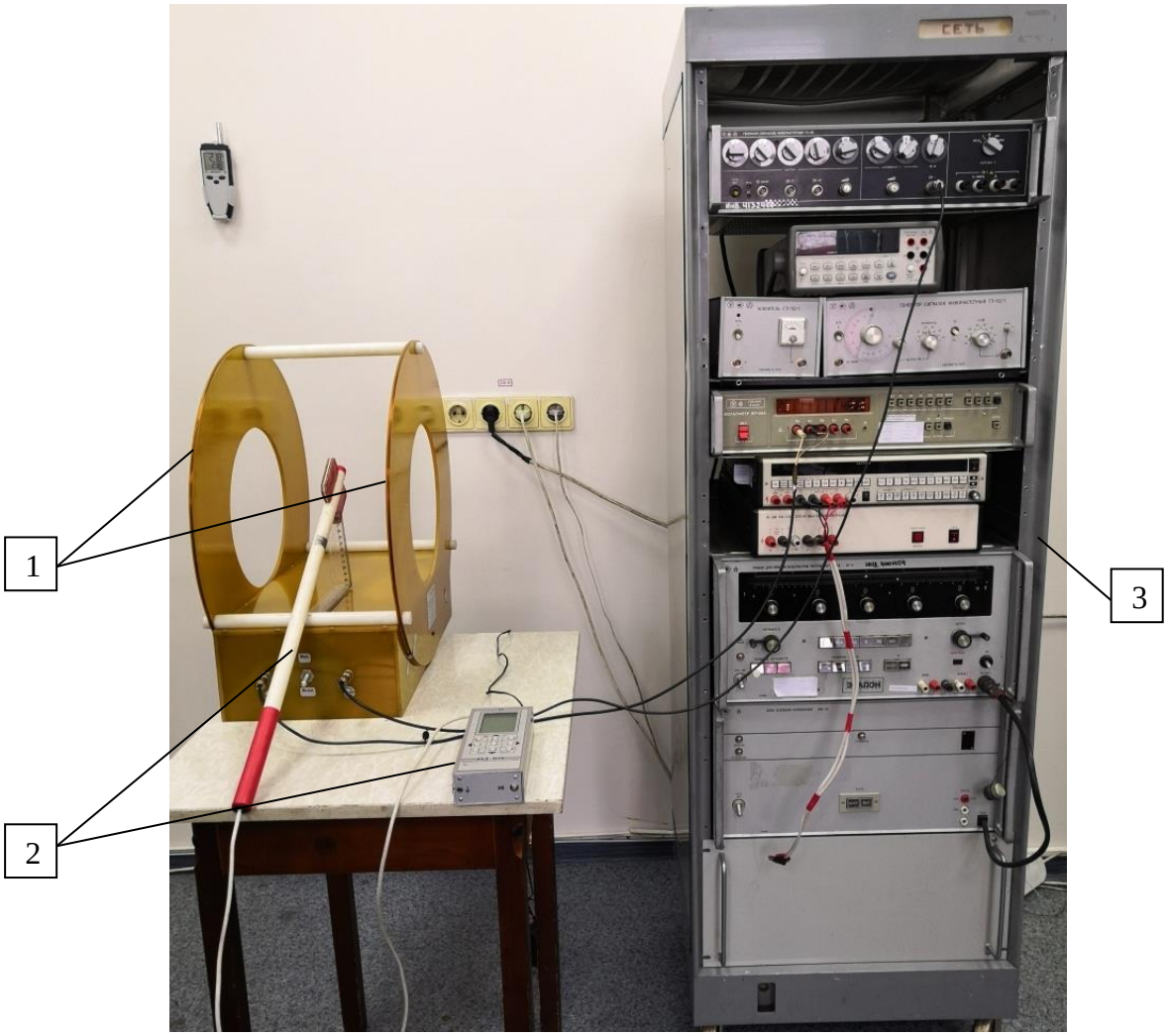
НМП задаётся как частное от деления показаний эталонного вольтметра на коэффициент преобразования КГ.

Компаратор МП обеспечивает передачу размера единицы НМП.

Общий вид установки П1-13/5 представлен на рисунке 1.

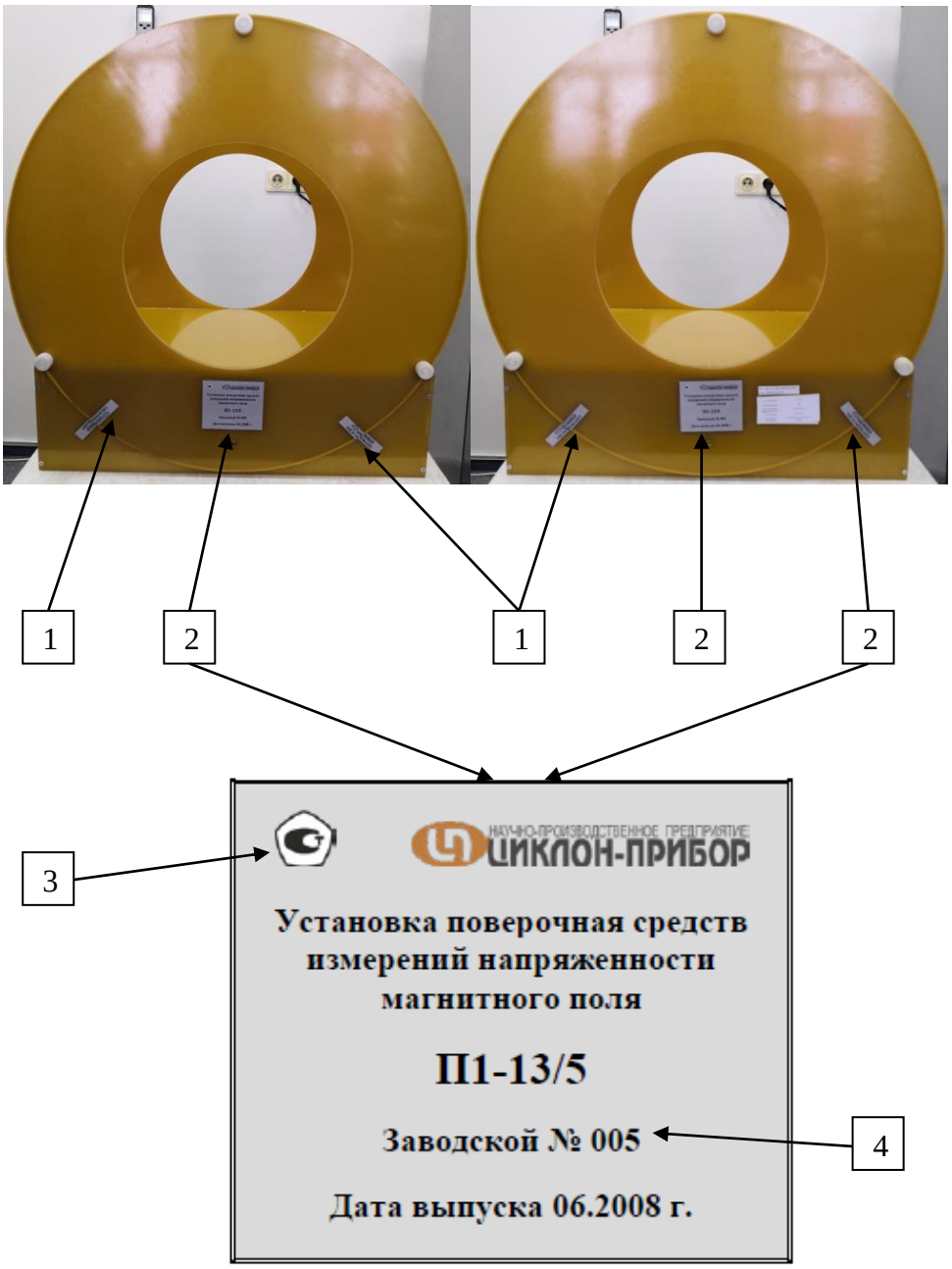
Схема пломбировки установки П1-13/5 от несанкционированного доступа представлена на рисунках 2 и 3.

Места нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлены на рисунке 2.



1 – кольца Гельмгольца;
2 – компаратор магнитного поля П3-6-ПМ/2;
3 – комплект вспомогательного оборудования

Рисунок 1 – Общий вид установки П1-13/5



1 – места установки пломб;
2 – наклейка;
3 – место нанесения знака утверждения типа;
4 – место нанесения заводского номера

Рисунок 2 – Кольца Гельмгольца. Схема пломбировки от несанкционированного доступа и с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера

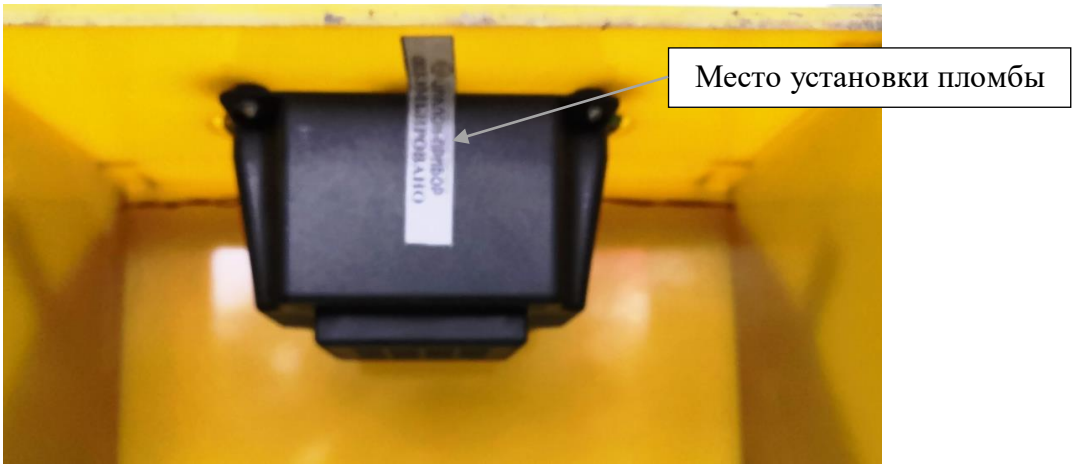


Рисунок 3 – Кольца Гельмгольца. Вид снизу.
Схема пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон частот воспроизведения НМП, кГц	от 0,005 до 400 включ.
Диапазон воспроизведения НМП, мА·м$^{-1}$ (индукции, нТл) в диапазоне частот от 0,005 до 2 кГц включ. в диапазоне частот от 2 до 100 кГц включ. в диапазоне частот св. 100 до 400 кГц включ.	 от 40 до 4000 включ. (от 50 до 5000 включ) от 4 до 800 включ. (от 5 до 1000 включ) от 10 до 800 включ. (от 12,5 до 1000,0 включ)
Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения НМП, % в диапазоне частот от 0,005 до 100 кГц включ. в диапазоне частот св. 100 до 400 кГц включ.	 ±5 ±7

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания напряжение питания сети переменного тока, В частота промышленной сети, Гц	 от 209 до 231 от 49,5 до 50,5
Габаритные размеры КГ, мм, не более длина ширина высота	 510 280 510
Диаметр катушек КГ, мм	от 495 до 505
Расстояния между катушками КГ, мм	от 245 до 255
Масса КГ, кг, не более	7,5
Рабочие условия применения температура окружающего воздуха, °С относительная влажность окружающего воздуха, % атмосферное давление, кПа (мм рт.ст.)	 от +15 до +25 от 30 до 80 от 84,0 до 106,0 (от 630 до 795)

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист документа ЦКЛМ.411721.003 РЭ «Установка поверочная средств измерений напряженности магнитного поля П1-13/5. Руководство по эксплуатации» типографским способом и на наклейку, расположенную на поверхности колец Гельмгольца.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность установки П1-13/5

Наименование	Обозначение	Количество
1 Установка поверочная средств измерений напряженности магнитного поля П1-13/5, зав. № 005, в составе:	ЦКЛМ.411721.001	1 шт.
1.1 Кольца Гельмгольца	ЦКЛМ.411721.001	1 к–т
1.2 Компаратор магнитного поля П3-6-ПМ/2, зав. № 004	ЦКЛМ.411173.002	1 шт.
1.3 Комплект вспомогательного оборудования в составе: – генератор сигналов низкочастотный Г3-123, зав. № 5649 – генератор сигналов низкочастотный Г3-112/1, зав. № 46284/30217 – вольтметр универсальный цифровой В7-34А, зав № 08695 – мультиметр цифровой 34401А, зав. № MY470-12920	– ЕХ3.269.113 ЕХ3.268.042 – –	 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт.
1.4 Координатное устройство	–	1 шт.
1.5 Комплект соединительных кабелей	–	1 шт.
2 Руководство по эксплуатации	ЦКЛМ.411721.003 РЭ	1 экз.
3 Методика поверки	П1-13-5-МП	1 экз.

Допускается использовать аналогичное вспомогательное оборудование вместо указанного в таблице 3 при условии удовлетворения им требуемым характеристикам.

Средства измерений из комплекта вспомогательного оборудования должны быть зарегистрированы Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений и иметь действующие свидетельства о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделах 4, 7, 8 документа ЦКЛМ.411721.003 РЭ «Установка поверочная средств измерений напряженности магнитного поля П1-13/5. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установке поверочной средств измерений напряженности магнитного поля П1-13/5

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 № 3469 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений напряженности магнитного поля в диапазоне частот от 0,000005 до 1000 МГц»

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Научно-производственное предприятие «Циклон-Прибор» (ЗАО «НПП «Циклон-Прибор»)

ИНН 5052014050

Адрес: 141190, г. Фрязино Московской области, Заводской проезд, д. 4.

Телефон: 8 (495) 972-02-51

Факс: 8 (496) 565-86-55

E-mail: pribor@ciklon.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «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): 8 (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

Аттестат аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30002-13 от 11 мая 2018 года

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83134-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная СИ-1/Р-0475

Назначение средства измерений

Система измерительная СИ-1/Р-0475 (далее - система) предназначена для измерений давления жидкостей, крутящего момента силы, расхода (прокачки) масла, частоты вращения приводов и частоты электрических сигналов, соответствующей значениям частоты вращения приводов, температуры жидкостей и сопротивления постоянному току, соответствующего значениям температуры.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на измерении первичными измерительными преобразователями (далее – ПИП) физических величин, преобразовании их в электрические сигналы и далее с помощью аппаратуры сбора и преобразования сигналов систем– в цифровой код для дальнейшей его передачи на промышленные компьютеры (далее - ПК), осуществляющие обработку, выдачу, хранение информации и ведение печатного протокола.

Конструктивно система состоит из:

– автоматизированного рабочего места (далее - АРМ) в составе: двух ПК Fujitsu моделей D3236-S1; четырех ЖК-мониторов Dell P2213t; двух комплектов клавиатуры Cherry RS 6000 USB с манипуляторами «мышь»; печатающего устройства Kyocera Ecosys M2035DN;

– шкафов (ША4, ША5, ША6, ША7, ША8, ША9, ША10, +CD), содержащих: аппаратуру сбора и преобразования сигналов, включающую модули аналого-цифрового преобразования (далее - АЦП) серий Wago-750 и Modicon Quantum; нормирующие преобразователи производства «Omega» и «КонтрАВТ»; аппаратуру измерения крутящего момента производства «Manner Sensortelemetrie»;

– комплекта ПИП;

– комплекта кабелей.

Комплект ПИП содержит:

– измерители крутящего момента силы MW (регистрационный номер 65391-16 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. №);

–преобразователь расхода турбинный ТПР14 (рег. № 8326-04);

– термопреобразователи сопротивления (далее – ТС) ТС-1288 (рег. № 18131-09);

– термопреобразователи сопротивления ТП-9201 (рег. № 48114-11);

–термопреобразователи сопротивления ТС-1388 (рег. № 18131-09);

– преобразователи давления измерительные АИР-10Н (рег. № 31654-14);

– преобразователи давления измерительные IFM PA3021 (PA3023) (рег. № 48087-11).

АРМ и шкаф +CD расположены в кабине наблюдения, шкафы ША5, ША10, ША9 – в испытательном боксе, шкафы ША6, ША7, ША8 – в вспомогательном помещении; ША4 – в помещении электрощитовой.

Аппаратура шкафов ША4, ША5, ША6, ША7, ША8, ША9, ША10, +CD соединена с ПИП линиями связи длиной до 20 м и с ПК - линиями связи длиной до 15 м.

Защита от несанкционированного доступа к компонентам системы обеспечивается запиранием ключом замка на дверях шкафов ША4, ША5, ША6, ША7, ША8, ША9, ША10, +CD.

Структурная схема системы приведена на рисунке 1.

Функционально система состоит из измерительных каналов (далее - ИК):

– крутящего момента силы;

– частоты вращения приводов и частоты электрических сигналов, соответствующей значениям частоты вращения приводов;

– расхода (прокачки) масла;

– давления жидкости;

– температуры жидкостей, измеряемой ТС, и сопротивления постоянному току, соответствующего значениям температуры.

Принцип действия ИК крутящего момента силы (далее - КМС) основан на преобразовании аналогового сигнала от силоизмерительного датчика в цифровой код, с последующим вычислением в программе программируемого логического контроллера (далее - ПЛК) значений КМС и отображением результатов измерений на мониторе АРМ. При этом принцип действия силоизмерительного датчика основан на изменении электрического сопротивления тензорезисторов, соединенных по мостовой схеме при их деформации, возникающей под действием прилагаемой силы. Изменение электрического сопротивления вызывает разбаланс мостовой схемы и появление в диагонали моста аналогового электрического сигнала, изменяющегося пропорционально приложенной силе. Аналоговый электрический сигнал разбаланса моста поступает на вход измерительной аппаратуры MS Evaluation Unit, преобразуется в унифицированный сигнал напряжения постоянного тока (0 – 10) В. Этот сигнал преобразуется АЦП в цифровой код, регистрируемый ПЛК с последующим вычислением измеренной величины КМС с учетом индивидуальной функции преобразования ИК.

Принцип действия ИК частоты вращения основан на преобразовании аналогового сигнала от индукционного датчика частоты вращения в цифровой код, с промежуточным преобразованием сигнала индукционного датчика в аналоговый сигнал и с последующим вычислением в модуле контроллера значений частоты вращения и отображением результатов измерений на мониторе АРМ.

Принцип действия ИК расхода (прокачки) масла основан на преобразовании ПИП (турбинный преобразователь расхода ТПР14) объемного расхода масла в частоту электрического сигнала. Частотный электрический сигнал с выхода ТПР14 поступает на вход усилителя формирователя ADAM-3014, с выхода которого частотно-временной сигнал поступает на вход преобразователя сигналов OMEGA ISC-Hz, на выходе которого формируется унифицированный сигнал постоянного тока (4 - 20) мА, пропорциональный частоте сигнала с выхода ТПР14, который подается на модуль контроллера с последующим вычислением по программе ПЛК измеренной величины расхода (прокачки) масла.

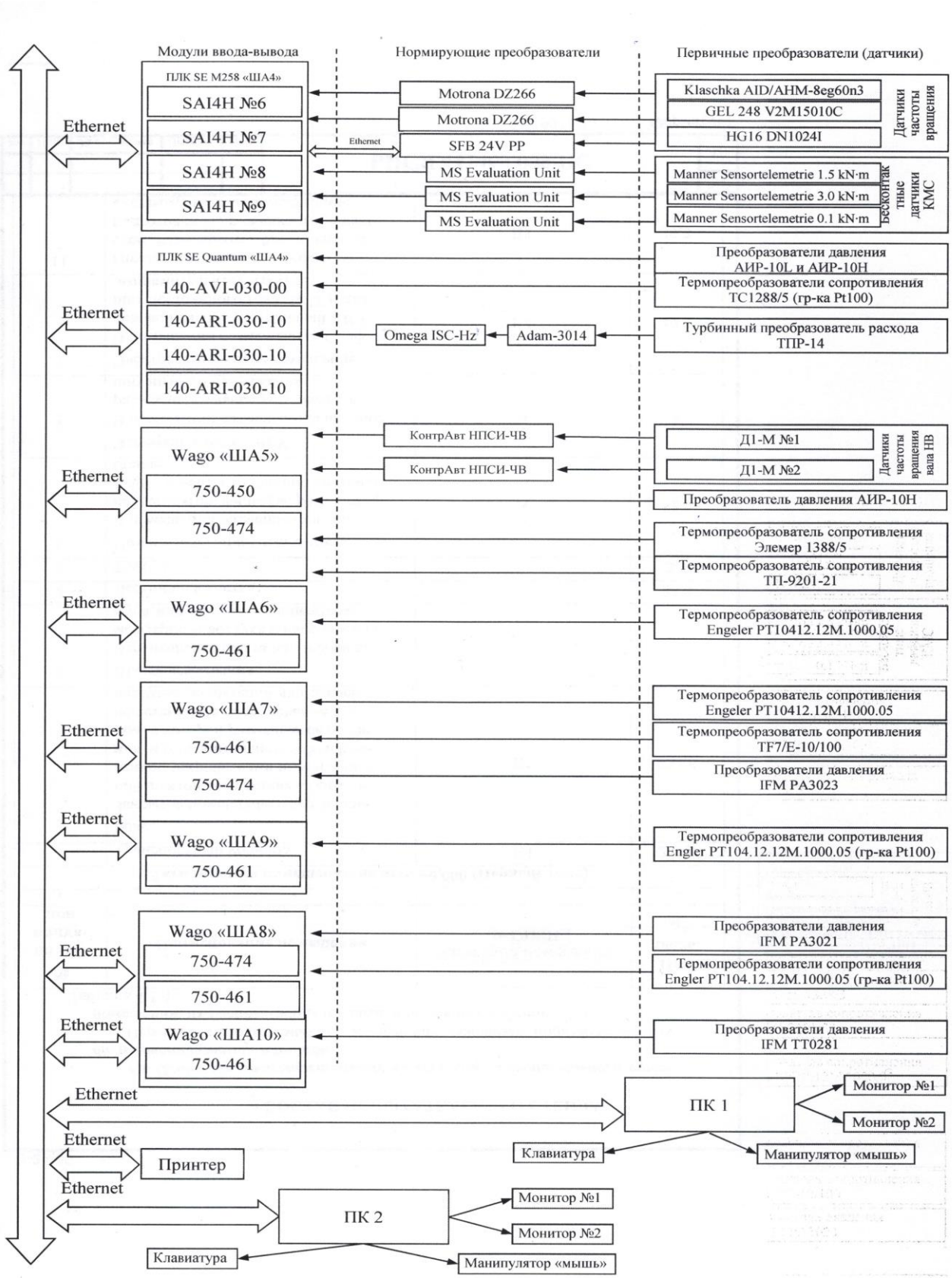
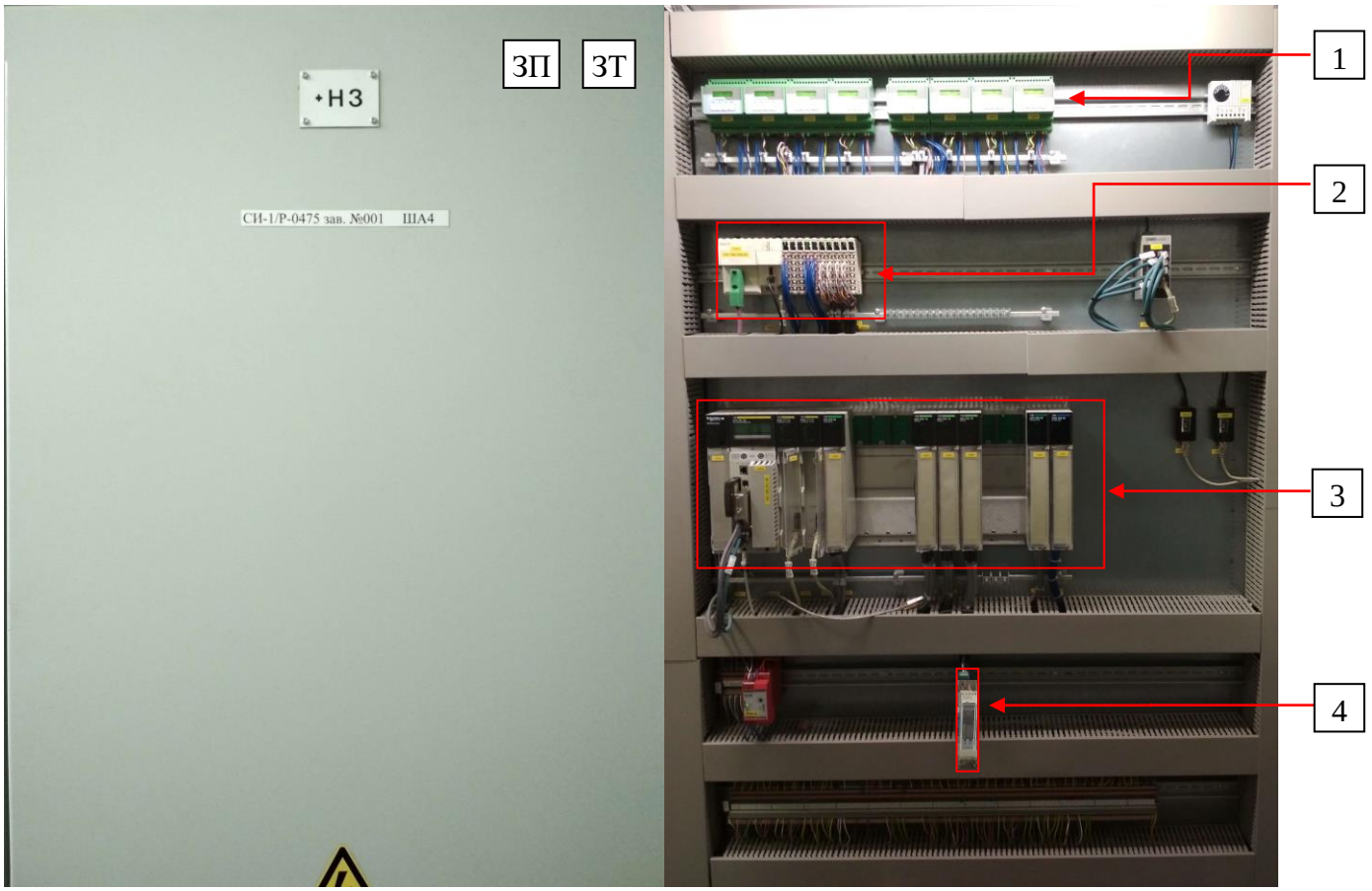


Рисунок 1 – Структурная схема системы

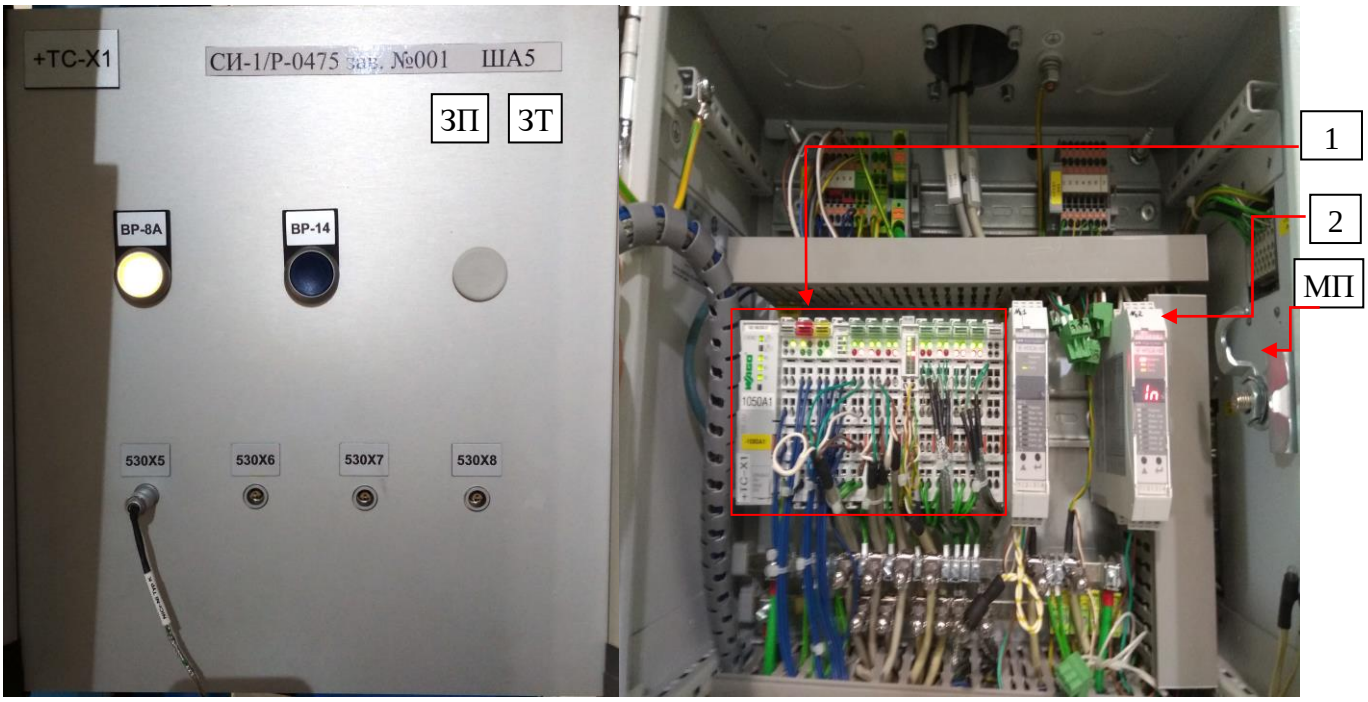
Принцип действия ИК давления жидкости основан на зависимости величины выходного электрического сигнала ПИП (АИР-10Н) от значения измеряемого давления, воздействующего на чувствительный элемент. Выходной электрический сигнал ПИП (сила постоянного тока (4 – 20) мА) преобразуется АЦП в цифровой код, с последующим вычислением по программе ПЛК измеренной величины давления.

Принцип действия ИК температуры жидкостей, измеряемой ТС, основан на зависимости изменения сопротивления чувствительного элемента ПИП от измеряемой температуры среды. Сопротивление постоянному току ТС преобразуется АЦП в цифровой код, с последующим вычислением в модуле контроллера значений измеренной величины температуры по индивидуальной функции преобразования ИК с учетом номинальной статической характеристики ПИП.

Общий вид и внутреннее устройство шкафов ША4 – ША10 и +CD с указанием мест пломбировки (далее - МП) от несанкционированного доступа к системе, нанесения знака утверждения типа (далее - ЗТ) и знака поверки (далее - ЗП) приведены на рисунках 2-9. Общий вид АРМ показан на рисунке 9.

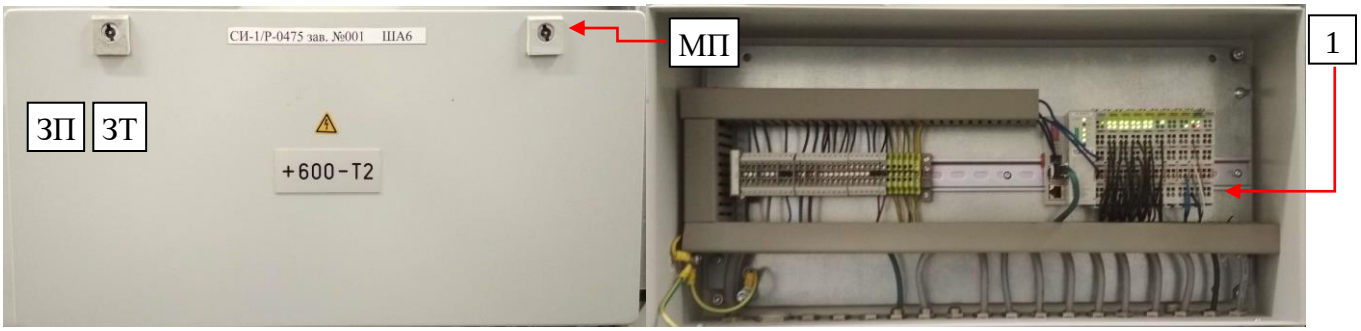


1 – преобразователь сигналов Motrona DZ 266; 2 – ПЛК Schneider Electric M258 с модулями АЦП SAI4H; 3 – ПЛК Schneider Electric Modicon Quantum с модулями АЦП 140-AVI-030-00 и 140-ARI-030-10; 4 – преобразователь сигналов Omega ISC-Hz
Рисунок 2 – Общий вид и внутреннее устройство шкафа ША4



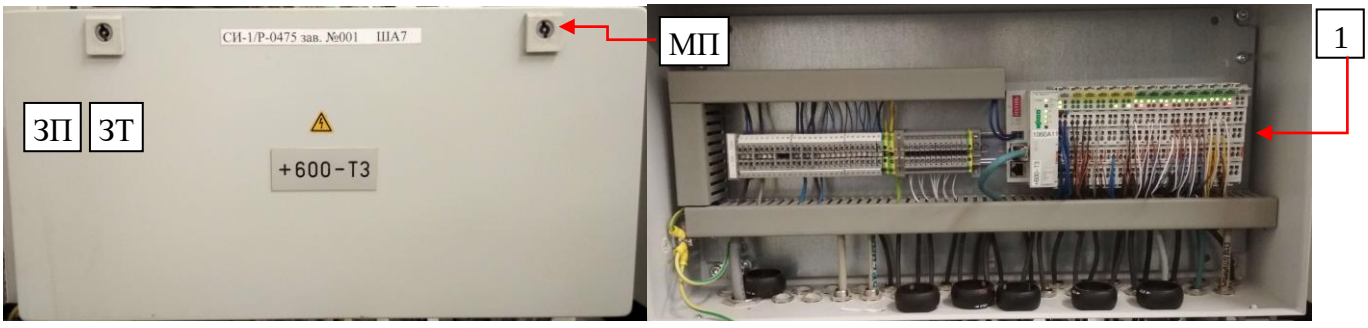
1 – модули аналого-цифрового преобразования серии WAGO-750; 2 - преобразователь сигналов КонтрАвт НПСИ-ЧВ

Рисунок 3 - Общий вид и внутреннее устройство шкафа ША5



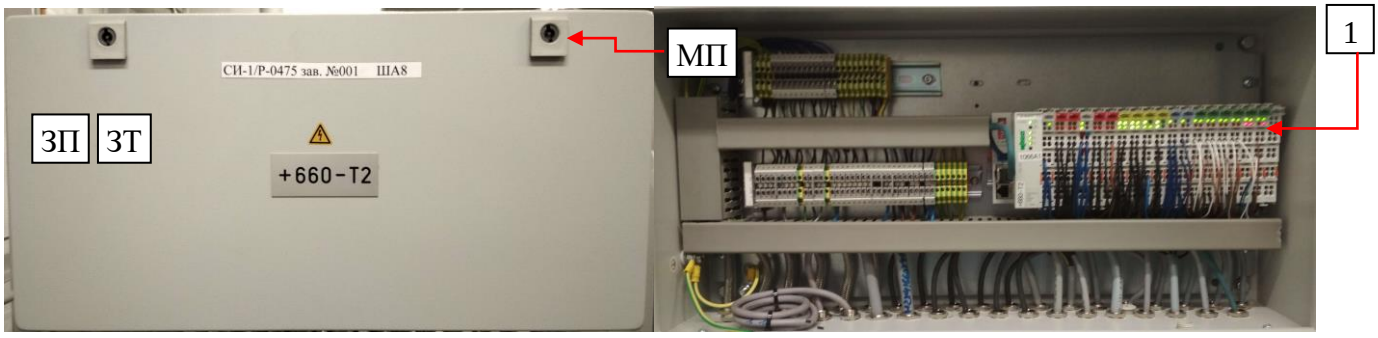
1 – модули АЦП серии WAGO-750

Рисунок 4 - Общий вид и внутреннее устройство шкафа ША6



1 – модули АЦП серии WAGO-750

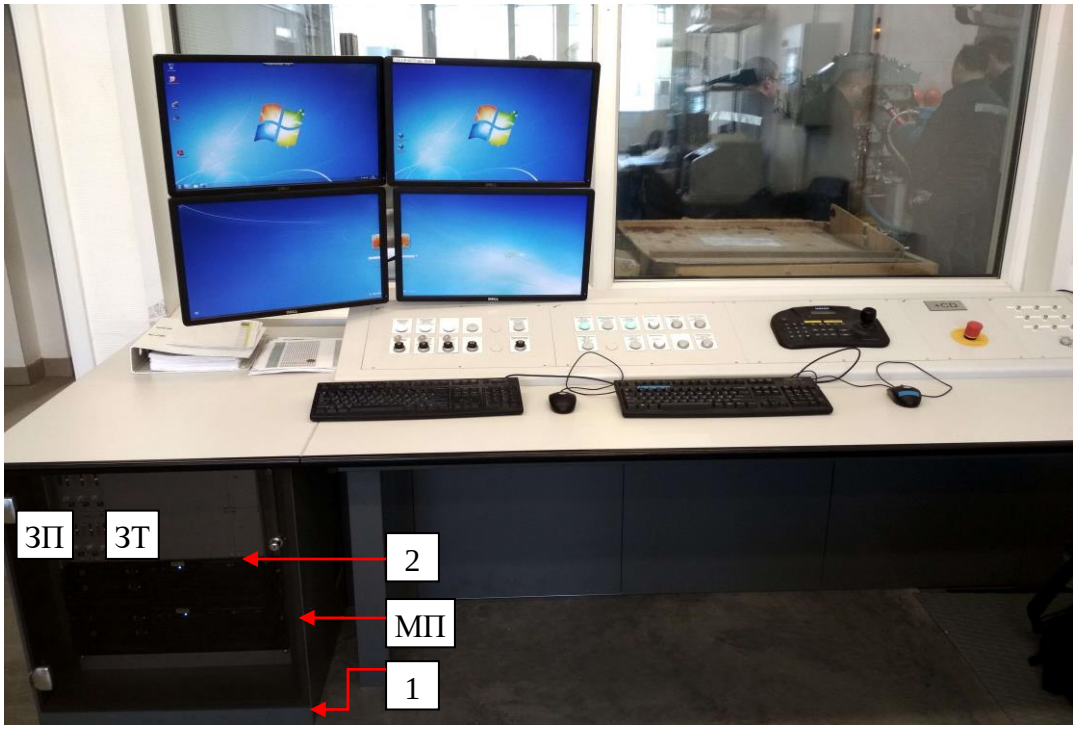
Рисунок 5 - Общий вид и внутреннее устройство шкафа ША6



1 – модули АЦП серии WAGO-750
Рисунок 6 - Общий вид и внутреннее устройство шкафа ША6

1 – модули АЦП серии WAGO-750
Рисунок 7 - Общий вид и внутреннее устройство шкафа ША9

1 – модули АЦП серии WAGO-750
Рисунок 8 - Общий вид и внутреннее устройство шкафа ША10



1 – ПК1 и ПК2; 2 – Manner Sensortelemetrie Evaluation Unit
Рисунок 9 – АРМ и шкаф+CD

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) состоит из общего и функционального ПО, ориентированного на работу под управлением операционных систем Microsoft Windows 7 32/64-бит и более поздних версий.

Функциональное ПО представляет собой проект, созданный в SCADA-системе Wonderware Intouch Invensys 10.1.

Данный проект содержит алгоритмы привязки системы визуализации процесса испытаний и управления испытательным стендом ко всем измерительным и расчётным каналам, создаваемым стендовыми ПЛК, а также содержит алгоритмы вычисления требуемых дополнительных расчётных каналов, отсутствующих в ПЛК.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Значение	
	Файл привязки измеряемых и расчётных каналов, создаваемых ПЛК, к системе визуализации и управления стендом	Файл скриптов расчёта мощностей загрузки левой и правой МСХ, валов несущего и хвостового винтов
Идентификационное наименование ПО	Tagname.x	00000034.dch
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V. 1.0.17640	V. 1.0.17640
Цифровой идентификатор ПО	3FA3A3FCD1292EB7304FECCD9BB032B3	305BF5687980648198FD7D556EBAD555

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав и метрологические характеристики ИК системы, включающих ПИП и вторичную часть ИК

Характеристики ИК				Состав ИК			
Наименование ИК	Количество ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности (нормированы для рабочих условий)	ПИП		Вторичная часть ИК	
				Тип	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип аппаратуры	Пределы допускаемой основной погрешности
ИК крутящего момента силы	1	от 1 до 90 Н·м	±0,5 % (γ от ВП) в диапазоне от 0 до 0,5ВП; ±0,5 % (δ) в диапазоне от 0,5ВП до 1,0ВП	Manner Sensortelemetri cep.MF	линейность ±0,1 % (γ)	Manner Sensortelemetri Evaluation Unit Schneider Electric TM5SA14H	±0,01 % (γ от ВП)
	2	от 1 до 50 Н·м	±0,5 % (γ от ВП) в диапазоне от 0 до 0,5ВП; ±0,5 % (δ)[2)] в диапазоне от 0,5ВП до 1,0ВП				
	3	от 1 до 1400 Н·м	±0,5 % (γ от ВП) в диапазоне от 0 до 0,5ВП; ±0,5 % (δ) в диапазоне от 0,5ВП до 1,0ВП				
ИК давления жидкостей	1	Избыточное давление жидкостей: от 0 до 0,588 МПа	±1,0 % (γ от ВП)[1)]	Преобразователи давления измерительные АИР-10Н-ДИ	±0,25 % (γ от ВП)	Модуль WAGO-750-474	±0,1 % (γ от ВП)
	1	от 0 до 15,691 МПа		Датчики давления IFMPA3021, IFM PA 3023			
	2	от 0 до 2,452 МПа					
	3	от 0 до 17,652 МПа					

Продолжение таблицы 2

Характеристики ИК				Состав ИК			
				ПИП		Вторичная часть ИК	
Наименование ИК	Количество ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности (нормированы для рабочих условий)	Тип	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип аппаратуры	Пределы допускаемой основной погрешности
ИК частоты вращения	1	от 25 до 252 об/мин	±0,2 % (γ от ВП)	Klashka IAD/АПМ Motrona DZ266	±0,1 % (γ от ВП)	Schneider Electric TM5SA14H	±0,01 % (γ от ВП)
	1	от 350 до 3500 об/мин		Lenord&Bauer 248V2M15005C Motrona DZ266			
	1	от 5700 до 6200 об/мин		Baumer HG16DN10241		Schneider Electric Altivau71	
	2	от 7800 до 8400 об/мин					
	2	от 3000 до 15500 об/мин		Klashka IAD/АПМ Motrona DZ266		Schneider Electric TM5SA14H	
ИК расхода (прокачки) масла	1	от 24 до 240 л/мин	±3 % (γ от НЗ) НЗ = 240 л/мин	Турбинный преобразователь расхода ТПР14	±0,4 % (δ)	Нормализатор сигнала Adam-3014	±0,1 % (γ от ВП)
						Нормализатор сигнала Omega ISH-HZ	±0,2 % (γ от ВП)
						Schneider Electric 140AV103000	±0,05 % (γ от ВП)

Продолжение таблицы 2

Характеристики ИК				Состав ИК			
				ПИП		Вторичная часть ИК	
Наименование ИК	Количество ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности (нормированы для рабочих условий)	Тип	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип аппаратуры	Пределы допускаемой основной погрешности
ИК температуры жидкостей, измеряемой ТС, и сопротивления постоянному току, соответствующего значениям температуры (в части измерений температуры)	1	Температура жидкостей: от 283 до 363 К (от 10 до 90 °С)	±1,5 % (γ от НЗ)[3] НЗ=80 °	Термопреобразователи сопротивления: ТС1288/5	Класс допуска А по ГОСТ 6651-2009	Schneider Electric 140AV103000	±0,5 % (γ от ВП)
	1	от 283 до 393 К (от 10 до 120 °С)	±1,5 % (γ от НЗ) НЗ=110 °			WAGO-750-450	±0,6 °С
	1			ТП9201-21			
	1	от 10 до 100 °С	±1,5 % (γ от НЗ) НЗ=90 °	РТ104.12.12М		WAGO-750-461	±0,2 % (γ от ВП)
	2	от 10 до 150 °С	±1,5 % (γ от НЗ) НЗ=140 °	ТС1388/5	Класс допуска В по ГОСТ 6651-2009	WAGO-750-450	±0,6 °С
	1			РТ104.12.12М		WAGO-750-461	±0,2 % (γ от ВП)

[1] γ от ВП- приведенная к верхнему пределу (ВП) измерений погрешность;
[2] δ – относительная от измеряемой величины (ИВ) погрешность;
[3] γ от НЗ – приведенная к нормированному значению (НЗ) погрешность

Таблица 3 – Состав и метрологические характеристики ИК систем с входными электрическими сигналами от ПИП

Наименование ИК	Количество ИК	Диапазон измерений (диапазон показаний на дисплее системы)	Источник сигнала на входе ИК	Тип аппаратуры ИК	Пределы допускаемой основной погрешности ИК*
ИК сопротивления постоянному току, соответствующего значениям температуры (в части измерений сопротивления постоянному току)	2	от 100 до 138,51 Ом (от 0 до 100 °С)	Термопреобразователи сопротивления платиновые НСХ Pt 100 по ГОСТ 6651-2009 TF7/E-10/100	Модуль АЦП WAGO-750-461	±0,2 % (γ от ВП)
	11	от 100 до 157,33 Ом (от 0 до 150 °С)	Термопреобразователи сопротивления платиновые НСХ Pt 100 по ГОСТ 6651-2009 PT104.12.12M IFM TT0281		
ИК частоты электрических сигналов, соответствующей значениям частоты вращения приводов	2	от10 до 90 Гц (от 10 до 100%)	Датчик тахометрический Д-1М	Нормализатор сигнала: «КонтрАвт» Модуль АЦП: WAGO-750-474	±0,2 % (γ от ВП)
* Пределы допускаемой основной погрешности ИК приведены в таблице 3 без учета погрешностей ПИП					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более: – Шкаф ША4 – Шкаф ША5 – Шкаф ША6 – Шкаф ША7 – Шкаф ША8 – Шкаф ША9 – Шкаф ША10 – Шкаф +CD	ширина х высота х длина 1203 х 2200 х 600 380 х 380 х 220 600 х 300 х 160 600 х 300 х 160 600 х 300 х 160 300 х 300 х 220 600 х 380 х 220 600 х 620 х 1100
Суммарная масса одной системы, кг, не более	1100
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, ºС - относительная влажность окружающего воздуха при температуре 25°С, % - атмосферное давление, мм.рт.ст. (кПа) – напряжение сети переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	 от 10 до 30 от 30 до 80 от 630 до 800 (от 84 до 107) от 198 до 242 от 49,6 до 50,4

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и в виде наклейки на корпуса шкафов ША1 – ША10 и +CD.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз
1 Измерительная система, зав. № 001, в составе:	СИ-1/Р-0475	1 экз.
1.2 Датчик давления	IFM PA 3021	5
1.3 Датчик давления	IFM PA 3023	1
1.4 Термопреобразователь сопротивления	ТП9021-21	1
1.5 Термопреобразователь сопротивления	ТС1288	2
1.6 Термопреобразователь сопротивления	ТС1388	2
1.7 Термопреобразователь сопротивления	PT104.12.12M	10
1.8 Термопреобразователь сопротивления	IFM TT0281	3
1.9 Термопреобразователь сопротивления	TF7/E-10/100	2
1.10 Турбинный преобразователь расхода	ТПР14	1
1.12 Датчики частоты вращения	Д-1М	2
1.12 Датчики частоты вращения	Klashka IAD/АПМ	3
1.13 Датчики частоты вращения	Lenord&Bauer 248V2M15005C	1
1.14 Датчики частоты вращения	HG16DN10241	3
1.15 Датчики крутящего момента силы	Manner Sensortelemetri cep.MF	6
1.16 Нормирующий преобразователь	Motrona DZ266	7
1.17 Нормирующий преобразователь	Omega ISC-HZ	1
1.18 Нормирующий преобразователь	AdvantechADAM-3014	1
1.19 Аппаратура обработки сигналов от датчиков КМС	Manner Sensortelemetrie	6
1.20 Нормирующий преобразователь	КонтрАвт НПСИ-ЧВ	2
1.21 Модуль аналогового ввода	Schneider Electric SAI4H	4
1.22 Модуль аналогового ввода	Schneider Electric 140-AVI-030-00	1
1.23 Модуль аналогового ввода	Schneider Electric 140-ARI-030-10	3
1.24 Модуль аналогового ввода	Wago 750-450	1
1.25 Модуль аналогового ввода	Wago 750-474	3
1.26 Модуль аналогового ввода	Wago 750-461	5
1.27 Лазерное печатающее устройство формата А4	Kyocera Ecosys M2035DN	1
1.28 Персональный компьютер на базе процессора Intel Core	Fujitsu моделей D3236-S1	2
1.29 ЖК-монитор с диагональю 22 дюйма	Dell P2213t	4
1.30 Клавиатура стандартная	Cherry RS 6000 USB	2
1.31 Манипулятор типа «мышь»	Cherry	2

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз
2 Стандартное и специальное ПО: - среда разработки SoMachine Central V4.1 - среда разработки UnityPro XL - среда разработки Wonderware InTouch		 1 1 1
3 Система измерительная СИ-1/Р-0475. Формуляр	УРАБ.СИ-1/Р-0475.001 ФО	1
4 Система измерительная СИ-1/Р-0475. Руководство по эксплуатации	УРАБ.СИ-1/Р-0475.001РЭ	1
5 Система измерительная стенда СИ-1/Р-0475. Методика поверки	404.173МП	1
6 Механический замкнутый испытательный стенд для главных редукторов Р-0475. Описание системы и инструкция по эксплуатации	Р-0475-2317-1504-01	1
7 Механический замкнутый испытательный стенд для главных редукторов Р-0475. Руководство по эксплуатации.	Р-0475-2317-1504-02	1
8 Механический замкнутый испытательный стенд для главных редукторов Р-0475. Руководство по калибровке.	Р-0475-2317-1504-03	1
9 Механический замкнутый испытательный стенд для главных редукторов Р-0475. Руководство по техническому обслуживанию	Р-0475-2317-1504-04	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в руководстве по эксплуатации УРАБ.СИ-1/Р-0475.001РЭ в разделе 5 «Устройство и работа системы».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам измерительным СИ-1 Р-0475

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

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

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

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

Приказ Росстандарта от 31 июля 2018 года № 1621 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

Приказ Росстандарта от 29 июня 2018 года № 1339 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»

Приказ Росстандарта от 31 июля 2019 года № 1794 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений крутящего момента силы»

Приказ Росстандарта от 15 февраля 2016 года № 146 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления»

Приказ Росстандарта от 29 декабря 2018 года № 2825 «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

Фирма ZF Luftfahrttechnik GmbH, Германия
Адрес: Flugplatzstrabe D-34379, Calden Deutschland (Германия)
Телефон: +(49)5674 701-0
Тел/факс: +(49)5674 701-606
Web-сайт: www.zf.com/luftfahrt

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений»

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

Телефон (факс): (495) 526-63-00
Web-сайт: www.vniiftri.ru
E-mail: office@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 «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83135-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion CMF300

Назначение средства измерений

Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion CMF300 (далее - счетчики-расходомеры) предназначены для измерений массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Счетчики-расходомеры применяются в составе рабочих и (или) контрольных (контрольно-резервных) измерительных линий систем измерений количества и показателей качества нефтегазоводяной смеси.

Принцип действия счетчиков-расходомеров основан на использовании сил Кориолиса, действующих на поток среды, двигающейся по петле трубопровода, которая колеблется с постоянной частотой. Силы Кориолиса вызывают поперечные колебания противоположных сторон петли и, как следствие, фазовые смещения их частотных характеристик, пропорциональные массовому расходу.

Счетчики-расходомеры не имеют вращающихся частей и результаты измерений не зависят от плотности, вязкости, наличия твердых частиц и режимов течения измеряемой среды. Отклонение температуры среды от температуры калибровки может быть скомпенсировано установкой нуля, а давления среды внесением поправки пропорционально отклонению величины давления от давления калибровки.

Конструктивно счетчики-расходомеры состоят из сенсора Micro Motion модели CMF300 и измерительного преобразователя серии 2000 модели 2700. Преобразователь обеспечивает обработку цифровых сигналов, поступающих с процессора датчика и регистрацию.

Пломбировка счётчиков-расходомеров осуществляется с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбы, установленные на:

- проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах;
- на проволоке, охватывающей корпус процессора и штуцер;
- на проволоке, крестообразно-охватывающей корпус преобразователя.

К счетчикам-расходомерам данного типа относятся счетчики-расходомеры состоящие из сенсора Micro Motion модели CMF300 (заводские номера 487057, 11021629) и измерительного преобразователя серии 2000 модели 2700 (заводские номера 3702485, 3833800).

Общий вид счетчиков-расходомеров и схема пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунках 1 и 2.

Рисунок 1 – Общий вид счетчиков-расходомеров

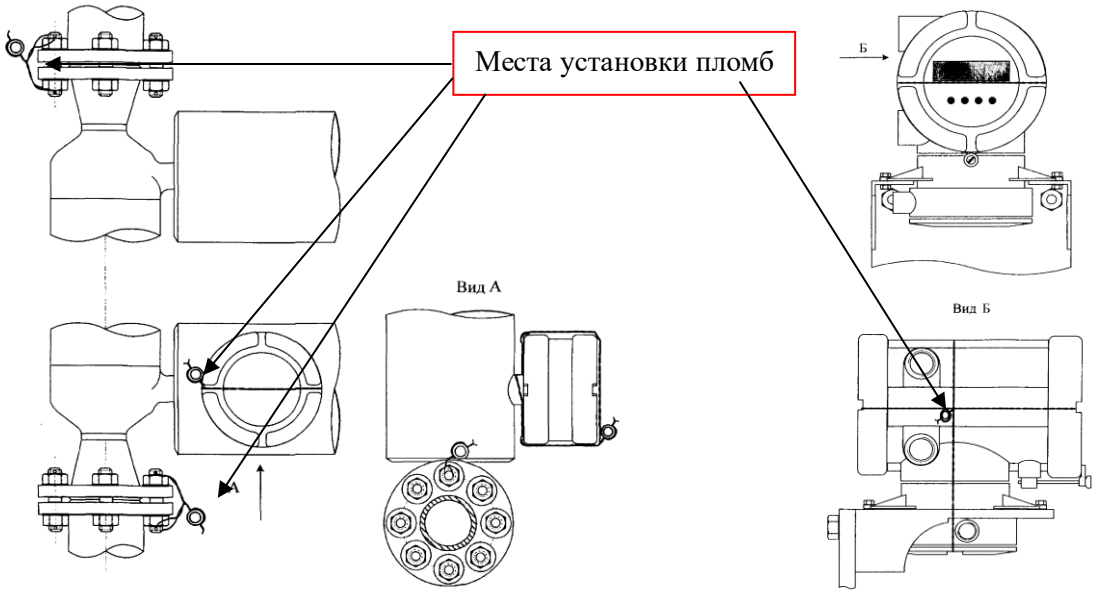


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке счетчиков-расходомеров и на пломбы, установленные в соответствии с рисунком 2.

Программное обеспечение

В счетчиках-расходомерах применяется встроенное программное обеспечение (ПО).

Настройка и конфигурирование счетчиков-расходомеров осуществляется через меню жидкокристаллического дисплея измерительного преобразователя, либо с помощью сервисного программного обеспечения «ProLink».

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО базовых процессоров сенсоров счетчиков-расходомеров с заводскими номерами 487057, 11021629	–
Идентификационное наименование ПО измерительных преобразователей счетчиков-расходомеров с заводскими номерами 3702485, 3833800	–
Номер версии (идентификационный номер) ПО базовых процессоров сенсоров счетчиков-расходомеров с заводскими номерами: 487057 11021629	 2,1х 2,4х
Номер версии (идентификационный номер) ПО измерительных преобразователей счетчиков-расходомеров с заводскими номерами: 3702485 3833800	 3,60 5,20
Цифровой идентификатор ПО базовых процессоров сенсоров и измерительных преобразователей счетчиков-расходомеров	–

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 25 до 130
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси для счетчика-расходомера, используемого в качестве рабочего, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси для счетчика-расходомера, используемого в качестве контрольного (контрольно-резервного), %	±0,20

Т а б л и ц а 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	смесь нефтегазоводяная
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +50
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,2 до 4,0
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	 220±22 50±1
Потребляемая мощность, Вт, не более	15
Габаритные размеры средства измерений, мм, не более: - высота - ширина - длина	 875 266 927
Масса, кг, не более	73,5
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	 от -40 до +60 от 20 до 90
Средний срок службы, лет Средняя наработка на отказ, ч	18 20000

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспортов счетчиков-расходомеров типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Сенсоры Micro Motion модели CMF300 (зав. №№487057 и 11021629)	–	2 шт.
Преобразователи Micro Motion серии 2000 модели 2700 (зав. №№3702485 и 3833800)	–	2 шт.
Соединительный кабель	–	2 шт.
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMF300. Паспорт	–	2 шт.
Руководство по конфигурированию и применению. Преобразователи Micro Motion Серии 1000 и 2000.	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации. Сенсоры Micro Motion	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 7 «Методика измерений» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к счетчикам-расходомерам массовым Micro Motion CMF300

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

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

Изготовитель

Фирма «Micro Motion Inc.», США
Адрес: Boulder, Colorado 80301, USA

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, 2а
Телефон (факс): +7 (843) 567-20-10
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83136-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Тензоусилители ВС-339

Назначение средства измерений

Тензоусилители ВС-339 (далее по тексту - усилители) предназначены для усиления измерительных сигналов от тензорезистивных датчиков с заданным коэффициентом усиления.

Описание средства измерений

Принцип действия усилителей основан на преобразовании (усилении) сигналов малой амплитуды, поступающих от первичных преобразователей (тензорезисторов, тензодатчиков и т.д.,) с заданным коэффициентом усиления по напряжению.

Для работы с датчиками с разными коэффициентами преобразования в усилителях предусмотрена возможность изменения (нормирования) коэффициента преобразования нормализованного значения выходного напряжения. Для компенсации постоянного смещения (начального разбаланса тензомоста или тензодатчика), приведенного ко входу, предусмотрен алгоритм автоматической подстройки.

Конструктивно усилители представляют собой моноблок с внешним источником питания. Усилители имеют 4 независимых канала с дифференциальным входом и индивидуальной настройкой параметров. Каждый канал имеет ФНЧ, снижающий уровень шума вне полосы рабочих частот. Для контроля режимов работы усилители имеют набор кнопок управления и светодиодных индикаторов на передней панели. Также, предусмотрена возможность управления режимами работы усилителя через стандартные интерфейсы USB и Ethernet с помощью утилиты для ПК.

Внешний вид передней панели усилителей и место нанесения знака утверждения типа представлены на рисунке 1. Внешний вид задней панели усилителей и места для пломбировки и нанесения заводского номера представлены на рисунке 2. Защита от несанкционированного доступа предусмотрена в виде разрывных наклеек, закрывающих винты крепления и соединяющих заднюю панель усилителей с верхней и нижней частями корпуса.

Рисунок 1 - Внешний вид передней панели усилителя

Рисунок 2 - Внешний вид задней панели усилителя

Программное обеспечение

Конструкция усилителей исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение усилителей и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Параметр	Значение		
Диапазон входного напряжения, мВ	±1000	±100	±10
Коэффициент усиления по напряжению	10	100	1000
Диапазон выходного напряжения, В	±10		
Диапазон рабочих частот, Гц	от 0 до 20 000 Гц		
Предел допустимой относительной погрешности коэффициента усиления на частоте 1000 Гц, %	±1		
Неравномерность частотной характеристики выходного сигнала в диапазоне рабочих частот, относительно значения на частоте 1000 Гц, дБ	±0,1		
Напряжение питания тензорезистивной цепи, В	2,5; 5; 10		
Предел допустимой относительной погрешности установки напряжения питания тензорезистивной цепи, %	±0,25		
Максимальный ток тензорезистивной цепи, мА	50		
Количество каналов, шт.	4		
Тип входов	Дифференциальный		

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Параметр	Значение
Напряжение питания постоянного тока от внешний AC-DC адаптер усилителя, В	15
Потребляемая мощность, ВА, не более	10
Диапазон рабочих температур, °С	от +5 до +40
Габаритные размеры (высота х ширина х длина), мм, не более	50х150х230
Вес, кг, не более	0,7

Знак утверждения типа
наносится на переднюю панель усилителя лазерной гравировки или с помощью самоклеящейся пленки и на титульные листы эксплуатационных документов типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность усилителя

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.
Тензоусилители ВС-339	ВАПМ.339.00.00	1
ПО VisTenzo	VisTenzo	1
Руководство по эксплуатации	ВАПМ.339.00.00 РЭ	1
Паспорт	ВАПМ.339.00.00 ПС	1
Методика поверки	ВАПМ.339.00.00МП	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 4 Руководства по эксплуатации ВАПМ.339.00.00 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к тензоусилителям ВС-339

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29.05.2018 № 1053 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^{9}$ Гц»

ВАПМ.339.00.00 ТУ «Технические условия «Тензоусилители ВС-339».

Изготовитель

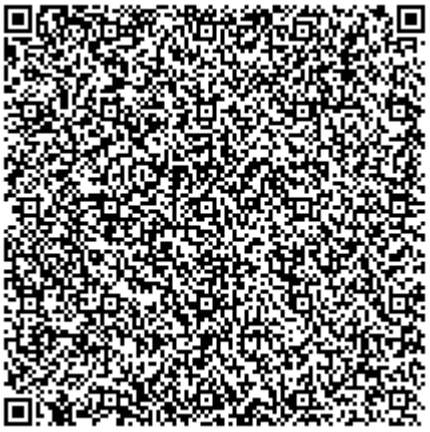
Общество с ограниченной ответственностью «Висом» (ООО «Висом»)
ИНН 6730080673
Юридический адрес: 214013, г. Смоленск, ул. Воробьева, 13
Почтовый адрес: 214013, г. Смоленск, Энергетический проезд, 1В
Телефон/факс: +7(4812) 618076
http://www.visom.ru
e-mail: contact@visom.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Координационно-информационное агентство» (ООО «КИА»)

Адрес: 109029, г. Москва, Сибирский проезд, д.2, стр. 11
Телефон (факс): +7(495) 737-67-19
E-mail: info@trxline.ru

Аттестат аккредитации ООО «КИА» на право проведения испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310671 выдан 22.05.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83137-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии однофазные серии РиМ 189

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии однофазные серии РиМ 189 (далее – счетчики) предназначены для измерений (в зависимости от модификации) активной и реактивной электрической энергии; мощности (активной, реактивной, полной) в однофазных двухпроводных электрических цепях переменного тока промышленной частоты; среднеквадратического значения фазного напряжения, среднеквадратического значения тока фазного провода, среднеквадратического значения тока нулевого провода, частоты сети, коэффициента мощности cos φ, коэффициента реактивной мощности tg φ, удельной энергии потерь в линии.

Счетчики определяют показатели качества электрической энергии по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S: установившееся отклонение напряжения основной частоты δU_y, отрицательное $\delta U_{(-)}$ и положительное $\delta U_{(+)}$ отклонения напряжения, отклонение частоты Δf.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на цифровой обработке аналоговых входных сигналов токов и напряжения при помощи специализированной микросхемы со встроенными аналого-цифровым преобразователем (далее – АЦП). Остальные параметры, измеряемые счетчиком, определяются расчетным путем по измеренным значениям тока, напряжения и частоты сети.

Счетчики выпускаются в следующих модификациях: РиМ 189.21, РиМ 189.22, РиМ 189.23, РиМ 189.24, РиМ 189.25, РиМ 189.26, РиМ 189.27, РиМ 189.28.

Счетчики отличаются наличием устройства коммутации нагрузки (далее – УКН), наличием приемника сигналов глобальных навигационных спутниковых систем (далее – ГНСС), возможностью замены резервного элемента питания часов реального времени (далее – ЧРВ), наличием гальванически развязанных резидентных интерфейсов, возможностью установки коммуникатора для расширения функциональных возможностей интерфейсов счетчиков и наличием дополнительного датчика тока нулевого провода (далее – ДДТ).

Счетчики выполнены в виде единого корпуса с несколькими отсеками: отсек для установки контроллера счетчика, отсек для установки ДДТ, коммуникатора или другого устройства.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на наклейку типографским способом в месте, указанном на рисунке 1.

Знак поверки наносится в виде оттиска клейма поверителя на пломбу корпуса счетчиков и(или) на свидетельство о поверке в соответствии с действующим законодательством.

Общий вид счетчиков и место знака утверждения типа представлены на рисунке 1.

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

Рисунок 1 – Общий вид счетчиков

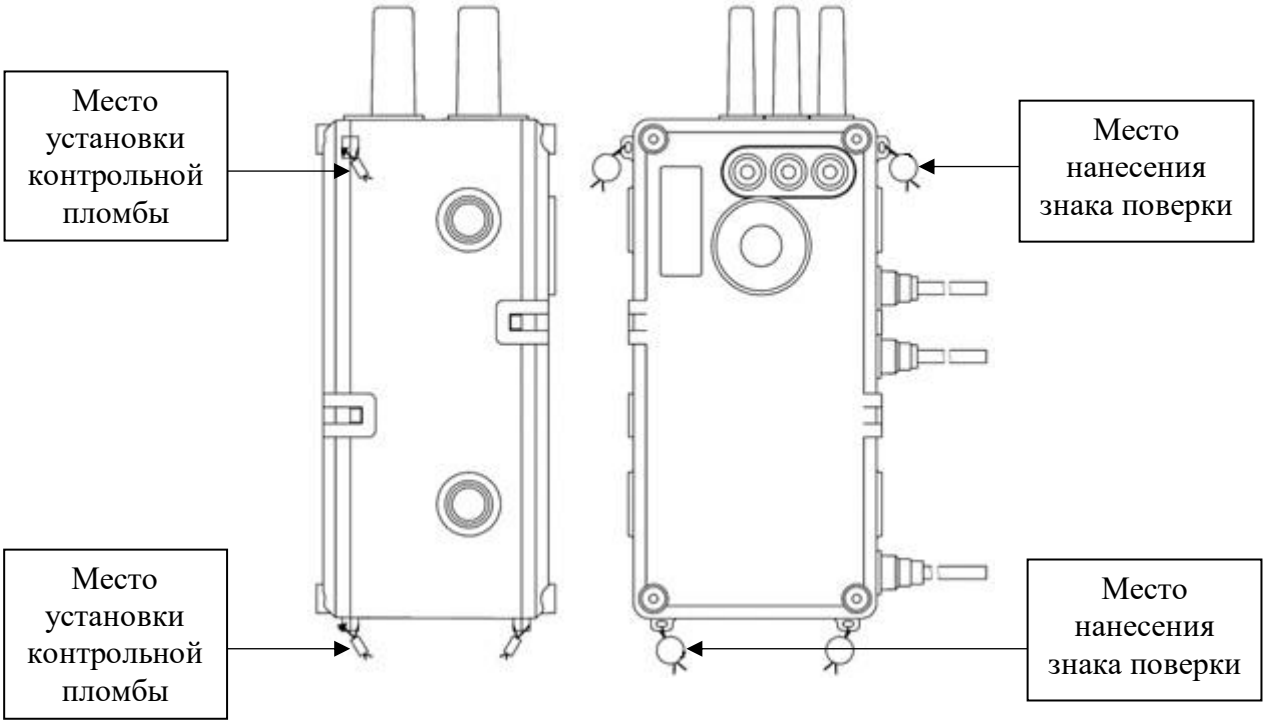


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение

Счетчики имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО), записанное в микроконтроллере счетчика.

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

Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО счетчиков и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Исполнения счетчиков	РиМ 189.21, РиМ 189.23, РиМ 189.25, РиМ 189.27	РиМ 189.22, РиМ 189.24, РиМ 189.26, РиМ 189.28
Идентификационное наименование ПО	РМ18921 ВНКЛ.411152.088 ПО	РМ18922 ВНКЛ.411152.088–01 ПО
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже v4.00	
Цифровой идентификатор ПО	16 81 2C 43 D5 E9 C3 E2 89 34 65 75 62 3A 11 95	5A 50 99 ED 95 EE D1 F9 F8 BF EF B7 15 8F 20 67
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Класс точности: - при измерении активной энергии согласно ГОСТ 31819.21 - при измерении реактивной энергии согласно ГОСТ 31819.23	 1 1
Базовый ток, А	5
Максимальный ток, А	100
Номинальное напряжение, В	230
Номинальная частота, Гц	50
Установленный рабочий диапазон напряжений, В	от 198 до 253
Расширенный рабочий диапазон напряжений, В	от 140 до 280
Предельный рабочий диапазон напряжений, В	от 0 до 400
Пределы допускаемой основной погрешности, вызываемой изменением тока, при измерении активной мощности [1)], % $0,05I_б \le I < 0,10I_б$, cos φ = 1,00 $0,10I_б \le I \le I_{макс}$, cos φ = 1,00 $0,10I_б \le I < 0,20I_б$, cos φ = 0,50 инд $0,10I_б \le I < 0,20I_б$, cos φ = 0,80 емк $0,20I_б \le I \le I_{макс}$, cos φ = 0,50 инд $0,20I_б \le I \le I_{макс}$, cos φ = 0,80 емк	 ±1,5 ±1,0 ±1,5 ±1,5 ±1,0 ±1,0

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой основной погрешности, вызываемой изменением тока, при измерении реактивной мощности [1)], %	
$0,05I_б \le I < 0,10I_б$, sin φ = 1,00	±1,5
$0,10I_б \le I \le I_{макс}$, sin φ = 1,00	±1,0
$0,10I_б \le I < 0,20I_б$, sin φ = 0,50 (инд, емк)	±1,5
$0,20I_б \le I \le I_{макс}$, sin φ = 0,50 (инд, емк)	±1,0
$0,20I_б \le I \le I_{макс}$, sin φ = 0,25 (инд, емк)	±1,5
Пределы допускаемой основной погрешности, вызываемой изменением тока, при измерении активной энергии [1),2)], % при:	
$0,05I_б \le I < 0,10I_б$, cos φ = 1,00	±1,5
$0,10I_б \le I \le I_{макс}$, cos φ = 1,00	±1,0
$0,10I_б \le I < 0,20I_б$, cos φ = 0,50 инд	±1,5
$0,10I_б \le I < 0,20I_б$, cos φ = 0,80 емк	±1,5
$0,20I_б \le I \le I_{макс}$, cos φ = 0,50 инд	±1,0
$0,20I_б \le I \le I_{макс}$, cos φ = 0,80 емк	±1,0
Пределы допускаемой основной погрешности, вызываемой изменением тока, при измерении реактивной энергии [1),2)], % при:	
$0,05I_б \le I < 0,10I_б$, sin φ = 1,00	±1,5
$0,10I_б \le I \le I_{макс}$, sin φ = 1,00	±1,0
$0,10I_б \le I < 0,20I_б$, sin φ = 0,50 (инд, емк)	±1,5
$0,20I_б \le I \le I_{макс}$, sin φ = 0,50 (инд, емк)	±1,0
$0,20I_б \le I \le I_{макс}$, sin φ = 0,25 (инд, емк)	±1,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении полной мощности [1),3)], %	±2,0
Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении коэффициента мощности cos φ [1),3)], %	±3,0
Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении коэффициента реактивной мощности tg φ [1),3)], %, в диапазоне:	
$0,2I_б \le I < 1,0I_б$	±2,5
$1,0I_б \le I \le I_{макс}$	±2,0
Пределы погрешности при измерении средней активной мощности на программируемом интервале $P_{инт}$, максимальной средней активной мощности на программируемом интервале $P_{инт\ макс}$, максимальной средней активной мощности на расчетный день и час $P_{рдч}$, %, при:	
$0,05Iб \le I < 0,10Iб$, cos φ =1,00	±1,5
$0,10Iб \le I \le I_{макс}$, cos φ = 1,00	±1,0
$0,10Iб \le I < 0,20I_б$, cos φ =0,50 инд	±1,5
$0,10Iб \le I < 0,20I_б$, cos φ = 0,80 емк	±1,5
$0,20Iб \le I \le I_{макс}$, cos φ =0,50 инд	±1,0
$0,20Iб \le I \le I_{макс}$, cos φ = 0,80 емк	±1,0
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратического значения тока фазного провода $\delta I_ф$, %, в диапазоне $0,1Iб \le I \le I_{макс}$	±0,5

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратического значения тока нулевого провода δI_N, %, в диапазоне $0{,}1Iб \le I \le I_{макс}$	±0,5 [4)]
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратического значения фазного напряжения, %, в диапазоне от 140 до 280 В	±0,5
Пределы дополнительной погрешности при измерении активной энергии, вызываемой изменением напряжения в установленном рабочем диапазоне [1),2)], %, при: $0{,}86U_н \le U \le 1{,}10U_н$, cos φ = 1,00 $0{,}86U_н \le U \le 1{,}10U_н$, cos φ = 0,50 инд	 ±0,7 ±1,0
Пределы дополнительной погрешности при измерении реактивной энергии, вызываемой изменением напряжения в установленном рабочем диапазоне [1),2)], %, при: $0{,}86U_н \le U \le 1{,}10U_н$, sin φ =1,00 $0{,}86U_н \le U \le 1{,}10U_н$, sin φ = 0,50 инд	 ±0,7 ±1,0
Пределы дополнительной погрешности при измерении активной энергии, вызываемой изменением напряжения в расширенном рабочем диапазоне [1),2)], %, при: от 140 до 280 В, cos φ = 1,00 от 140 до 280 В, cos φ = 0,50 инд	 ±0,7 ±1,0
Пределы дополнительной погрешности при измерении реактивной энергии, вызываемой изменением напряжения в расширенном рабочем диапазоне [1),2)], %, при: от 140 до 280 В, sin φ =1,00 от 140 до 280 В, sin φ = 0,50 инд	 ±0,7 ±1,0
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении установившегося отклонения напряжения основной частоты δU_y, %, в диапазоне значений от -30 до +50 от $U_н$, В	±0,5
Пределы абсолютной погрешности при измерении отклонения частоты, Гц	±0,03
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении частоты сети Δf, Гц, в диапазоне значений от 42,5 до 57,5 Гц	±0,03
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры внутри корпуса счетчика [3)], °С, в диапазоне температур от - 45 до + 85 °С	±5
Средний температурный коэффициент при измерении активной энергии, %/К, при: cos φ = 1,00 cos φ = 0,50 инд cos φ = 0,80 емк	 ±0,05 ±0,07 ±0,07

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Средний температурный коэффициент при измерении реактивной энергии, %/К, при: sin φ = 1,00 sin φ = 0,50 инд sin φ = 0,50 емк sin φ = 0,25 инд sin φ = 0,25 емк	 ±0,05 ±0,07 ±0,07 ±0,07 ±0,07
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении удельной энергии потерь в цепи тока [1),3)], %, в диапазоне $0,1I_б \le I \le I_{макс}$	±1,0
Суточный ход (точность хода ЧРВ) при нормальных условиях в отсутствии внешней синхронизации и ГНСС за сутки, с, не более	±0,5
Стартовый ток при измерении активной и реактивной энергий, мА	20
Постоянная счетчика, имп./(кВт·ч) [имп./(квар·ч)]	4000
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, ºС - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	 от +21 до +25 от 30 до 80 от 70,0 до106,7
_____ 1) – для счетчиков РиМ 189.25, РиМ 189.26, РиМ 189.27, РиМ 189.28. В случае превышения тока в нулевом проводе над током в фазном проводе режим измерения параметров программируется на учет по нулевому проводу; 2) – расположение квадрантов согласно геометрическому представлению С.1 ГОСТ 31819.23; 3) – для технического учета; 4) – для счетчиков РиМ 189.25, РиМ 189.26, РиМ 189.27, РиМ 189.28	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Полная потребляемая мощность в цепи тока, В·А	0,1
Полная потребляемая мощность в цепи напряжения, В·А	10
Активная потребляемая мощность в цепи напряжения, Вт	1,5
Время начального запуска, с, не более	5
Срок энергетической автономности хода ЧРВ - без резервного элемента питания ЧРВ, ч, не менее - с резервным элементом питания ЧРВ, лет, не менее	 60 16
Количество тарифов	8
Наличие УКН (коммутируемый ток, А): - для РиМ 189.21, РиМ 189.23, РиМ 189.25, РиМ 189.27 - для РиМ 189.22, РиМ 189.24, РиМ 189.26, РиМ 189.28	 нет есть (100)
Наличие ГНСС: - для РиМ 189.21, РиМ 189.22, РиМ 189.25, РиМ 189.26 - для РиМ 189.23, РиМ 189.24, РиМ 189.27, РиМ 189.28	 нет есть
Измерение тока в нулевом проводе: - для РиМ 189.21, РиМ 189.22, РиМ 189.23, РиМ 189.24 - для РиМ 189.25, РиМ 189.26, РиМ 189.27, РиМ 189.28	 нет есть

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Время сохранения данных, лет, не менее	40
Габаритные размеры, мм, не более: - высота - ширина - длина	 250 180 100
Масса, кг, не более	1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, ºС: а) установленный рабочий диапазон б) предельный рабочий диапазон - относительная влажность воздуха при +35 (25) ºС, %, - атмосферное давление, кПа	 от -45 до +60 от -45 до +70 95 (100) от 70,0 до 106,7
Исполнение и категория по ГОСТ 15150-69	У1**
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	220 000
Средний срок службы $T_{сл}$, лет, не менее	30

Таблица 4 – Перечень измеряемых величин и цена единиц разрядов измеряемых величин

Измеряемая величина	Основная единица	Цена единицы старшего/ младшего разряда [2)]
Активная энергия	кВт·ч	10^5 / 10^{-2}
Реактивная энергия	квар·ч	10^5 / 10^{-2}
Удельная энергия потерь в цепи тока [1)]	$кА^2$·ч	10^5 / 10^{-2}
Активная мощность	кВт	10^2 / 10^{-4}
Реактивная мощность	квар	10^2 / 10^{-4}
Полная мощность	кВ·А	10^2 / 10^{-4}
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение	А	10^2 / 10^{-3}
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение	В	10^2 / 10^{-2}
Частота сети	Гц	10^1 / 10^{-3}
Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ [1)]	безразм.	10^3 / 10^{-3}
Коэффициент мощности cos φ	безразм.	10^0 / 10^{-3}
Температура внутри корпуса счетчика	°С	10^1 / 10^{-2}

[1)] – на дисплей ДД (дисплея дистанционного) не выводится;
[2)] – при выводе на дисплей ДД и по всем интерфейсам

Знак утверждения типа

наносится на корпус счетчиков методом шелкографии или другим способом, не ухудшающим качество знака и на титульных листах эксплуатационной документации, печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии однофазный РиМ 189 (одна из модификаций) в упаковке		1 шт.
Паспорт	ВНКЛ.411152.088–02 ПС; ВНКЛ.411152.088–03 ПС	1 экз.
Дисплей дистанционный РиМ 040.05 [1)]		
Коммуникатор [1)]		
Комплект монтажных частей [1)]		1 компл.
Сервисное ПО [2), 3), 4),5), 6)]		
Методика поверки [3), 6), 8)]		1 экз.
Руководство по эксплуатации [2), 6)]	ВНКЛ.411152.051–02 РЭ	1 экз.
Терминал мобильный РиМ 099.01 [7)]	ВНКЛ.426487.030	
Устройство проверки ИСК [5), 7)]	ВНКЛ.411724.281–03	
Руководство по монтажу счетчиков на опору ВЛ [4), 6)]	ВНКЛ.410106.007 Д	
Счетчики электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными [5), 6)]	СТО 34.01–5.1–006–2017	

[1)] – счетчики по требованию заказчика могут комплектоваться:
– ДД РиМ 040.05 ТУ 4200–039–11821941–2009;
– коммуникатором РиМ 090.04 или др. Номенклатуру коммуникаторов см. Руководство по эксплуатации;
– комплектом монтажных частей.
Номенклатура комплекта поставки – количество поставляемых зажимов и исполнение ДД – по требованию заказчика, подробнее см. руководство по эксплуатации.

[2)] – поставляется по требованию организаций, производящих ремонт и эксплуатацию счетчиков;

[3)] – поставляется по требованию организаций для поверки счетчиков;

[4)] – поставляется по требованию организаций, производящих монтаж счетчиков;

[5)] – поставляется по требованию организаций, производящих экплуатацию счетчиков в составе АС и системных интеграторов;

[6)] – поставляется на электронном носителе или доступно на сайте https://www.ao-rim.ru/;

[7)] – поставляется по отдельному заказу;

[8)] – подробнее см. руководство по эксплуатации

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии однофазным РиМ 189

ГОСТ 31818.11-2012 (IEC 62052-11:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии

ГОСТ 31819.21-2012 (IEC 62053-21:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2

ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии

ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 30804.4.30-2013 (IEC 61000-4-30:2008) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии

ТУ 4228–062–11821941–2013 Счетчики электрической энергии однофазные серии РиМ 189. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РИМ–РУС» (ООО «РИМ–РУС»)
ИНН 4802001260
Адрес: 390037, г. Рязань, ул. Большая, д. 100, помещение Н7
Телефон: +7 (4912) 202-232
E-mail: info@rim-rus.ru
Web-сайт: рим-рус.рф

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)
Адрес: 119530, г. Москва, Очаковское ш., д. 34, пом. VII, комн. 6.
Тел. + 7 (495) 481-33-80
E-mail: info@prommashtest.ru
Регистрационный номер RA.RU.312126 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83138-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Шахта «Костромовская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Шахта «Костромовская» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени на энергообъекте ПС «Костромовская» 110/6,3/6,6 кВ, сбора, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство синхронизации системного времени (УССВ), устройство сбора и передачи данных (УСПД) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер базы данных (БД), программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», каналообразующую аппаратуру и 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 счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счётчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя активная электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин. 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 минут.

По запросу или в автоматическом режиме (каждые 30 мин.) цифровой сигнал со счетчика по линиям связи поступает на УСПД, где собранная информация консолидируется, осуществляется вычисление электроэнергии с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН и по автоматическим запросам передается на сервер АИИС КУЭ уровня ИВК (не менее 1 раза в сутки). Полученная информация записывается в память сервера ИВК, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и оформление справочных и отчетных документов.

Уровень ИВК раз в сутки формирует отчеты в виде xml-файлов формата 80020 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.

Передача документов с результатами измерений, данными о состоянии средств и объектов измерений, в виде xml-файлов формата 80020, производится через удаленный АРМ энергосбытовой организации по электронной почте с использованием электронной подписи (ЭП) в ПАК АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности, в рамках согласованного регламента.

Результаты измерений передаются в целых кВт·ч (квар·ч). При этом необходимо использовать следующие правила округления – дробный результат измерений на интервале измерений округляется до целых кВт·ч (квар·ч) по алгебраическим правилам округления. Если десятичная часть больше или равна 5, то результат округляется в большую сторону, если меньше – то в меньшую. При этом разница между не округленным значением и округленным прибавляется к результату измерений на следующем интервале с сохранением знака. Если применяется алгоритм приведения точек измерений к точкам поставки, то округление необходимо производить после применения этого алгоритма.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени системы используется устройство синхронизации системного времени УССВ-2, синхронизированного с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС.

Синхронизация часов УСПД RTU-325L выполняется при расхождении с источником точного времени (УССВ-2) более чем ±1 с, с интервалом проверки текущего времени не менее 1 раза в сутки.

Синхронизация часов сервера ИВК выполняется от часов УСПД, при расхождении времени более чем ±1 с, с интервалом проверки текущего времени не менее 1 раза в сутки.

В процессе сбора информации из счетчиков УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени. В случае расхождения времени более чем ±2 с, производиться синхронизация времени в счетчиках электрической энергии.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не менее 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование присоединения	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик	УССВ / УСПД	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС «Костромовская» 110/6,3/6,6 кВ, ОРУ-110 кВ, 1 с.ш., Ввод на Т1	ТФЗМ 110Б-IV КТ 0,2S $К_{ТТ}$ 100/5 рег. № 26422-06	НКФ-110 КТ 0,5 $К_{ТН}$ 110000:√3/100:√3 рег. № 26452-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13 / RTU-325L рег. № 37288-08	HPE ProLiant DL160
2	ПС «Костромовская» 110/6,3/6,6 кВ, ОРУ-110 кВ, 2 с.ш., Ввод на Т2	ТФЗМ 110Б-IV КТ 0,2S $К_{ТТ}$ 100/5 рег. № 26422-06	НКФ-110 КТ 0,5 $К_{ТН}$ 110000:√3/100:√3 рег. № 26452-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17		

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)					
Номер ИК	Коэффициент мощности, cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta_W^A$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		I, 1 % от $I_{ном}$ (1% ≤ I < 5 %)	I, 5 % от $I_{ном}$ (5 % ≤ I < 20 %)	I, 20 % от $I_{ном}$ (20 % ≤ I < 100 %)	I, 100 (120) % от $I_{ном}$ (100 % ≤ I < 120 %)
1, 2	1	±1,5	±1,1	±1,1	±1,1
	0,5инд. (0,8емк.)	±2,5	±2,0	±1,9	±1,9
Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)					
Номер ИК	Коэффициент мощности, cosφ (sinφ)	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta_W^P$),%, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		I, 5 % от $I_{ном}$ (5 % ≤ I < 20 %)	I, 20 % от $I_{ном}$ (20 % ≤ I < 100 %)	I, 100 (120) % от $I_{ном}$ (100 % ≤ I < 120 %)	
1, 2	0,87 (0,5)	±3,4	±3,1	±3,1	
	0,97 (0,25)	-	±3,3	±3,3	
Примечание - характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовой)					

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: - напряжение, % от Uном - ток, % от Iном - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, ºС	 от 98 до 102 от 20 до 100 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: - напряжение, % от Uном - ток, % от Iном - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ (sinφ) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, ºС - температура окружающей среды для счетчиков, ºС - температура окружающей среды для УСПД, ºС - температура окружающей среды для сервера, ºС - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	 от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +50 от +13 до +33 от -10 до +55 от +10 до +25 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики СЭТ-4ТМ.03М.01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325L: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ УССВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 220000 2 100000 24 74500 24 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 45 10 45 5 3,5

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью не хуже ±5,0 с.

Надежность системных решений:

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

– резервирование каналов передачи данных;
– резервирование используемых серверов.

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

Возможность коррекции времени в:
– электросчетчиках (функция автоматизирована);
– УСПД (функция автоматизирована);
– ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
– о результатах измерений (функция автоматизирована);
– о состоянии средств измерений.

Цикличность:
– измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 мин (функция автоматизирована);
– сбора результатов измерений – 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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт
1	2	3
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-IV	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Сервер	HPE ProLiant DL160	1
Методика поверки	МП 23-2021	1
Формуляр-Паспорт	02.2021.033-АУ.ФО-ПС	1
Руководство пользователя	02.2021.033-АУ.РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии системой автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Шахта «Костромовская», аттестованном ФБУ «Кемеровский ЦСМ», аттестат об аккредитации № RA.RU.310473 от 20.09.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Шахта «Костромовская»

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

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

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

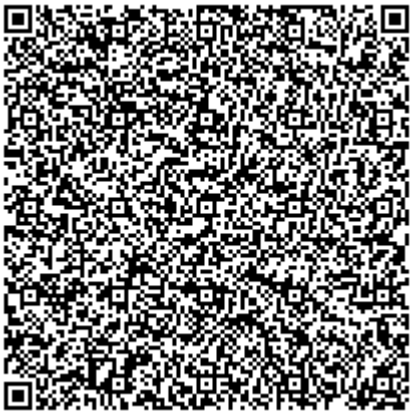
Изготовитель

Акционерное общество «Сибэнергоконтроль» (АО «Сибэнергоконтроль»)
ИНН 4205290890
Адрес: 650992, г. Кемерово, пр. Советский, д. 6, офис 37
Телефон: 8 (3842) 48-03-50

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области» (ФБУ «Кемеровский ЦСМ»)
Адрес: 654032, г. Новокузнецк, ул. Народная, д. 49
Юридический адрес: 650991, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2
Телефон: 8 (3843) 36-41-41
Факс: 8 (3843) 36-02-62
Web-сайт: http://www.csmnvkz.ru
E-mail: info@csmnvkz.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Кемеровский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312319 от 21.11.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83139-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «СК Короча» дополнение №7

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «СК Короча» дополнение №7 (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления выработкой и потреблением электроэнергии.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленные на присоединениях, указанных в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя виртуальный сервер АИИС КУЭ (далее сервер) базы данных (БД) в среде Windows 8 на базе шасси HP, с устройством синхронизации времени (УСВ-3), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

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

Измерительная информация на выходе счетчиков из состава измерительных каналов (ИК):

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

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Сервер при помощи ПО «АльфаЦентр» автоматически с периодичностью один раз в сутки и/или по запросу опрашивает счетчики и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, перевод измеренных значений в именованные физические величины), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Обмен информацией между счетчиками и сервером происходит по проводным линиям связи.

На уровне ИВК выполняется формирование и оформление справочных и отчетных документов (отчеты в формате XML). Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется с АРМ АИИС КУЭ Сервера, через сеть интернет в виде сообщений электронной почты.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов спутникового времени УСВ-3, который обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера от источника точного времени синхронизированного с национальной шкалой координированного времени UTC (SU), часы сервера и счетчиков. Время сервера синхронизированы со временем УСВ-3, коррекция времени происходит 1 раз в 5 мин, допустимое рассогласование 1 с. Сличение времени часов счетчиков со временем часов сервера происходит при каждом обращении к счетчику, корректировка времени часов счетчиков происходит при расхождении со временем часов сервера более чем на 2 с.

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

Пломбирование АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Метрологически значимая часть ПО
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК				Метрологические характеристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ, Сервер	Вид электроэнергии	Границы допускаемой основной относительной погрешности (±δ) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Уручье, РП 10 кВ №4, 1 СШ 10 кВ, яч.11	ТЛП-10 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛ 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 рег. № 64242-16, HP DL380Gen6			
2	ПС 110 кВ Уручье, РП 10 кВ №4, 2 СШ 10 кВ, яч.12	ТЛП-10 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛ 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	1,3	3,3
3	ПС 110 кВ Пильшино, ЦРП 10 кВ №1, 2 СШ 10 кВ, яч.8	ТОЛ-10-1 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		реактивная	2,1	5,6
4	ПС 110 кВ Пильшино, ЦРП 10 кВ №1, 1 СШ 10 кВ, яч.9	ТОЛ-10-1 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 15128-07 № 53608 № 53679	ЗНОЛ 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07				

Продолжение таблицы 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110 кВ Пильшино, ЦРП 10 кВ №1, 1 СШ 10 кВ, яч.21	ТОЛ-10-1 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 рег. № 64242-16, HP DL380Gen6	ак-тив-ная	1,3	3,3
6	ПС 110 кВ Пильшино, ЦРП 10 кВ №1, 2 СШ 10 кВ, яч.22	ТОЛ-10-1 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		реак-тив-ная	2,1	5,6

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 минут.
3 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 метрологических характеристик.
4 Допускается замена источника точного времени на аналогичный утвержденного типа.
5 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
6 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.
7 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.
8 Рег.№ - регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия:	
параметры сети:	
- напряжение, % от Uном	от 98 до 102
- ток, % от Iном	от 100 до 120
- коэффициент мощности	0,9
- частота, Гц	от 49,8 до 50,2
температура окружающей среды, °С	от +21 до +25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
- напряжение, % от Uном	от 90 до 110
- ток, % от Iном	от 5 до 120
- коэффициент мощности, cosφ	0,8
- частота, Гц	от 49,8 до 50,2
температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С	от -40 до +40
температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от +10 до +40
температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов	
- счетчики Меркурий 230 ART среднее время наработки на отказ, ч, не менее	150000
- сервер коэффициент готовности, не менее	0,99
Сохранность данных:	
- счетчики Меркурий 230 ART, лет, не менее	10
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений на сервере, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- резервирование ИВК АИИС КУЭ с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте и сотовой связи.

Регистрация событий в журнале событий счетчика:

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

Защищённость применяемых компонентов:

-механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер БД.

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерения приращений электроэнергии на интервалах 3 мин; 30 мин; 1 сут (функция автоматизирована);
- сбор результатов измерений – не реже 1 раза в сут (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационных документов на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛП-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	8
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	18
Счетчики электрической энергии	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	6
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	HP	1
Программное обеспечение	ПО АльфаЦентр	1
Методика поверки	МП 201-024-2021	1
Паспорт-формуляр	СККд7.001-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений
метод измерений приведен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «СК Короча» дополнение №7, аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 16.02.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «СК Короча» дополнение №7
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 «Мираторг-Энерго» (ООО «Мираторг-Энерго»)
ИНН 3109004440
Адрес: 308036, г. Белгород, ул. Щорса, 45
Юридический адрес: 309070, Белгородская область, Яковлевский район, город Строитель, Заводская 2-я улица, дом 17, помещение 4
Телефон: (4722) 58-64-00
Web-сайт: www.miratorg.ru
E-mail: miratorgenergo@agrohold.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, 46
Телефон: (495) 437-55-77
Факс: (495) 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83140-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ООО «НУТЭП», АО «КСК»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ООО «НУТЭП», АО «КСК») (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой 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) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АО «Атомэнергопромсбыт» типа Dell Inc. PowerEdge R430, устройство синхронизации времени типа УСВ-3, автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

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

– средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК АО «Атомэнергопромсбыт», 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.

Сервер АО «Атомэнергопромсбыт» осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) и с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе АО «АТС» и прочими заинтересованными организациями в рамках согласованного регламента. Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов установленных форматов, в том числе заверенных электронно-цифровой подписью, в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа УСВ-3, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

ИВК АО «Атомэнергопромсбыт» периодически, с установленным интервалом проверки текущего времени не реже 1 раза в час, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3 и при расхождении ±1 с и более, ИВК АО «Атомэнергопромсбыт производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера выполняется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении ±2 с.

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

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

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО «АльфаЦЕНТР» соответствует уровню - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные 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

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	ПС 110/6 кВ НовоРЭС, ЗРУ-6 кВ, яч. 12	ТОЛ-СЭЩ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3, рег. № 64242-16, Dell Inc. PowerEdge R430
2	ПС 110/6 кВ НовоРЭС, ЗРУ-6 кВ, яч. 20	ТОЛ-СЭЩ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
3	ЩУ-0,4 кВ, ввод-1 0,4 кВ от ТП-2 0,4 кВ I с.ш.	ТТИ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
4	ЩУ-0,4 кВ, ввод-2 0,4 кВ от ТП-2 0,4 кВ II с.ш.	ТТИ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
5	ЦРТП 6/0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ГРЩ-0,4 кВ "СИДК"	ТШП-0,66 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15173-06	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	
6	ПС 110/6 кВ НовоРЭС, ЗРУ-6 кВ, яч. 13	ТОЛ-СЭЩ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
7	ПС 110/6 кВ НовоРЭС, ЗРУ-6 кВ, яч. 21	ТОЛ-СЭЩ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
8	ТП №1 6/0,4 кВ ввод 6 кВ Т-1	ТЛО-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 47583-11	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±) δ, %	Границы погрешности в рабочих условиях (±) δ, %
1, 2, 6, 7	Активная Реактивная	1,3 2,1	3,4 5,7
3, 4	Активная Реактивная	1,1 1,8	4,0 7,0
5	Активная Реактивная	1,1 1,8	3,2 5,6
8	Активная Реактивная	1,3 2,1	3,3 5,7
Пределы допускаемой погрешности абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), (±Δ), с			5

Примечания:
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P = 0,95.
3. Границы погрешности результатов измерений приведены для cos φ=0,8, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, для ИК №№ 1, 2, 6, 7 для рабочих условий при cos φ=0,8, токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$ и для ИК №№ 3-5, 8 для рабочих условий при cos φ=0,8, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1, 2, 5-8 от 0 до +40°С и для ИК №№ 3, 4 от -40 до +40 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	8
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды, °С	 от 90 до 110 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности: cosφ sinφ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С ИК №№ 1, 2, 5-8 ИК №№ 3, 4 - температура окружающей среды для сервера ИВК, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более	 от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +40 от -40 до +40 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	150000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
УСВ-3:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Сервер ИВК:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	20000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации:	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	85
- при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер ИВК:	
- 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 счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.

– журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
серверов.

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
серверов.

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
серверах (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.

Комплектность средства измерений
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	4
	СЭТ-4ТМ.03М.09	2
Счетчик электрической энергии статический трёхфазный	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G	1
	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	1
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	12
	ТТИ	6
	ТЛО-10	2
	ТШП-0,66	3
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
	ЗНОЛП-ЭК-10	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	Dell Inc. PowerEdge R430	1
Документация		
Методика поверки	МП 26.51/92/21	1
Паспорт-формуляр	17254302.384106.065.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе "Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электро-энергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ООО «НУТЭП», АО «КСК»)". МВИ 26.51/92/21, аттестованном ООО «Энерготестконтроль», аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ООО «НУТЭП», АО «КСК»)

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 «Атомэнергопромсбыт» (АО «Атомэнергопромсбыт»)
ИНН 7725828549
Адрес: 117105, г. Москва, Новоданиловская наб., д. 4а
Телефон: +7 (495) 543-33-06
Web-сайт: apsbt.ru
E-mail: info.apsbt@apsbt.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1
Телефон: +7 (495) 647-88-18
E-mail: golovkonata63@gmail.com
Аттестат аккредитации ООО «Энерготестконтроль» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83141-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ), программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналообразующую аппаратуру.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и оформление отчетных документов.

Сервер БД обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц (предприятий потребителей, сетевых организаций, смежных субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ) и др.), получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Сервер БД по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на ±1 с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД более чем на ±2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ПС 110 кВ Свободный труд, ЗРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ Ф. 34	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	CE 303 S31 503-JAVZ Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±4,1 ±5,6
2	ПС 110 кВ Свободный труд, ЗРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ Ф. 36	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	CE 303 S31 503-JAVZ Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная реактивная	±1,2 ±2,6	±4,1 ±5,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для cos φ = 0,8инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от –40 °С до +60 °С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, °С	 99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения УСВ, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	 от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 $_{инд.}$ до 0,8 $_{емк.}$ от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от -25 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 160000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 60 10 3,5

Надежность системных решений:

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

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:
– журнал счетчика:
– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекции времени в счетчике;
– журнал сервера БД:
– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекции времени в счетчике и сервере БД;
– пропадание и восстановление связи со счетчиком.

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

Возможность коррекции времени:
– счетчиков (функция автоматизирована);
– сервера БД (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
– о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
– измерений 30 минут (функция автоматизирована);
– сбора 30 минут (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений
В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	4 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1 шт.
Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные	CE 303 S31 503-JAVZ	2 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Методика поверки	МП СМО-1207-2021	1 экз.
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.862 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энерго», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su
Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83142-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ), программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналообразующую аппаратуру.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и оформление отчетных документов.

Сервер БД обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц (предприятий потребителей, сетевых организаций, смежных субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ) и др.), получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Сервер БД по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на ±1 с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД более чем на ±2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ЦРП 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч. 3, Ввод №1 303Ф	ТЛМ-10-1 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2473-05	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
2	ЦРП 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч. 4, Ввод №2 414Ф	ТЛМ-10-1 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2473-05	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для cos φ = 0,8инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от –40 °С до +60 °С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, °С	 99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения УСВ, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	 от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 $_{инд.}$ до 0,8 $_{емк.}$ от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от -25 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 220000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 114 40 3,5

Надежность системных решений:

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

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:
– журнал счетчика:
– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекции времени в счетчике;
– журнал сервера БД:
– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекции времени в счетчике и сервере БД;
– пропадание и восстановление связи со счетчиком.

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

Возможность коррекции времени:
– счетчиков (функция автоматизирована);
– сервера БД (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
– о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
– измерений 30 минут (функция автоматизирована);
– сбора 30 минут (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений
В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10-1 У3	4 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Методика поверки	МП СМО-1207-1-2021	1 экз.
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.843 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Верхневолжский монолит», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su
Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83143-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи измерительные MTL

Назначение средства измерений

Преобразователи измерительные MTL (далее по тексту – преобразователи или ИП) предназначены для измерения и преобразования сигналов, поступающих от термопреобразователей сопротивления, термоэлектрических преобразователей, омических устройств, милливольтовых устройств постоянного тока, а также нормированных аналоговых сигналов постоянного тока в унифицированные электрические выходные сигналы силы, напряжения или сопротивления постоянного тока, а также в цифровой сигнал для передачи по протоколу HART. Некоторые модели ИП также предназначены для передачи сигналов из взрывоопасной зоны в безопасную зону и наоборот.

Описание средства измерений

Принцип работы преобразователей основан на измерении и преобразовании сигналов, поступающих от термопреобразователей сопротивления, термоэлектрических преобразователей, омических устройств, милливольтовых устройств постоянного тока, а также нормированных аналоговых сигналов постоянного тока в унифицированные электрические выходные сигналы силы, напряжения или сопротивления постоянного тока с возможностью наложения на него цифрового сигнала HART-протокола.

Преобразователи MTL конструктивно выполнены в пластмассовом разборном корпусе прямоугольной формы, изготовленном из антистатического материала, внутри которого расположен электронный блок, включающий в себя аналого-цифровой преобразователь, цифро-аналоговый преобразователь, микропроцессор и вспомогательные цепи. Входные и выходные клеммные блоки с винтовыми зажимами расположены на противоположных сторонах корпуса.

Преобразователи MTL изготавливаются серий MTL4500, MTL4600, MTL5500 и имеют следующие модели: MTL4541, MTL4544, MTL4545, MTL4546, MTL4549, MTL4573, MTL4575, MTL4576, MTL4581 (серия MTL4500); MTL4641, MTL4644, MTL4646, MTL4649, MTL4675, MTL4676 (серия MTL4600); MTL5541, MTL5544, MTL5546, MTL5549, MTL5573, MTL5575, MTL5576, MTL5581, MTL5582 (серия MTL5500). Модели ИП различаются по метрологическим и техническим характеристикам. Также преобразователи различаются по конструктивному исполнению и способу монтажа: ИП серий MTL4500, MTL4600 монтируются на объединенной плате, ИП серии MTL5500 монтируются на «T» или «G» образной DIN-рейке. ИП моделей MTL4573, MTL5573, MTL4575, MTL4675, MTL5575, MTL4576, MTL4676, MTL5576 также имеют разъем для подключения интерфейсного кабеля (PCL45USB).

Преобразователи моделей MTL4541, MTL4641, MTL5541, MTL4544, MTL4644, MTL5544 имеют стандартное исполнение (без дополнительного обозначения), либо исполнения: «A», «AS», «S», «T» (только модель MTL4541, MTL5541), «D» (только модели MTL4544, MTL4644, MTL5544), «B» (только модели MTL4541, MTL4544), «P», «Y», «YA» (только модель MTL4541), и являются преобразователями с аналоговым входом, представляющие собой повторители источника питания для управления нагрузками в безопасной зоне и предназначены для 2-х или 3-х проводных преобразователей (модели стандартного исполнения, а также исполнений «S», «D», «B», «P», «Y»), либо для датчиков с раздельным питанием (исполнения «A», «AS», «YA») расположенных в опасной зоне. ИП исполнений «S», «AS» выступают в роли нагрузки для подключения из безопасной зоны. Преобразователи имеют выходной сигнал постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА и поддерживают сигнал HART-протокола.

ИП моделей MTL4545, MTL4546, MTL4646, MTL5546, MTL4549, MTL4649, MTL5549 имеют исполнения: «Y», «S» (только модели MTL4545, MTL4546), «C» (только модели MTL4546, MTL4549), и являются преобразователями с аналоговым выходом, повторяющие входной сигнал в диапазоне от 4 до 20 мА, поступающий от контроллеров в безопасной зоне и передаваемый на управление электропневматическими преобразователями в опасной зоне. Преобразователи поддерживают протокол HART и обладают функцией выявления повреждения линии, а также разомкнутой цепи (исполнения «Y», «S»).

ИП моделей MTL4573, MTL4575, MTL4675, MTL5573, MTL5575, MTL4576, MTL4676, MTL5576, MTL4581, MTL5581, MTL4582, MTL5582 имеют стандартное исполнение (без дополнительного обозначения, кроме модели MTL4582), либо исполнение: «Y» (только модель MTL4573) и исполнение «B» (модели MTL4582, MTL5582) и являются преобразователями, измеряющие и преобразующие сигналы, поступающие от термопреобразователей сопротивления, термоэлектрических преобразователей, омических или милливольтовых устройств постоянного тока находящиеся в опасной зоне, в унифицированные электрические выходные сигналы силы, напряжения или сопротивления постоянного тока, для управления нагрузкой, расположенной в безопасной зоне. Модели MTL4576, MTL4676, MTL5576 имеют исполнения «-RTD», «-THC» и различаются типом входного сигнала.

Преобразователи изготавливаются в двух разных исполнениях: взрывозащищенном (серия MTL4500, MTL5500) и общепромышленном (серии MTL4600).

Заводской номер в виде буквенно-цифрового кода наносится на корпус преобразователей при помощи наклейки.

Пломбирование преобразователей не предусмотрено.

Конструкция средства измерений не предусматривает нанесение знака поверки на средство измерений.

Фотографии общего вида преобразователей измерительных MTL приведены на рисунках 1-3.

Фотография общего вида интерфейсного кабеля связи типа PCL45USB приведена на рисунке 4.

Фотография общего вида платы для подключения преобразователей к источнику питания и снятия аналоговых выходных сигналов приведена на рисунке 5.

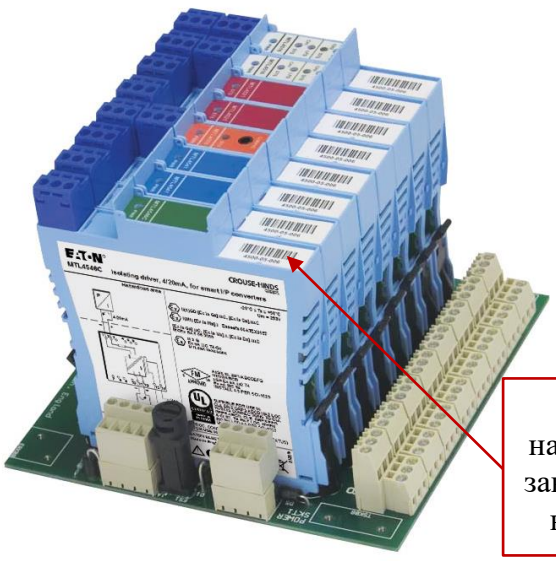


Рисунок 1 - Общий вид преобразователей измерительных серии MTL4500

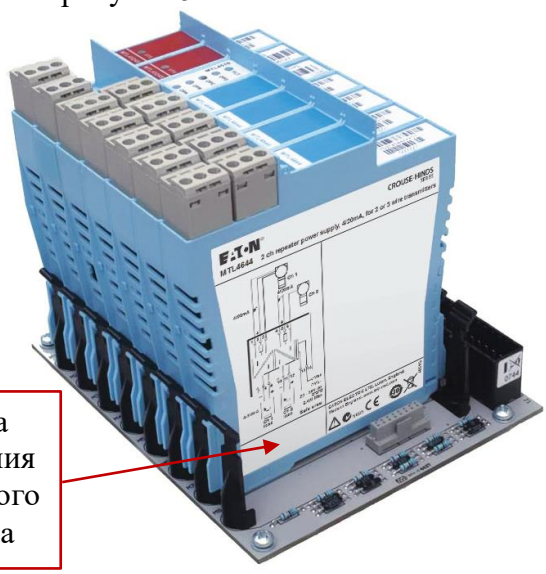


Рисунок 2 - Общий вид преобразователей измерительных серии MTL4600

Рисунок 3 - Общий вид преобразователей измерительных серии MTL5500

Рисунок 4 - Общий вид интерфейсного кабеля связи типа PCL45USB

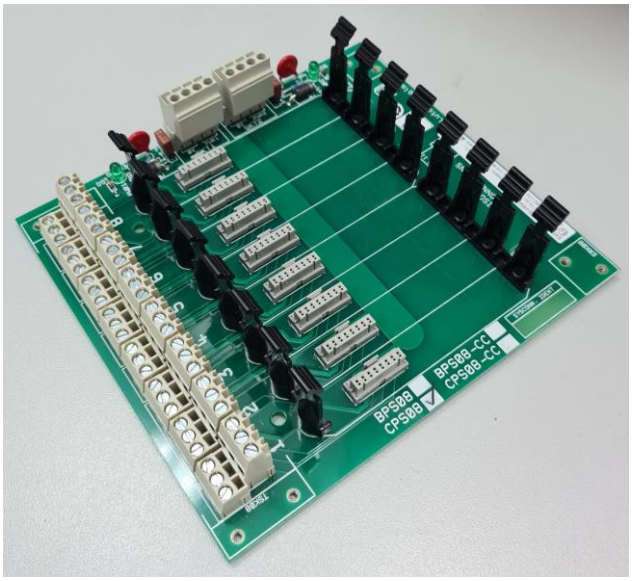


Рисунок 5 - Общий вид платы для подключения преобразователей к источнику питания и снятия аналоговых выходных сигналов

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИП состоит из встроенного и внешнего ПО. Метрологически значимым является только встроенное ПО.

Встроенное ПО выполняет обработку и преобразование измерительной информации, а также осуществляет коммуникацию между ИП и внешней установкой сбора данных. Встроенное ПО устанавливается в ИП на заводе-изготовителе во время производственного цикла. В соответствии с п. 4.3 рекомендации по метрологии Р 50.2.077-2014 конструкция ИП исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. Обновление ПО в процессе эксплуатации не осуществляется.

В соответствии с п. 4.5 рекомендации по метрологии Р 50.2.077-2014 уровень защиты встроенного ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий».

Идентификационные данные встроенного ПО – отсутствуют.

Внешнее ПО «PCS45» не является метрологически значимым и представляет собой технологическую программу для настройки типа НСХ, измерительного диапазона, сигнала тревоги, а также позволяет визуализировать входные и выходные значения в течение определенного периода времени, передаваемых с преобразователей по интерфейсному кабелю связи типа PCL45USB.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики преобразователей измерительных MTL представлены в таблицах 1-8

Таблица 1 – Метрологические характеристики моделей MTL4541, MTL4541S, MTL5541, MTL5541S, MTL4641, MTL4641S, MTL4541T, MTL4541Y, MTL4541B, MTL4541P, MTL4544, MTL4544B, MTL4544S, MTL5544, MTL5544S, MTL4644, MTL4644S, MTL4544D, MTL5544D, MTL4644D

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений (входных сигналов)	от 4 до 20 мА
Диапазон выходных сигналов	от 4 до 20 мА
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений (преобразований) (при температуре окружающей среды +20 °С)	±0,015 мА
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений (преобразований) от влияния температуры окружающей среды на 1 °С	±0,0008 мА

Таблица 2 – Метрологические характеристики моделей MTL4541A, MTL4541YA, MTL4541AS, MTL5541A, MTL5541AS, MTL4641A, MTL4641AS, MTL4544A, MTL4544AS, MTL5544A, MTL5544AS, MTL4644A, MTL4644AS, MTL4545Y, MTL4546, MTL5546, MTL4646, MTL4546C, MTL4546Y, MTL5546Y, MTL4646Y, MTL4546S, MTL4549, MTL5549, MTL4649, MTL4549C, MTL4549Y, MTL5549Y, MTL4649Y

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений (входных сигналов)	от 4 до 20 мА
Диапазон выходных сигналов	от 4 до 20 мА
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений (преобразований) (при температуре окружающей среды +20 °С)	±0,020 мА
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений (преобразований) от влияния температуры окружающей среды на 1 °С	±0,001 мА

Таблица 3 – Метрологические характеристики моделей MTL4573, MTL4573Y, MTL4575, MTL5573, MTL5575, MTL4675

Тип НСХ, входные сигналы (1) (2)	Диапазон измерений (входных сигналов) (3)		Минимальный интервал измерений	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования (при температуре окружающей среды +20 °С) (4)	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности цифро-аналогового преобразования (при температуре окружающей среды +20 °С) (4)	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования от влияния температуры окружающей среды на 1 °С (5)	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности цифро-аналогового преобразования от влияния температуры окружающей среды на 1 °С (5)
R	от -50 до +1768 °С	от -0,226 до +21,101 мВ	500 °С	± 0,05 % (от измеряемой величины) или ± 0,015 мВ (6)	± 0,011 мА	± 0,003% (от измеряемой величины)	± 0,0006 мА
S	от -50 до +1768 °С	от -0,236 до +18,693 мВ					
B	от +300 до +1820 °С	от +0,431 до +13,820 мВ					
T	от -270 до +400 °С	от -6,258 до +20,872 мВ	50 °С				
J	от -210 до +1200 °С	от -8,095 до +69,553 мВ					
E	от -270 до +1000 °С	от -9,835 до +76,373 мВ					
K	от -270 до +1372 °С	от -6,458 до +54,852 мВ					
N	от -270 до +1300 °С	от -4,345 до +47,513 мВ					
L (XK)	от -200 до +800 °С	от -9,488 до +66,466 мВ					
Pt100 (α=0,00385 °С$^{-1}$)	от -200 до +850 °С	от 18,52 до 390,48 Ом	10 °С	± 0,08 Ом		± 0,007 Ом	

Тип НСХ, входные сигналы (1) (2)	Диапазон измерений (входных сигналов) (3)		Минимальный интервал измерений	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования (при температуре окружающей среды +20 °С) (4)	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности цифро-аналогового преобразования (при температуре окружающей среды +20 °С) (4)	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования от влияния температуры окружающей среды на 1 °С (5)	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности цифро-аналогового преобразования от влияния температуры окружающей среды на 1 °С (5)
Ni100 (α=0,00618 °С$^{-1}$)	от -60 до +180 °С	от 69,5 до 223,2 Ом					
Pt500 (α=0,00385 °С$^{-1}$)	от -200 до +850 °С	от 92,6 до 1952,4 Ом	10 °С				
Ni500 (α=0,00618 °С$^{-1}$)	от -60 до +180 °С	от 347,5 до 1116 Ом					
Pt1000 (α=0,00385 °С$^{-1}$)	от -200 до +350 °С	от 185,2 до 229,72 Ом	10 °С				
Ni1000 (α=0,00618 °С$^{-1}$)	от -60 до +180 °С	от 695 до 2232 Ом					
Cu 50 (α=0,00428 °С$^{-1}$)	от -180 до +200 °С	от 10,265 до 92,80 Ом	10 °С				
мВ	-	от -75 до +75 мВ	3 мВ	± 0,05 % (от измеряемой величины) или ± 0,015 мВ (6)		± 0,003% (от измеряемой величины)	
Ом	-	от 10 до 400 Ом	10 Ом	± 0,08 Ом		± 0,007 Ом	

Тип НСХ, входные сигналы (1) (2)	Диапазон измерений (входных сигналов) (3)	Минимальный интервал измерений	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования (при температуре окружающей среды +20 °С) (4)	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности цифро-аналогового преобразования (при температуре окружающей среды +20 °С) (4)	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования от влияния температуры окружающей среды на 1 °С (5)	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности цифро-аналогового преобразования от влияния температуры окружающей среды на 1 °С (5)

Примечания:

(1) - Типы НСХ термоэлектрических преобразователей в соответствии с ГОСТ Р 8.585-2001 / МЭК 60584-1, термопреобразователей сопротивления в соответствии с ГОСТ 6651-2009 / МЭК 60751 (кроме Ni100, Ni500, Ni1000). НСХ для Ni100, Ni500, Ni1000 в соответствии с DIN 43760;

(2) – Схема подключения термопреобразователей сопротивления и (или) омических устройств: 2-х, 3-х или 4-х проводная;

(3) - Диапазон выходных сигналов: от 4 до 20 мА;

(4) - Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений (преобразований) от настроенного интервала измерений ($\Delta(\Sigma_{\text{осн}}), \%$) преобразователей (при температуре окружающей среды +20 °С) вычисляют по формуле:

$$\Delta(\Sigma_{\text{осн}}) = \pm\left(\frac{\Delta_{\text{осн вх}}}{R(U)_{\text{вх}\,max} - R(U)_{\text{вх}\,min}} + \frac{\Delta_{\text{осн вых}}}{I_{\text{вых}\,max} - I_{\text{вых}\,min}}\right) \cdot 100\%$$

где: $\Delta_{\text{осн вх}}$ – значения допускаемой основной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования, Ом или мВ;

$\Delta_{\text{осн вых}}$ – значения допускаемой основной абсолютной погрешности цифро-аналогового преобразования, мА;

$R(U)_{\text{вх}\,max}$, $R(U)_{\text{вх}\,min}$ – верхний/нижний предел настроенного интервала измерений, Ом или мВ;

$I_{\text{вых}\,max}, I_{\text{вых}\,min}$ – верхний/нижний предел диапазона выходных сигналов, мА

(5) - Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений (преобразований) ИП от влияния температуры окружающей среды на 1 °С ($\Delta(\Sigma_{\text{доп}}), \text{мА}/°\text{С}$) вычисляют по формуле:

$$\Delta(\Sigma_{\text{доп}}) = \pm\left(\frac{\Delta_{\text{доп вх}}}{R(U)_{\text{вх}\,max} - R(U)_{\text{вх}\,min}} \cdot (I_{\text{вых}\,max} - I_{\text{вых}\,min}) + \Delta_{\text{доп вых}}\right) \cdot$$

где: $\Delta_{\text{доп вх}}$ – значения допускаемой основной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования, Ом или мВ;

$\Delta_{\text{доп вых}}$ – значения допускаемой основной абсолютной погрешности цифро-аналогового преобразования, мА;

$R(U)_{\text{вх}\,max}$, $R(U)_{\text{вх}\,min}$ – верхний/нижний предел настроенного интервала измерений, Ом или мВ;

$I_{\text{вых}\,max}, I_{\text{вых}\,min}$ – верхний/нижний предел диапазона выходных сигналов, мА

(6) - За основную погрешность берут большее из этих значений

Таблица 4 – Метрологические характеристики моделей MTL4576-RTD, MTL5576-RTD, MTL4676-RTD

Тип НСХ, входные сигналы (1) (2)	Диапазон измерений (входных сигналов) (3)		Минимальный интервал измерений	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования (при температуре окружающей среды +20 °С) (4)	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности цифро-аналогового преобразования (при температуре окружающей среды +20 °С) (4)	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования от влияния температуры окружающей среды на 1 °С (5)	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности цифро-аналогового преобразования от влияния температуры окружающей среды на 1 °С (5)
Pt100 (α=0,00385 °С$^{-1}$)	от -200 до +850 °С	от 18,52 до 390,48 Ом	10 °С	± 0,08 Ом	± 0,016 мА	± 0,007 Ом	± 0,0006 мА
Ni100 (α=0,00618 °С$^{-1}$)	от -60 до +180 °С	от 69,5 до 223,2 Ом					
Pt500 (α=0,00385 °С$^{-1}$)	от -200 до +850 °С	от 92,6 до 1952,4 Ом	10 °С				
Ni500 (α=0,00618 °С$^{-1}$)	от -60 до +180 °С	от 347,5 до 1116 Ом					
Pt1000 (α=0,00385 °С$^{-1}$)	от -200 до +350 °С	от 185,2 до 229,72 Ом	10 °С				
Ni1000 (α=0,00618 °С$^{-1}$)	от -60 до +180 °С	от 695 до 2232 Ом					
Cu 50 (α=0,00428 °С$^{-1}$)	от -180 до +200 °С	от 20,53 до 185,60 Ом	10 °С				
Ом	-	от 10 до 400 Ом	10 Ом				

Тип НСХ, входные сигналы (1) (2)	Диапазон измерений (входных сигналов) (3)	Минимальный интервал измерений	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования (при температуре окружающей среды +20 °С) (4)	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности цифро-аналогового преобразования (при температуре окружающей среды +20 °С) (4)	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования от влияния температуры окружающей среды на 1 °С (5)	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности цифро-аналогового преобразования от влияния температуры окружающей среды на 1 °С (5)

Примечания:

(1) - Типы НСХ термопреобразователей сопротивления в соответствии с ГОСТ 6651-2009 / МЭК 60751 (кроме Ni100, Ni500, Ni1000). НСХ для Ni100, Ni500, Ni1000 в соответствии с DIN 43760;

(2) – Схема подключения термопреобразователей сопротивления: 2-х, 3-х проводная. Схема подключения омических устройств: 2-х, 3-х или 4-х проводная;

(3) - Диапазон выходных сигналов: от 4 до 20 мА;

(4) - Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений (преобразований) от настроенного интервала измерений ($\Delta(\Sigma_{\text{осн}}), \%$) преобразователей (при температуре окружающей среды +20 °С) вычисляют по формуле:

$$\Delta(\Sigma_{\text{осн}}) = \pm\left(\frac{\Delta_{\text{осн вх}}}{R_{\text{вх}\,max} - R_{\text{вх}\,min}} + \frac{\Delta_{\text{осн вых}}}{I_{\text{вых}\,max} - I_{\text{вых}\,min}}\right) \cdot 100\%$$

где: $\Delta_{\text{осн вх}}$ – значения допускаемой основной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования, Ом;

$\Delta_{\text{осн вых}}$ – значения допускаемой основной абсолютной погрешности цифро-аналогового преобразования, мА;

$R_{\text{вх}\,max}$, $R_{\text{вх}\,min}$ – верхний/нижний предел настроенного интервала измерений, Ом;

$I_{\text{вых}\,max}$, $I_{\text{вых}\,min}$ – верхний/нижний предел диапазона выходных сигналов, мА

(5) - Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений (преобразований) ИП от влияния температуры окружающей среды на 1 °С ($\Delta(\Sigma_{\text{доп}}), \text{мА}/°\text{С}$) вычисляют по формуле:

$$\Delta(\Sigma_{\text{доп}}) = \pm\left(\frac{\Delta_{\text{доп вх}}}{R_{\text{вх}\,max} - R_{\text{вх}\,min}} \cdot (I_{\text{вых}\,max} - I_{\text{вых}\,min}) + \Delta_{\text{доп вых}}\right) \cdot$$

где: $\Delta_{\text{доп вх}}$ – значения допускаемой основной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования, Ом;

$\Delta_{\text{доп вых}}$ – значения допускаемой основной абсолютной погрешности цифро-аналогового преобразования, мА;

$R_{\text{вх}\,max}$, $R_{\text{вх}\,min}$ – верхний/нижний предел настроенного интервала измерений, Ом;

$I_{\text{вых}\,max}$, $I_{\text{вых}\,min}$ – верхний/нижний предел диапазона выходных сигналов, мА

Таблица 5 – Метрологические характеристики моделей MTL4576-THC, MTL5576-THC, MTL4676-THC

Тип НСХ, входные сигналы (1)	Диапазон измерений (входных сигналов) (2)		Минимальный интервал измерений	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования (при температуре окружающей среды +20 °С) (3)	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности цифро-аналогового преобразования (при температуре окружающей среды +20 °С) (3)	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования от влияния температуры окружающей среды на 1 °С (4)	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности цифро-аналогового преобразования от влияния температуры окружающей среды на 1 °С (4)
R	от -50 до +1768 °С	от -0,226 до +21,101 мВ	500 °С	± 0,05 % (от измеряемой величины) или ± 0,015 мВ (5)	± 0,016 мА	± 0,003% (от измеряемой величины)	± 0,0006 мА
S	от -50 до +1768 °С	от -0,236 до +18,693 мВ					
B	от +300 до +1820 °С	от +0,431 до +13,820 мВ					
T	от -270 до +400 °С	от -6,258 до +20,872 мВ	50 °С				
J	от -210 до +1200 °С	от -8,095 до +69,553 мВ					
E	от -270 до +1000 °С	от -9,835 до +76,373 мВ					
K	от -270 до +1372 °С	от -6,458 до +54,852 мВ					
N	от -270 до +1300 °С	от -4,345 до +47,513 мВ					
L (ХК)	от -200 до +800 °С	от -9,488 до +66,466 мВ					
мВ	-	от -75 до +75 мВ	3 мВ				

Тип НСХ, входные сигналы (1)	Диапазон измерений (входных сигналов) (2)	Минимальный интервал измерений	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования (при температуре окружающей среды +20 °С) (3)	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности цифро-аналогового преобразования (при температуре окружающей среды +20 °С) (3)	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования от влияния температуры окружающей среды на 1 °С (4)	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности цифро-аналогового преобразования от влияния температуры окружающей среды на 1 °С (4)

Примечания:

(1) - Типы НСХ термоэлектрических преобразователей в соответствии с ГОСТ Р 8.585-2001 / МЭК 60584-1;

(2) - Диапазон выходных сигналов: от 4 до 20 мА;

(3) - Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений (преобразований) от настроенного интервала измерений ($\Delta(\Sigma_{\text{осн}}), \%$) преобразователей (при температуре окружающей среды +20 °С) вычисляют по формуле:

$$\Delta(\Sigma_{\text{осн}}) = \pm\left(\frac{\Delta_{\text{осн вх}}}{U_{\text{вх}\,max} - U_{\text{вх}\,min}} + \frac{\Delta_{\text{осн вых}}}{I_{\text{вых}\,max} - I_{\text{вых}\,min}}\right) \cdot 100\%$$

где: $\Delta_{\text{осн вх}}$ – значения допускаемой основной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования, мВ;

$\Delta_{\text{осн вых}}$ – значения допускаемой основной абсолютной погрешности цифро-аналогового преобразования, мА;

$U_{\text{вх}\,max}, U_{\text{вх}\,min}$ – верхний/нижний предел настроенного интервала измерений, мВ;

$I_{\text{вых}\,max}, I_{\text{вых}\,min}$ – верхний/нижний предел диапазона выходных сигналов, мА

(4) - Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений (преобразований) ИП от влияния температуры окружающей среды на 1 °С ($\Delta(\Sigma_{\text{доп}}), \text{мА}/°\text{С}$) вычисляют по формуле:

$$\Delta(\Sigma_{\text{доп}}) = \pm\left(\frac{\Delta_{\text{доп вх}}}{U_{\text{вх}\,max} - U_{\text{вх}\,min}} \cdot (I_{\text{вых}\,max} - I_{\text{вых}\,min}) + \Delta_{\text{доп вых}}\right) \cdot$$

где: $\Delta_{\text{доп вх}}$ – значения допускаемой основной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования, мВ;

$\Delta_{\text{доп вых}}$ – значения допускаемой основной абсолютной погрешности цифро-аналогового преобразования, мА;

$U_{\text{вх}\,max}, U_{\text{вх}\,min}$ – верхний/нижний предел настроенного интервала измерений, мВ;

$I_{\text{вых}\,max}, I_{\text{вых}\,min}$ – верхний/нижний предел диапазона выходных сигналов, мА

(5) - За основную погрешность берут большее из этих значений

Таблица 6 – Метрологические характеристики моделей MTL4581, MTL5581

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений (входных сигналов)	от -50 до +50 мВ
Диапазон выходных сигналов	от -50 до +50 мВ
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений (преобразований) (при температуре окружающей среды +20 °С)	± 0,05 % (от измеряемой величины) или ± 0,005 мВ (1)
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений (преобразований) от влияния температуры окружающей среды на 1 °С	± 0,002 мВ
Примечание: (1) За основную погрешность берут большее из этих значений	

Таблица 7 – Метрологические характеристики модели MTL5582, MTL4582B, MTL5582B

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений (входных сигналов)	от 10 до 400 Ом
Диапазон выходных сигналов	от 10 до 400 Ом
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений (преобразований) (при температуре окружающей среды +20 °С)	± 0,25 Ом
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений (преобразований) от влияния температуры окружающей среды на 1 °С	± 0,01 Ом

Таблица 8 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество каналов: - для моделей MTL4541, MTL4541S, MTL5541, MTL5541S, MTL4641, MTL4641S, MTL4541A, MTL4541YA, MTL4541AS, MTL5541A, MTL5541AS, MTL4641A, MTL4641AS, MTL4541T, MTL4541Y, MTL4541B, MTL4541P, MTL4544D, MTL5544D, MTL4644D, MTL4545Y, MTL4546, MTL5546, MTL4646, MTL4546C, MTL4546Y, MTL5546Y, MTL4646Y, MTL4546S, MTL4573, MTL4573Y, MTL4575, MTL5573, MTL5575, MTL4675, MTL4581, MTL5581, MTL5582, MTL4582B, MTL5582B - для моделей MTL4544, MTL4544B, MTL4544S, MTL5544, MTL5544S, MTL4644, MTL4644S, MTL4544A, MTL4544AS, MTL5544A, MTL5544AS, MTL4644A, MTL4644AS, MTL4549, MTL5549, MTL4649, MTL4549C, MTL4549Y, MTL5549Y, MTL4649Y, MTL4576-RTD, MTL5576-RTD, MTL4676-RTD, MTL4576-THC, MTL5576-THC, MTL4676-THC	1 2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности внутренней автоматической компенсации температуры свободных (холодных) концов термопары, ºС	±1,0
Напряжение питания постоянного тока, В:	от 20 до 35
Максимальное потребление тока при сигнале 20 мА и напряжении 24 В, мА	50
Маркировка взрывозащиты для серии MTL4500, MTL5500 по ГОСТ Р МЭК 60079-0-2011	[Ex ia Ga] IIC X
Степень защиты от внешних воздействий для серий MTL4500, MTL5500 по ГОСТ 14254-96 (МЭК 60529)	IP20
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	96000
Средний срок службы, лет, не менее	12
Температура окружающей среды при эксплуатации, °С:	от -20 до +60
Относительная влажность окружающей среды, %:	от 5 до 95
Габаритные размеры, не более, мм: - для серий MTL4500, MTL4600 - для серии MTL5500	 121,8 × 15,8 × 104,8 123,6 × 16,0 × 109,8
Масса, не более, г: - для серий MTL4500, MTL4600 - для серии MTL5500	 140 150

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист руководства по эксплуатации методом штемпелевания.

Комплектность средства измерений

Таблица 9 - Комплектность преобразователей измерительных MTL

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Преобразователь измерительный	MTL	1 шт.	модель в соответствии с заказом
Руководство по эксплуатации (на русском языке)	-	1 экз.	-
Методика поверки	МП 207-024-2021	1 экз.	-
По дополнительному заказу: объединительная плата (для серии MTL4500. MTL4600), DIN-рейка (для серии MTL5500), конфигурационный пакет PCS45/PCL45USB			

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 6 «Техническая информация» Руководства по эксплуатации на приборы.

Нормативные документы, устанавливающие требования к преобразователям измерительным MTL

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

ГОСТ 26.011-80 Средства измерений и автоматизации. Сигналы тока и напряжения электрические непрерывные входные и выходные.

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

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

Международный стандарт МЭК 60584-1. Термопары. Часть 1. Градуировочные таблицы.

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30.12.2019 г. № 3457 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы».

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 01.10.2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от 1×10-16 до 100 А».

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30.12.2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока».

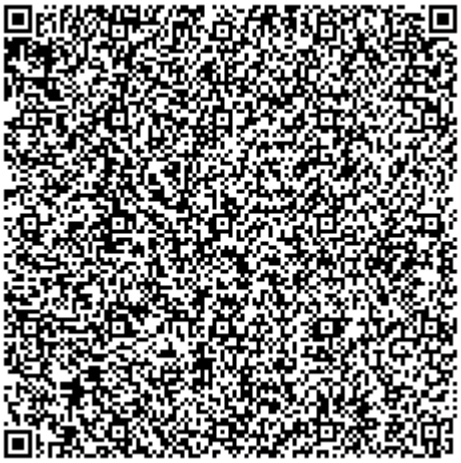
Техническая документация фирмы-изготовителя.

Изготовитель

фирма «Eaton Electric Limited», Великобритания
Адрес: Great Marlings, Butterfield, Luton, Bedfordshire LU2 8DL
Телефон: +44 (0)1582 723633
Web-сайт: www.mtl-inst.com
E-mail: enquiry@mtl-inst.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
Адрес: 119361, г.Москва, ул.Озерная, д.46
Тел./факс: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83144-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители панорамные КСВН и ослабления Р2-МВМ-75

Назначение средства измерений

Измерители панорамные КСВН и ослабления Р2-МВМ-75 (далее – измерители) предназначены для измерений коэффициентов передачи $|S_{21}|$ и отражения $|S_{11}|$ СВЧ устройств оконечного типа (двухполюсников - далее ДП) и проходного типа (четырехполюсников - далее ЧП) в прямоугольном волноводе.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей основан на разделении при помощи встроенного направленного элемента составляющих электромагнитного поля (падающей, отраженной и прошедшей через объект измерений волн) и нахождении их отношений: модуля коэффициента отражения $|S_{11}|$ (далее – КО) и модуля коэффициента передачи $|S_{21}|$ (далее – КП).

Конструктивно измеритель состоит из блока измерительного (далее – БИ) и преобразователя выносного (далее – ПВ), подключаемого к БИ при помощи кабеля СВЧ.

БИ состоит из источника СВЧ сигнала – генератора качающейся частоты (далее – ГКЧ), СВЧ измерительного тракта, блока обработки измерительной информации (далее – БОИИ), блока персонального компьютера (далее – блок ПК), ЖКИ монитора (все в едином корпусе). БИ имеет интерфейсы RS232, USB, Ethernet.

СВЧ измерительный тракт состоит из ферритового вентиля ВФ1, двух направленных ответвителей, аттенюатора. С детекторов направленных ответвителей снимаются сигналы, несущие информацию о параметрах объекта измерения. Эти сигналы усиливаются с помощью усилителей и поступают в БОИИ, который осуществляет их аналого-цифровое преобразование и передачу в блок ПК.

ПВ состоит из ферритового вентиля, детектора и усилителя. Сигнал с выхода преобразователя подается в БОИИ БИ, который осуществляет его аналого-цифровое преобразование и передачу в блок ПК.

Результаты измерений отображаются на ЖКИ мониторе блока ПК в декартовой системе координат с отсчетом значений измеряемых параметров в любой частотной точке диапазона рабочих частот измерителя с помощью маркера.

Комплект комбинированный содержит: отрезок волновода (2 шт.), нагрузку короткозамкнутую, нагрузку согласованную.

Управление работой измерителей осуществляется с клавиатуры на передней панели корпуса БИ и манипулятором «мышь» в диалоговом режиме.

БИ и ПВ защищены от несанкционированного доступа пломбированием одного из винтов на их корпусе.

Общий вид БИ приведен на рисунках 1 - 2.

Схема пломбирования БИ от несанкционированного доступа приведена на рисунке 3.

Общий вид ПВ приведен на рисунке 4.

Схема пломбирования ПВ от несанкционированного доступа приведена на рисунке 5.

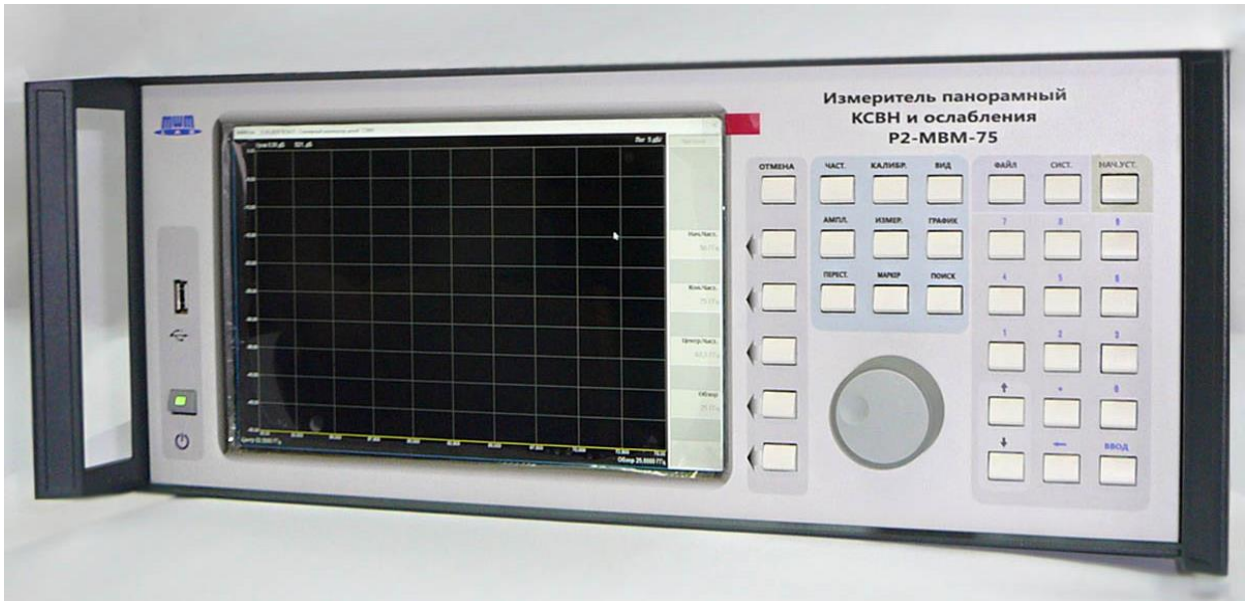


Рисунок 1 – Общий вид БИ. Передняя панель

Рисунок 2 – Общий вид БИ. Боковая панель с СВЧ входом

Рисунок 3 – Схема пломбирования БИ. Задняя панель

Рисунок 4 – Общий вид ПВ. Внешний вид

Рисунок 5 – Схема пломбирования ПВ

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) измерителя хранится в памяти БИ.

Идентификационное наименование ПО «VNA».

ПО «VNA» выполняет функции: управление работой измерителя, выбор режимов измерений и калибровки, выбор формы индикации и регистрации результатов измерений.

Влияние ПО «VNA» не приводит к выходу метрологических характеристик измерителей за пределы допускаемых значений.

Метрологически значимой частью ПО «VNA» измерителя Р2-МВМ-75 является файл «VNAWindow.exe».

Уровень защиты программного обеспечения «VNA» соответствует уровню «низкий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные (признаки) ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	VNAWindow.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.054.75
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих частот, ГГц	от 50 до 75
Размеры волноводного выхода, мм	3,759×1,880 (WR-15)
Пределы допускаемой относительной погрешности установки частоты выходного сигнала измерителя при работе от внутреннего опорного генератора (при условии калибровки не реже одного раза в год), от установленной частоты	$\pm 1 \cdot 10^{-5}$
Нестабильность частоты выходного сигнала измерителя за любой 15-минутный интервал после установления рабочего режима, от установленной частоты	$\pm 1 \cdot 10^{-6}$
Диапазон индикации КСВН	от 1,05 до 15
Диапазон измерений КСВН	от 1,05 до 5
Диапазон измерений модуля коэффициента отражения $\lvert\Gamma\rvert$ ($\lvert S_{11}\rvert$, дБ)	от 0,025 до 1 (от 0 до -32)
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений модуля коэффициента отражения $\lvert\Gamma\rvert$ (ΔS_{11}, дБ)	от $\left(10^{-\frac{(\lvert S11\rvert+\Delta S)}{20}}\right)$ до $\left(10^{-\frac{(\lvert S11\rvert-\Delta S)}{20}}\right)$ где $\Delta S_{11} = (0{,}2 + 0{,}03\ \lvert S_{11}\rvert)$
Диапазон измеряемых значений модуля коэффициента передачи $\lvert S_{21}\rvert$, дБ	от 0 до -40
Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений модуля коэффициента передачи $\lvert S_{21}\rvert$, дБ	$\pm(0{,}2 + 0{,}02\lvert S_{21}\rvert)$
КСВН волноводного СВЧ выхода БИ и КСВН входа ПВ, не более	1,3

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время готовности после включения питания, мин, не более	20
Время непрерывной работы измерителя в рабочих условиях эксплуатации при сохранении своих технических характеристик, ч, не менее	16
Характеристики сети питания переменного тока: - напряжение, В - частота, Гц	 от 207 до 253 от 40 до 51
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, ºС - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	 от 15 до 25 от 30 до 80 от 84 до 106
Потребляемая мощность, В·А, не более	100
Уровень шума, создаваемый измерителем, дБ, не более	60
Габаритные размеры, мм БИ: - длина - ширина - высота ПВ: - длина - ширина - высота	 445 315 185 63 48 35
Масса, кг, не более - БИ - ПВ	 9,0 0,1

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист документов ГЛЮИ.411228.027 ФО «Измеритель панорамный КСВН и ослабления Р2-МВМ-75. Формуляр», ГЛЮИ.411228.027 РЭ «Измеритель панорамный КСВН и ослабления Р2-МВМ-75. Руководство по эксплуатации» методом компьютерной графики и на переднюю панель корпуса БИ в виде этикетки, выполненной типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
1 Измеритель панорамный КСВН и ослабления в составе:	Р2-МВМ-75	
1.1 блок измерительный	ГЛЮИ.418143.010	1
1.2 преобразователь выносной	ГЛЮИ.434881.010	1
2 Комплект комбинированный в составе:	ГЛЮИ.305658.002	1
2.1 отрезок волновода	ГЛЮИ.468551.012	2
2.2 нагрузка согласованная	ГЛЮИ.434863.002	1
2.3 нагрузка короткозамкнутая	ГЛЮИ.434864.002	1
2.4 мера КСВН 1,4	-	1
2.5 мера КСВН 2,0	-	1
2.6 мера ФС 90	-	1
2.7 винт соединительный	ГЛЮИ.758131.001	20
2.8 кабель питания 230 В	IEC C13	1
2.9 кабель преобразователя 1,5 м	-	1
2.10 кабель преобразователя 3 м*	-	1
2.11 кабель VGA	ГЛЮИ.685623.008	1
2.12 струбцины	-	6
2.13 ключ шестигранный	-	1
2.14 крышка на СВЧ выход	-	2
2.15 коробка для комплекта комбинированного	-	1
3 Подставка	-	1
4 Беспроводные клавиатура и мышь	-	1
5 Программа управления измерителя (CD-диск)	375.ГЛЮИ.00030-01	1
6 Руководство по эксплуатации	ГЛЮИ.411228.027 РЭ	1
7 Формуляр	ГЛЮИ.411228.027 ФО	1
8 Упаковка	ГЛЮИ.321341.015	1
9 Методика поверки	ГЛЮИ.411228.027 МП	1
_____		
* поставляется по запросу заказчика		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационных документах:

- руководство по эксплуатации ГЛЮИ.411228.027 РЭ, раздел 4;
- технические условия ГЛЮИ.411228.027 ТУ, раздел 4.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к измерителям панорамным КСВН и ослабления Р2-МВМ-75

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

Приказ Росстандарта № 1621 от 31.07.2018 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

ГЛЮИ.411228.027 ТУ Измеритель панорамный КСВН и ослабления Р2-МВМ-75. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-Производственный Центр «МитиноПрибор» (ООО НПЦ «МитиноПрибор»)

ИНН 7735538800

Адрес: 124460, г. Москва, Зеленоград, проезд 4922-й, дом 4, стр. 3

Телефон: 8(499) 733-66-20

Факс: 8(499) 490-05-91

Web-сайт: www.npc-mitinopribor.ru

E-mail: info@npc-mitinopribor.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 141570, Московская область, Солнечногорский район, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Телефон (факс) +7 (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

Аттестат аккредитации 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 «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83145-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 620 ПСП «Клин» Ульяновского филиала ПАО НК «РуссНефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 620 ПСП «Клин» Ульяновского филиала ПАО НК «РуссНефть» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с применением счетчиков-расходомеров массовых. Выходные сигналы измерительных преобразователей счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), системы сбора, обработки информации и управления, и системы дренажа нефти. В указанные технологические блоки входят средства измерений, по своему функционалу участвующие в измерениях массы нефти, контроле и измерениях показателей качества нефти, контроле технологических режимов работы СИКН. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

Средства измерений из состава СИКН, участвующие в измерениях массы нефти, контроле и измерениях показателей качества нефти, приведены в таблице 1. Средства измерений могут быть заменены в процессе эксплуатации СИКН на такие же средства измерений утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Основные средства измерений, применяемые в составе СИКН

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF350 с электронными преобразователями модели 2700 (далее – СРМ)	45115-16
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01, 22257-05
Преобразователи измерительные 244 к датчикам температуры	14684-00
Преобразователи измерительные 248	28034-05
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04, 14061-15

Продолжение таблицы 1

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-01, 15642-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10, 14557-15
Преобразователи измерительные Сапфир-22 МПС	27304-05
Преобразователи давления измерительные Сапфир-22 МПС	66504-17
Комплексы измерительно-вычислительные «ИМЦ-03» (далее – ИВК)	19240-11
Установка трубопоршневая «Сапфир М» (далее – ТПУ)	23520-02

Для измерений объемного расхода нефти в БИК применяется преобразователь объемного расхода утвержденного типа.

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массового расхода и массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода;
- автоматизированные вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды, определенных в аккредитованной испытательной лаборатории за установленные интервалы времени;
- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- автоматические измерения плотности, вязкости нефти и объемной доли воды в нефти;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочего СРМ с применением контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного;
- проведение КМХ и поверки СРМ с помощью ТПУ на месте эксплуатации без нарушения процесса эксплуатации СИКН;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Установка пломб на СИКН не предусмотрена. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Заводской номер СИКН нанесен на шильдик, установленный на СИКН.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН (ИВК, автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора) обеспечивает реализацию функций СИКН. Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 2. ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях СИКН в целях утверждения типа.

Метрологические характеристики СИКН указаны с учетом влияния ПО ИВК.

Уровень защиты ПО СИКН «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО АРМ оператора «ФОРВАРД Pro»			ИВК
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	OIL_MM.EXE
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.0.0.1	4.0.0.2	4.0.0.2	352.04.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	0C7A65BD	96ED4C9B	FE1634EC

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН, включая показатели точности и физико-химические показатели измеряемой среды, приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 50 до 211*
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* – указан максимальный диапазон измерений, фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Избыточное давление нефти, МПа: - минимальное рабочее - максимальное рабочее	 0,2 2,7
Физико-химические свойства измеряемой среды:	
Температура нефти, °С	от +40 до +50
Плотность нефти при рабочих условиях, кг/м^3	от 880 до 930
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Кинематическая вязкость нефти, мм^2/с (сСт), при температуре +50 ºС, не более	50
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм^3, не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	 220±22, 380±38 50±1
Условия эксплуатации: - температура наружного воздуха, °С - температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИКН, °С - относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИКН, % - атмосферное давление, кПа	 от -40 до +45 от +10 до +40 от 45 до 85 от 84 до 106
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа
наносится в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений
Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 620 ПСП «Клин» Ульяновского филиала ПАО НК «РуссНефть», заводской № 1	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	МП 1268-14-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 620 ПСП «Клин» ОАО «Ульяновскнефть» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2019.34142).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 620 ПСП «Клин» Ульяновского филиала ПАО НК «РуссНефть»

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

Постановление Правительства РФ от 16.11.2020 г. №1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
ИНН 0278005403
Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24
Телефон (факс): +7(347)228-81-70
E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

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

ИНН 7809022120

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

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

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

E-mail: office@vniir.org

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83146-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Машины универсальные ТРМЦ Tochline

Назначение средства измерений

Машины универсальные ТРМЦ Tochline (далее по тексту – машины) предназначены для измерений силы (нагрузки) и перемещения при проведении механических испытаний образцов на растяжение и сжатие.

Описание средства измерений

Принцип действия машин основан на измерении величины силы (нагрузки), прикладываемой к испытуемому образцу, и величины линейного перемещения силового штока.

Машины состоят из основания, силовой рамы, силового гидравлического сервопривода, гидравлического привода поперечной траверсы, гидравлической насосной станции постоянного давления и цифрового контроллера с ПК. Силовая рама состоит из двух или четырёх направляющих силовых колонн, установленных на основании, верхней поперечной траверсы, перемещающейся по направляющим колоннам, силового гидравлического сервопривода, установленного на траверсе. Силовой сервопривод имеет встроенный датчик перемещения для измерения перемещения и регулировки скорости перемещения силового штока при деформации образца. Датчик силы (нагрузки) измеряет величину силы (нагрузки), прикладываемой к испытуемому образцу. Гидравлическая насосная станция постоянного давления предназначена для обеспечения работы гидравлических приводов траверсы и силового штока. Цифровой контроллер с ПК осуществляет управление работой машин и обработку результатов измерений.

Машины универсальные ТРМЦ Tochline выпускаются с двумя направляющими силовыми колоннами (наибольший предел измерений силы (нагрузки) до 300 кН включительно) и четырьмя направляющими силовыми колоннами (наибольший предел измерений силы (нагрузки) до 1000 кН включительно) в пятидесяти двух модификаций в стандартном и высокоточном исполнении, отличающихся погрешностью и диапазонами измерений, габаритными размерами и массой.

Формат буквенно-цифрового обозначения машин ТРМЦ XY-Z Tochline
X – наибольший предел измерений машины в кН;
Y – диапазон измерений силы (нагрузки): С – стандартный, Ш – расширенный;
Z – 0,5 – высокоточное исполнение, 1 – стандартное исполнение.

Обозначение машин и знак утверждения типа указывается на информационной табличке, размещаемой на машине.

Вид информационной таблички представлен на рисунке 1. Общий вид машин с указанием места нанесения знака утверждения типа представлен на рисунках 2, 3.

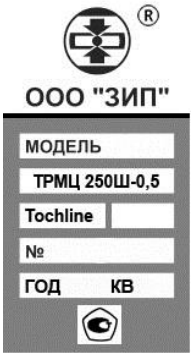


Рисунок 1 –Общий вид информационной таблички машин универсальных ТРМЦ Tochline

Рисунок 2 – Общий вид машин универсальных ТРМЦ Tochline с номинальными нагрузками до 300 кН

Рисунок 3 – Общий вид машин универсальных ТРМЦ Tochline с номинальными нагрузками до 1000 кН

Пломбирование машин универсальных ТРМЦ Tochline не предусмотрено.

Программное обеспечение

Предназначено для управления работой машины, обработки, регистрации и отображения результатов измерений и подготовки отчётов об испытаниях образцов. Программное обеспечение автономное, устанавливается на компьютер с установочного диска. Разработчиком разделение программного обеспечения на метрологически значимую и незначимую части не произведено.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Tochline ТРМЦ»
Номер версии ПО	1.0.0 и выше
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики машин универсальных ТРМЦ Tochline.

Модификация	Диапазон измерений силы (нагрузки) на сжатие, кН	Диапазон измерений силы (нагрузки) на растяжения, кН	Диапазон измерений перемещения силового штока, мм
ТРМЦ 5С-Z Tochline ТРМЦ 5Ш-Z Tochline	от 0,100 до 5,000 от 0,025 до 5,000	от 0,100 до 5,000 от 0,025 до 5,000	от 0,5 до 50,0
ТРМЦ 10С-Z Tochline ТРМЦ 10Ш-Z Tochline	от 0,20 до 10,00 от 0,05 до 10,00	от 0,20 до 10,00 от 0,05 до 10,00	
ТРМЦ 15С-Z Tochline ТРМЦ 15Ш-Z Tochline	от 0,300 до 15,000 от 0,075 до 15,000	от 0,300 до 15,000 от 0,075 до 15,000	
ТРМЦ 20С-Z Tochline ТРМЦ 20Ш-Z Tochline	от 0,4 до 20,0 от 0,1 до 20,0	от 0,4 до 20,0 от 0,1 до 20,0	
ТРМЦ 25С-Z Tochline ТРМЦ 25Ш-Z Tochline	от 0,500 до 25,000 от 0,125 до 25,000	от 0,500 до 25,000 от 0,125 до 25,000	
ТРМЦ 30С-Z Tochline ТРМЦ 30Ш-Z Tochline	от 0,60 до 30,00 от 0,15 до 30,00	от 0,60 до 30,00 от 0,15 до 30,00	
ТРМЦ 50С-Z Tochline ТРМЦ 50Ш-Z Tochline	от 1,00 до 50,00 от 0,25 до 50,00	от 1,00 до 50,00 от 0,25 до 50,00	
ТРМЦ 100С-Z Tochline ТРМЦ 100Ш-Z Tochline	от 2,0 до 100,0 от 0,5до 100,0	от 2,0 до 100,0 от 0,5до 100,0	
ТРМЦ 250С-Z Tochline ТРМЦ 250Ш-Z Tochline	от 5,00 до 250,00 от 1, 25 до 250,00	от 5,00 до 250,00 от 1, 25 до 250,00	
ТРМЦ 300С-Z Tochline ТРМЦ 300Ш-Z Tochline	от 6,0 до 300,0 от 1,5 до 300,0	от 6,0 до 300,0 от 1,5 до 300,0	
ТРМЦ 500С-Z Tochline ТРМЦ 500Ш-Z Tochline	от 10,0 до 500,0 от 2,5 до 500,0	от 10,0 до 500,0 от 2,5 до 500,0	
ТРМЦ 750С-Z Tochline ТРМЦ 750Ш-Z Tochline	от 15,00 до 750,00 от 3,75 до 750,00	от 15,00 до 750,00 от 3,75 до 750,00	
ТРМЦ 1000С-Z Tochline ТРМЦ 1000Ш-Z Tochline	от 20 до 1000 от 5 до 1000	от 20 до 1000 от 5 до 1000	

Таблица 3 – Метрологические характеристики машин универсальных ТРМЦ Tochline.

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы (нагрузки), %: - для стандартного исполнения - для высокоточного исполнения	 ±1 ±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений перемещения силового штока в диапазоне от 0,5 мм до 5,0 мм включительно, мм	±0,025
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений перемещения силового штока свыше 5 мм до 50 мм, %	±0,5

Таблица 4 – Технические характеристики машин универсальных ТРМЦ Tochline

Наименование характеристики	Модификация / Значение		
	ТРМЦ 5Y-Z Tochline, ТРМЦ 10Y-Z Tochline, ТРМЦ 15Y-Z Tochline, ТРМЦ 20Y-Z Tochline, ТРМЦ 25Y-Z Tochline, ТРМЦ 30Y-Z Tochline	ТРМЦ 50Y-Z Tochline, ТРМЦ 100Y-Z Tochline, ТРМЦ 250Y-Z Tochline, ТРМЦ 300Y-Z Tochline	ТРМЦ 500Y-Z Tochline, ТРМЦ 750Y-Z Tochline, ТРМЦ 1000Y-Z Tochline
Диапазон задания скорости перемещения силового штока без нагрузки, мм/мин	от 1 до 100		
Габаритные размеры, мм, не более* - длина - ширина - высота	 600 800 1700	 1000 1150 3500	 1000 1300 4000
Масса, кг, не более	500	2000	4000
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 357 до 394 50		
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от +15 до +35 80		
* - указанные характеристики относятся к базовым исполнениям и могут быть изменены по заказу потребителя			

Знак утверждения типа
знак утверждения типа наносится на информационной табличке, размещаемый на машине и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Машина универсальная ТРМЦ Tochline в составе: - рама; - насосная станция; - цифровой контроллер	(модификация по заказу)	1 шт.
CD диск или USB-флеш-накопитель с программным обеспечением	«Tochline ТРМЦ»	1 шт.
Персональный компьютер		1 шт.
Руководство по эксплуатации	«Машины универсальные ТРМЦ Tochline. Руководство по эксплуатации»	1 экз.
Паспорт	«Машина универсальная ТРМЦ Tochline. Паспорт»	1 экз.
Описание программного обеспечения		1 экз.
Методика поверки	МП ТИнТ 262-2020 «ГСИ. Машины универсальные ТРМЦ Tochline. Методика поверки»	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Машины универсальные ТРМЦ Tochline. Руководство по эксплуатации», раздел 8 «Порядок работы»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к машинам универсальным ТРМЦ Tochline

ГПС для средств измерений силы (утверждённая приказом Росстандарта от 22 октября 2019 №2498);

Технические условия ТУ 26.51.62-166-69363963-19 «Машины универсальные ТРМЦ Tochline».

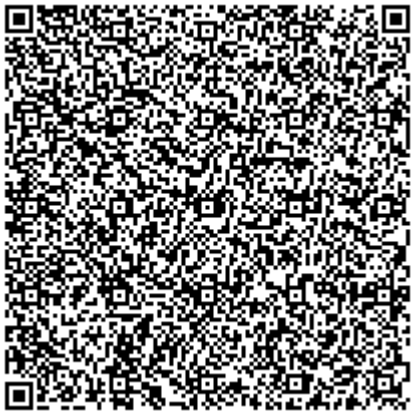
Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Завод испытательных приборов»
(ООО «ЗИП»),
ИНН 3702649056
Адрес: 153009, Россия, г. Иваново, ул. Лежневская, 183
Телефон (факс): +7 (4932) 23-2944
E-mail: info@ziptest.ru.

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ТестИнТех» (ООО «ТестИнТех»)
Адрес: 123308, Москва, ул. Мневники, д. 1
Тел.: +7 (499) 944-40-40
Web-сайт: http://testinteh.ru

Аттестат аккредитации ООО «ТестИнТех» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312099 от 27.02.2017.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83147-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Дефектоскопы ультразвуковые SONOSCREEN ST10

Назначение средства измерений

Дефектоскопы ультразвуковые SONOSCREEN ST10 (далее – дефектоскопы) предназначены для измерения координат, глубины залегания и размеров дефектов при контроле сварных соединений, готовых изделий, полуфабрикатов, а также измерения толщины изделия.

Описание средства измерений

Принцип действия дефектоскопов основан на способности ультразвуковых колебаний распространяться в контролируемых изделиях и отражаться от внутренних дефектов и граней изделий. Принятый сигнал усиливается, после чего преобразуется в цифровую форму, обрабатывается микропроцессором и в графическом и цифровом виде отображается на дисплее электронного блока.

Конструктивно дефектоскопы выполнены в виде электронного блока с дисплеем и клавиатурой. К электронному блоку подсоединяется пьезоэлектрический преобразователь с кабелем. Электронный блок выполнен в жестком алюминиевом корпусе, который предохраняет внутренние элементы дефектоскопа от внешних воздействий.

К дефектоскопу подключаются пьезоэлектрические преобразователи производства SONOTEC GmbH следующих модификаций: PS2i, TS2i, TS5i, TXS7.5i, PXS10i, TS2, TL2, TS4, TL4, TS5, TS5P, TS5H, TXS7.5, PL1, PS2, PL2, PS4, PL4, HS4, PXS10, PXS15, WS 45-2, WS 60-2, WS 70-2, WS 45-4, WS 60-4, WS 70-4, WM 45-2, WM 60-2, WM 70-2, WL 45-2, WL 60-2, WL 70-2, QSC 2.25, QMC 2.25, QLC 2.25, QSC 5, QMC 5, QLC 5, RSC 2.25, RMC 2.25, RLC 2.25, SW 2-11, IK-1-20, IK-2-20, IK-5-10, IK-5-6, IK-10-6.

На передней панели корпуса электронного блока дефектоскопа расположены цветной дисплей, функциональные кнопки, кнопка включения, индикаторы питания и устройства, два разъёма для подключения совмещенных и раздельно-совмещенных преобразователей, герметичный отсек с двумя USB-портами. Настройка параметров дефектоскопа производится с помощью боковых вращающихся ручек и функциональных кнопок.

Заводской номер дефектоскопов указывается на задней части корпуса электронного блока.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид дефектоскопов ультразвуковых SONOSCREEN ST10 представлен на рисунке 1. Общий вид маркировки представлен на рисунке 2.

Рисунок 1 - Общий вид дефектоскопов ультразвуковых SONOSCREEN ST10

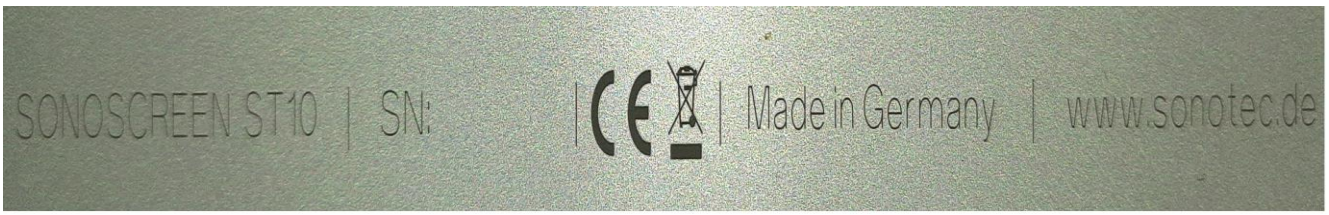


Рисунок 2 - Общий вид маркировки

В процессе эксплуатации дефектоскопы не предусматривают внешних механических и электронных регулировок. Пломбирование дефектоскопов не предусмотрено, ограничение доступа к узлам обеспечено конструкцией крепёжных винтов, снятие которых возможно только при наличии специальных ключей.

Программное обеспечение

Для настройки параметров измерения, а также отображения и хранения результатов контроля в дефектоскопах применяется метрологически значимое программное обеспечение «SONOSCREEN ST 10».

Уровень защиты программного обеспечения дефектоскопов соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные программного обеспечения представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SONOSCREEN ST 10
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.2.0

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристик	Значение
Диапазон измерений толщины изделия, глубины и координат залегания дефектов (для стали), мм	от 2 до 6 900
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений толщины изделия, глубины и координат залегания дефектов (для стали), %	±2

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристик	Значение
Параметры электрического питания от внешнего сетевого адаптера: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	 от 100 до 240 от 50 до 60
Параметры электрического питания от встроенного Li-ion аккумулятора: - напряжение постоянного тока, В	 3,7
Рабочий диапазон температур, °С	от –20 до +60
Габаритные размеры электронного блока, (длина × ширина × высота), мм, не более	310×77×206
Масса без пьезоэлектрического преобразователя, кг, не более	3,2

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Дефектоскоп ультразвуковой SONOSCREEN ST10	-	1 шт.
ПЭП фирмы «SONOTEC», Германия	-	от 1 шт.
Кабель подключения ПЭП	-	от 1 шт.
USB флэш-накопитель	-	1 шт.
Блок питания с зарядным устройством	-	1 шт.
Аккумуляторная батарея	-	1 шт.
Контактная жидкость в ёмкости 100 мл	-	1 шт.
Транспортировочный чемодан	-	1 шт.
Кабель питания	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	МП АПМ 91-20	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделах 6, 7, 8 «Дефектоскопы ультразвуковые SONOSCREEN ST10. Руководство по эксплуатации»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к дефектоскопам ультразвуковым SONOSCREEN ST10

Техническая документация «SONOTEC GmbH», Германия.

Изготовитель

SONOTEC GmbH, Германия
Адрес: 06112 Halle (Saale), Nauendorfer Straße 2, Germany
Тел.: ++49 (0)345 / 133 17-0, Факс: +49 (0)345 / 133 17-99
E-mail: sonotec@sonotec.de

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автопрогресс-М»
(ООО «Автопрогресс-М»)
Адрес: 125167, г. Москва, ул. Викторенко, д. 16, стр. 1
Тел.: +7 (495) 120-0350, факс: +7 (495) 120-0350 доб. 0
E-mail: info@autoprogress-m.ru

Аттестат аккредитации ООО «Автопрогресс-М» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311195.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83148-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики тепла RHCS-15

Назначение средства измерений

Счетчики тепла RHCS-15 (далее – теплосчетчики) предназначены для измерений объемного расхода (объема), температуры, разности температур теплоносителя, измерений текущего времени в автономном режиме в закрытых системах тепло- и водоснабжения, вычисления количества тепловой энергии и отображения тепловой мощности.

Описание средства измерений

Принцип действия теплосчетчиков состоит в измерении первичными преобразователями объема, температуры, разности температур, последующей обработке информации по заданному алгоритму и преобразовании полученных аналоговых сигналов в цифровые, обработке полученной информации с последующим вычислением объемного расхода, количества тепловой энергии и отображением тепловой мощности, а также измерений текущего времени в автономном режиме.

Конструктивно теплосчетчики состоят из одного датчика объемного расхода, двух пар термопреобразователей сопротивления, а также вычислителя.

Датчик объемного расхода теплосчетчиков может устанавливаться на подающий или обратный трубопровод при установке в закрытых системах теплоснабжения.

На индикаторном устройстве вычислителя отображаются следующие параметры:

- количество тепловой энергии, Гкал (кВт·ч; ГДж);
- тепловая мощность, Гкал/ч (кВт);
- объемный расход теплоносителя в подающем или обратном трубопроводе, $м^3/ч$;
- объем теплоносителя в подающем или обратном трубопроводе, $м^3$;
- температура теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах, °С;
- разность температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах, °С;
- текущее время, ч;
- текущая дата.

Емкость архива теплосчетчиков не менее: часового – 60 суток, суточного – 6 месяцев, месячного – 38 месяцев.

В архиве энергонезависимой памяти теплосчетчиков хранятся результаты измерений, диагностическая информация и накапливаются следующие интервалы времени:

- время штатной работы теплосчетчиков, ч;
- время действий нештатных ситуаций, ч.

Теплосчетчики выпускаются в модификациях, отличающихся интерфейсом связи.

Теплосчетчики обеспечивают дистанционную передачу данных через интерфейс связи RS-485 и (или) через канал беспроводной связи (радиоканал) посредством встроенного радиомодуля в нелицензируемом диапазоне частот.

Структура условного обозначения модификаций теплосчетчиков:

RHCS-15/X_1

RHCS – обозначение теплосчетчиков.

15 – обозначение номинального диаметра условного прохода ($Д_у$) 15 мм.

X_1 – индекс, обозначающий интерфейс связи, имеющийся в теплосчетчике. Данный индекс принимает следующие значения:

- W (RS-485) – наличие интерфейса связи RS-485;
- RF (868 МГц) – наличие беспроводного интерфейса связи радиомодуля, использующего сети с частотой 868 МГц.

Заводской номер наносится на лицевую панель теплосчетчика любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид теплосчетчиков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки) представлен на рисунке 1. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба с нанесением знака поверки.

Рисунок 1 - Общий вид теплосчетчиков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки)

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) теплосчетчиков состоит из встроенного и внешнего ПО.

Встроенное ПО устанавливается в интегрированной памяти при изготовлении. Встроенное ПО теплосчетчиков предназначено для измерений температуры, разности температур, объёма теплоносителя, текущего времени, вычислений объемного расхода теплоносителя, количества тепловой энергии, отображении тепловой мощности, архивирования и передачи измеренных и вычисленных параметров теплоснабжения через выходные сигналы.

Встроенное ПО является метрологически значимым.

Метрологические характеристики теплосчетчиков нормированы с учетом влияния встроенного ПО.

Внешнее ПО предназначено для отображения параметров теплосчетчиков, диспетчеризации и мониторинга потребляемых ресурсов. Для теплосчетчиков модификации RHCS-15/RF (868 МГц) используется внешнее ПО IOT Rubetek, для теплосчетчиков модификации RHCS-15/W (RS-485) – внешнее ПО MBSheet.

Конструкция теплосчетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

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

Идентификационные данные встроенного ПО теплосчетчиков приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	u
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	A.0.0A*
Цифровой идентификатор ПО	-
* буквенные символы в номере версии ПО могут принимать значения от A до Z. За числовой эквивалент буквенных символов принимается порядковый номер букв в алфавите.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диаметр условного прохода $Д_у$, мм	15
Нижний предел измерений объемного расхода $G_н$, $м^3/ч$	0,012
Верхний предел измерений объемного расхода $G_в$, $м^3/ч$	1,2
Порог чувствительности, $м^3/ч$	0,003
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) теплоносителя класса 2 по ГОСТ Р 51649-2014, %	$\pm(2+0{,}02\cdot G_в/G^{1)})$
Диапазон измерений температуры теплоносителя, °С	от +4 до +95
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры теплоносителя, °С	$\pm(0{,}6+0{,}004\cdot t^{2)})$
Наименьший предел измерений разности температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах $\Delta t_н$, °С	3
Наибольший предел измерений разности температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах $\Delta t_в$, °С	90
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах, %	$\pm(0{,}5+3\cdot\Delta t_н/\Delta t^{3)})$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тепловой энергии теплосчетчика для класса 2 по ГОСТ Р 51649-2014, %	$\pm(3+4\cdot\Delta t_н/\Delta t+0{,}02\cdot G_в/G)$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений текущего времени в автономном режиме, %	±0,05
[1] G – измеренное значение объемного расхода теплоносителя, $м^3/ч$. [2] t – измеренное значение температуры прямого или обратного потоков теплоносителя, ºС. [3] Δt – измеренное значение разности температур, ºС.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Коммуникационный протокол выходного цифрового сигнала для теплосчетчиков модификации RHCS-15/W (RS-485)	M-Bus
Коммуникационный протокол выходного цифрового сигнала для теплосчетчиков модификации RHCS-15/RF (868 МГц)	RTH
Емкость индикаторного устройства	9999999,9
Максимальное рабочее давление, МПа	1,6
Потеря давления при постоянном расходе $G_в$, МПа, не более	0,025
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой, по ГОСТ 14254-2015	IP67
Напряжение питания постоянного тока, В: – от стационарного источника питания постоянного тока – от встроенного элемента питания постоянного тока	 от 21,6 до 26,4 3,6
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	110×80×96
Масса, кг, не более	0,75
Рабочие условия измерений вычислителя: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха при температуре окружающей среды +35 °С, %, не более	 от +5 до +55 95
Средняя наработка на отказ, ч	104000
Средний срок службы, лет	12

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом и на лицевую панель теплосчетчика любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик тепла RHCS-15	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 1 «Назначение и краткое описание» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к счетчикам тепла RHCS-15
ГОСТ Р 51649-2014 «Теплосчетчики для водяных систем теплоснабжения. Общие технические условия»

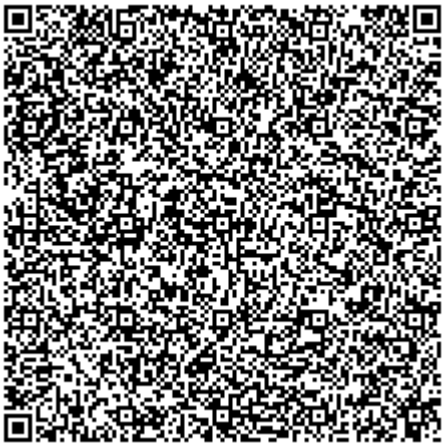
Изготовитель
Общество с ограниченной ответственностью «ЗАВОД ПРИБОРОВ» (ООО «ЗАВОД ПРИБОРОВ»)
ИНН 5753072099
Адрес деятельности: 302020, Орловская обл., г. Орел, Ипподромный переулок, д. 9, пом. 24
Место нахождения и адрес юридического лица: 302020, Орловская обл., г. Орёл, Ипподромный переулок, д. 9, пом. 24

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117546, г. Москва, Харьковский проезд, д.2, этаж 2, пом. I, ком. 35,36

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83150-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «ЛМЗ им. К. Либкнехта»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «ЛМЗ им. К. Либкнехта» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

– выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;

– привязку результатов измерений к шкале времени UTC(SU);

– ведение журналов событий с данными о состоянии объектов измерений и средств измерений;

– периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений и журналов событий;

– хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных в течение 3,5 лет;

– обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;

– разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей;

– подготовка данных в виде электронного документа XML для их передачи по электронной почте внешним организациям;

– предоставление контрольного доступа к результатам измерений, и журналам событий по запросу со стороны внешних систем;

– обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;

– диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

– ведение системы единого времени (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает два уровня:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий 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 (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Е-ресурс» ES.02».

ИИК ТИ, ИВК, устройства коммуникации и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Результаты вычислений сохраняются в регистрах памяти счетчика с привязкой к шкале времени UTC(SU). Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти события, такие как коррекция часов счетчиков, включение и выключение счетчиков, включение и выключение резервного питания счетчиков, открытие и закрытие защитной крышки и другие. События сохраняются в журнале событий также с привязкой к шкале времени UTC(SU).

ИВК выполнен на базе комплекса программно-технического «Е-ресурс» ES.02 и включает в себя:

- сервер баз данных;
- автоматизированные рабочие места (АРМ).

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК ТИ и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков со всех ИИК ТИ;
- ведение журнала событий ИВК;
- синхронизацию времени в сервере баз данных и передачу шкалы времени на уровень ИИК ТИ;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в форматах 80020, 80030 заверенных электронно-цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

– посредством интерфейса RS-485 и модемов GSM/GPRS для передачи данных от счетчиков до уровня ИВК;

– посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;

– посредством глобальной сети передачи данных Интернет для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (основной канал);

– посредством радиоканала стандарта GSM/GPRS для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), действующая следующим образом. ИВК получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от устройства синхронизации времени УСВ-3 (рег. №64242-16). При каждом опросе счетчиков ИВК определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает по абсолютной величине 2 с, то формирует команду синхронизации. Счетчики в составе АИИС КУЭ допускают синхронизацию времени не чаще 1 раза в сутки. Журналы событий счетчиков и ИВК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

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

Программное обеспечение

В ИВК АИИС КУЭ используется программное обеспечение из состава комплекса программно-технического «Е-ресурс» ES.02. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ПО «Е-ресурс» ES.02
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Не ниже 1.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	Вычисляется контролирующей утилитой, указывается в формуляре ПТК «Е-ресурс» ES.02
Идентификационное наименование программного обеспечения	контролирующая утилита echeck
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Не присвоен
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	ee52391ad32ba71f32191bb073829f15

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	РП-7099 6 кВ, РУ-6 кВ, СР-III	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 22192-07	3НОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000√3/100√3 Рег. № 3344-08	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	ПТК «Е-ресурс» ES.02 Рег. № 53447-13 УСВ-3 рег. №64242-16
2	РП-7099 6 кВ, РУ-6 кВ, СР-V	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 1261-08	3НОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000√3/100√3 Рег. № 3344-08	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	
3	РП-7048 6 кВ, РУ-6кВ, яч. 15	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 22192-07	3НОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000√3/100√3 Рег. № 3344-08	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	РП-7048 6 кВ, РУ-6кВ, яч. 4	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 22192-07	3НОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000√3/100√3 Рег. № 3344-08	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	ПТК «Е-ресурс» ES.02 Рег. № 53447-13 УСВ-3 рег. №64242-16
5	РП-7098 6 кВ, РУ-6 кВ, между яч. 5 и яч. 6	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 1261-08	3НОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000√3/100√3 Рег. № 3344-08	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	

Примечания:
1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2,при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2. Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.
3. Допускается изменения наименований ИК без изменения технологического объекта, на котором производятся измерения, а также уменьшение числа ИК.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \le I_{изм} < I_5$		$I_5 \le I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \le I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \le I_{изм} \le I_{120}$	
		δ_{Wo}^{A} %	δ_{Wo}^{P} %	δ_{Wo}^{A} %	δ_{Wo}^{P} %	δ_{Wo}^{A} %	δ_{Wo}^{P} %	δ_{Wo}^{A} %	δ_{Wo}^{P} %
1, 2, 3, 4, 5	0,50	±4,9	±2,7	±3,1	±2,1	±2,3	±1,5	±2,3	±1,5
	0,80	±2,7	±4,1	±1,9	±2,9	±1,4	±2,1	±1,4	±2,1
	0,87	±2,4	±5,0	±1,8	±3,3	±1,2	±2,4	±1,2	±2,4
	1,00	±1,9	-	±1,2	-	±1,0	-	±1,0	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

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

Примечания к таблицам 3 и 4:

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

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;
I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;
I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;
I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;
$I_{изм}$ –силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;
δ_{Wo}^{A} – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности Р=0,95 при измерении активной электрической энергии;
δ_{Wo}^{P} – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности Р=0,95 при измерении реактивной электрической энергии;
δ_{W}^{A} – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности Р=0,95 при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;
δ_{W}^{P} – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности Р=0,95 при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

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

Знак утверждения типа
наносится типографским способом на титульный лист формуляра АИИС.170-20-21/15062021-ТРП-АЭ.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «ЛМЗ им. К. Либкнехта». Формуляр».

Комплектность средства измерений
Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	9
Трансформаторы напряжения	3НОЛ.06	15
Счетчики	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G	5
ИВК	«Е-ресурс» ES.02.	1
СОЕВ	УСВ-3	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО "ЛМЗ им. К. Либкнехта". Формуляр	АИИС.170-20-21/15062021-ТРП-АЭ.ФО	1
Государственная система обеспечения единства измерений. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО "ЛМЗ им. К. Либкнехта". Методика поверки	МП-371-RA.RU.310556-2021	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «ЛМЗ им. К. Либкнехта», аттестованном Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «ЛМЗ им. К. Либкнехта»
ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель
Общество с ограниченной ответственностью «Энергетическая компания «СТИ»
(ООО «ЭК «СТИ»)
ИНН 7839041402
Адрес: 190005, Санкт-Петербург, Троицкий проспект, д. 12 лит. А, пом 4 «Н»
Телефон (факс): +7 (812) 251-13-73 / 251-32-58
E-mail: info@ek-sti.ru

Испытательный центр

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

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

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

E-mail: director@sniim.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83151-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов (модуль УУН-2) ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов (модуль УУН-2) ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» (далее – СИКНП) предназначена для измерений массы нефтепродуктов при проведении учетных операций между ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» и АО «Транснефть – Верхняя Волга».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНП основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от счетчиков-расходомеров массовых (далее – СРМ), преобразователей давления и температуры.

СИКНП состоит из блока измерительных линий, включающего три измерительные линии, и СОИ.

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКНП, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИ СИКНП

Наименование	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	Количество
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (модель CMF400 с преобразователем 2700)	13425-01	3
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99	3
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01	2
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	22257-11	1
Преобразователи измерительные 644	14683-04	2
Преобразователь измерительный 644	14683-09	1
Контроллеры измерительные ROC/FloBoss модели FloBoss S600	14661-02	2

СИКНП обеспечивает выполнение следующих функций:

– измерение массы нефтепродуктов в рабочих диапазонах расхода, температуры и давления;

– измерение температуры и давления нефтепродуктов;

– ручной отбор проб нефтепродуктов согласно ГОСТ 2517–2012;

– поверка и контроль метрологических характеристик СРМ по поверочной установке в автоматическом режиме;

– формирование отчетов, которые распечатываются на принтере в автоматическом или ручном режимах.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства СИ, входящие в состав СИКНП, снабжены средствами защиты (пломбирование) в соответствии с описаниями типов данных СИ, технической документации и МИ 3002–2006. Пломбирование СИКНП не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНП.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНП обеспечивает реализацию функций СИКНП и состоит из ПО контроллеров измерительных ROC/FloBoss модели FloBoss S600 (далее – контроллеры).

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	VxWorks
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 04.16o
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтепродуктов (по каждой измерительной линии), т/ч	от 50 до 400
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %	±0,25
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА, %	±0,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений импульсного сигнала, импульс на 10000 импульсов	±1

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефтепродукты
Температура нефтепродуктов, °С	от -30 до +50
Избыточное давление нефтепродуктов, МПа	от 0,2 до 0,7
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	 220^{+22}_{-33}, 380^{+38}_{-57} 50±1
Условия эксплуатации СИКНП: – температура окружающего воздуха в местах установки первичных измерительных преобразователей СИКНП, °С – температура окружающего воздуха в месте установки СОИ СИКНП, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	 от -30 до +40 от +15 до +30 от 5 до 90, без конденсации влаги от 84,0 до 106,7

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

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов (модуль УУН-2) ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», заводской № УУН-2	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	МП 2106/1-311229-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов (модуль УУН-2) ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1806/2–55–311459–2021.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефтепродуктов (модуль УУН-2) ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»

Приказ Росстандарта № 256 от 7 февраля 2018 года «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»

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» (ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»)

ИНН 5250043567

Адрес: 607650, Российская Федерация, Нижегородская область, Кстовский район, город Кстово, шоссе Центральное (Промышленный район), дом 9

Телефон: (831) 455-34-22

Испытательный центр

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

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

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

Web-сайт: http://www.ooostp.ru

E-mail: office@ooostp.ru

Регистрационный номер ООО ЦМ «СТП» в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83152-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) розничных потребителей на объектах ПАО «ТГК-2» в г. Ярославле

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) розничных потребителей на объектах ПАО «ТГК-2» в г. Ярославле (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (сервер БД), устройство синхронизации времени, программное обеспечение (ПО), автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

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 входы ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения, хранение измерительной информации и передача измерительной информации, а также отображение информации на АРМах.

Передача информации коммерческому оператору оптового рынка электрической энергии и мощности (АО «АТС»), в региональное подразделение АО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям осуществляется с уровня ИВК по электронной почте с помощью сети Internet в виде файла формата XML.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ включает в себя устройство синхронизации времени УСВ-3, встроенные часы сервера БД и счетчиков электрической энергии. Устройство синхронизации времени УСВ-3 осуществляет прием и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системой ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер БД получает сигналы точного времени от устройства синхронизации времени УСВ-3. Корректировка времени часов сервера БД осуществляется при расхождении часов сервера БД и УСВ-3 на ±2 с.

Сличение времени часов счетчиков АИИС КУЭ с временем часов сервера БД происходит при каждом опросе, но не реже 1 раза в 30 минут. Корректировка времени встроенных часов счетчика осуществляется автоматически один раз в сутки, при расхождении времени часов счетчиков с временем часов сервера БД более ±2 с.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО ac_metrology.dll	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» 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 2 - 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер
1	2	3	4	5	6
1	Ляпинская БМК, ТП 35/0,4 РУ-35 кВ, ввод №1	ТОЛ-35 III Кт 0,2S Ктт 75/5 ф. А, ф. В Рег. № 47959-11 ф. С Рег. № 47959-16	ЗНОМ-35 У1 Кт 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 51200-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кт 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ VMware vSphere High Availability
2	Ляпинская БМК, ТП 35/0,4 РУ-35 кВ, ввод №2	ТОЛ-35 III Кт 0,2S Ктт 75/5 ф. А Рег. № 47959-16 ф. В, ф. С Рег. № 47959-11	ЗНОМ-35 У1 Кт 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 51200-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кт 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
3	Ляпинская БМК, ТП 35/0,4 РУ-0,4 кВ, ввод №1	ТСН-12 Кт 0,2S Ктт 4000/5 Рег. № 26100-03	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кт 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
4	Ляпинская БМК, ТП 35/0,4 РУ-0,4 кВ, ввод №2	ТСН-12 Кт 0,2S Ктт 4000/5 Рег. № 26100-03	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кт 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
5	ПС Тенино, КРУН-6 кВ, яч.1-1 ввод Т-1	ТЛМ-10 Кт 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кт 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
6	ПС Тенино, КРУН-6 кВ, яч.2-1 ввод Т-2	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кт = 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ПС Тенино, сборка АВР ТСН	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 9504-84	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кт = 0,5S/0,1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Зав. № 0477/ VMware vSphere High Availability
8	ПС Тенино, КРУН-6 кВ яч. 1-3	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 261-70	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
9	ПС Тенино, КРУН-6 кВ, яч. 2-4	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 51623-12	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 261-70	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
10	ПС Тенино, КРУН-6 кВ, яч. 1-0 (КЛ-1)	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 261-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
11	ПС Тенино, КРУН-6 кВ, яч. 2-5 (КЛ-2)	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 261-70	СЭТ-4ТМ.03М Кт 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
12	ПС Тенино, КРУН-6 кВ, яч. 1-5 (КЛ-3)	ТПОЛ-10 Кт 0,5 Ктт 1000/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 261-70	СЭТ-4ТМ.03М Кт 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
13	ПС Тенино, КРУН-6 кВ, яч. 2-0 (КЛ-4)	ТЛМ-10 Кт 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 261-70	СЭТ-4ТМ.03М Кт 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	НС 1-3, РУ-6 кВ, яч. 1 ввод №1	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16 VMware vSphere High Availability
15	НС 1-3, РУ-6 кВ, яч. 12 ввод №2	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ART-00 P Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
16	НС 1-3, ввод 0,4 кВ ТСН-1	-	-	Меркурий 234 ART-02 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	
17	НС 1-3, ввод 0,4 кВ ТСН-2	-	-	Меркурий 234 ART-02 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
18	НС 3-3, РУ-6 кВ, яч. 9 ввод №1	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ART-00P Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
19	НС 3-3, РУ-6 кВ, яч. 10 ввод №2	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ART-00P Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
20	НС 3-3, ввод 0,4 кВ ТСН-1	-	-	Меркурий 234 ART-02 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21	НС 3-3, ввод 0,4 кВ ТСН-2	-	-	Меркурий 234 ART-02 PR 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16 VMware vSphere High Availability
22	НС 4-3, РУ-6 кВ, яч. 11 ввод №1	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49	Меркурий 234 ART-00P Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
23	НС 4-3, РУ-6 кВ, яч. 10 ввод №2	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49	Меркурий 234 ART-00P Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
24	НС 5-3, РУ-6 кВ, яч. 7 ввод №1	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49	Меркурий 234 ART-00P Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
25	НС 5-3, РУ-6 кВ, яч. 14 ввод №2	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5 Ктт 500/5 Рег. № 58720-14	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49	Меркурий 234 ART-00P Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

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 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.

3 Допускается замена УССВ 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 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1, 2	Активная	1,2	5,6
	Реактивная	2,5	3,1
3, 4	Активная	0,5	1,9
	Реактивная	0,9	2,0
5,6,10 – 14, 22 – 25	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
7	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	4,2
8, 9, 15, 18, 19	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
16, 17, 20, 21	Активная	0,6	1,9
	Реактивная	1,1	2,3
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 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 99 до 101
- ток, % от $I_{ном}$	от 100 до 120
- коэффициент мощности	0,87
- температура окружающей среды, °С	от +21 до +25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- ток, % от $I_{ном}$	от 1(2) до 120
- коэффициент мощности	от $0,5_{инд.}$ до $0,8_{емк.}$
температура окружающей среды, °С	
- для ТТ и ТН	от +10 до +25
- для электросчетчиков	от -40 до +60
- для УССВ	от 0 до +40

Продолжение таблицы 4

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Электросчетчики СЭТ-4ТМ.02М	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Электросчетчики СЭТ-4ТМ.02:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Электросчетчики Меркурий 234:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	320000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
УССВ:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	24
ИВК:	
- коэффициент готовности, не менее	0,99
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИВК:	
- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и сервера фиксируются факты:
  - попытка несанкционированного доступа;
  - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
  - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
  - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
  - перерывы питания

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

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

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационной документации типографическим способом.

Комплектность средства измерений
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Коли-чество
Трансформаторы тока	ТОЛ-35 III	6 шт.
Трансформаторы тока	ТСН-12	6 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66 У3	3 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	14 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35 У1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	8 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	9 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Меркурий 234	13 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер	VMware vSphere High Availability	1 шт.
Методика поверки	МП-312235-148-2021	1 экз.
Формуляр	ГДАР.411711.004 ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) розничных потребителей на объектах ПАО «ТГК-2» в г. Ярославле.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) розничных потребителей на объектах ПАО «ТГК-2» в г. Ярославле

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 «Территориальная генерирующая компания №2» (ПАО «ТГК-2»)
ИНН 7606053324
Адрес: 150003, г. Ярославль, ул. Пятницкая, д. 6
Телефон: +7 (4852) 79-70-86
E-mail: energy@tgc-2.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН7444052356
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 23
Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, 2
Телефон: +7 (351) 958-02-68
E-mail: encomplex@yandex.ru
Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83153-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» Холм-Жирковское ЛПУ МГ КС-2 «Холм-Жирковская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» Холм-Жирковское ЛПУ МГ КС-2 «Холм-Жирковская» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

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

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

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

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

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

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

– периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;

– автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;

– хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;

– автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;

– перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;

– формирование отчетных документов;

– ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;

– конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;

– сбор и хранение журналов событий счетчиков;

– ведение журнала событий ИВК;

– синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;

– аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;

– самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

– дистанционный доступ к компонентам АИИС

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

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

- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;

- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;

- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

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

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

– посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до ИВК;

– посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от уровня ИИК до уровня ИВК;

– посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;

– посредством наземного канала связи E1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (основной канал);

– посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени утвержденного типа ССВ-1Г. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ±2 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД ±2 с.

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

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

Программное обеспечение

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

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220 кВ Компрессорная, ЗРУ-1 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.1	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 1500/5 Рег. № 30709-08	НТМИ-10- 66У3 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 220 кВ Компрессорная, ЗРУ-1 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.4	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 1500/5 Рег. № 30709-08	НТМИ-10- 66У3 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
3	ПС 220 кВ Компрессорная, ЗРУ-1 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.37	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 1500/5 Рег. № 30709-08	НТМИ-10- 66У3 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
4	ПС 220 кВ Компрессорная, ЗРУ-1 10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.40	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 1500/5 Рег. № 30709-08	НТМИ-10- 66У3 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
5	ПС 220 кВ Компрессорная, ЗРУ-2 10 кВ, 5 СШ 10 кВ, яч.45	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10- 66У3 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
6	ПС 220 кВ Компрессорная, ЗРУ-2 10 кВ, 6 СШ 10 кВ, яч.46	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10- 66У3 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
7	ПС 220 кВ Компрессорная, ЗРУ-2 10 кВ, 7 СШ 10 кВ, яч.73	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10- 66У3 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
8	ПС 220 кВ Компрессорная, ЗРУ-2 10 кВ, 8 СШ 10 кВ, яч.66	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10- 66У3 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
9	ПС 220 кВ Компрессорная, ЗРУ-3 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.11	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 1500/5 Рег. № 25433-06	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ПС 220 кВ Компрессорная, ЗРУ-3 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.4	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 1500/5 Рег. № 25433-06	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
11	ПС 220 кВ Компрессорная, ЗРУ-3 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.31	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 1500/5 Рег. № 25433-06	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
12	ПС 220 кВ Компрессорная, ЗРУ-3 10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.40	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 1500/5 Рег. № 25433-06	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

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

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \le I_{изм} < I_5$		$I_5 \le I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \le I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \le I_{изм} \le I_{120}$	
		δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %
1, 2, 3, 4, 9, 10, 11, 12	0,50	±2,2	±2,1	±1,7	±1,9	±1,5	±1,7	±1,5	±1,7
	0,80	±1,5	±2,4	±1,2	±2,2	±1,1	±1,9	±1,1	±1,9
	0,87	±1,4	±2,7	±1,2	±2,3	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
	1,00	±1,2	-	±0,8	-	±0,8	-	±0,8	-
5, 6, 7, 8	0,50	-	-	±5,4	±3,0	±3,0	±2,0	±2,3	±1,8
	0,80	-	-	±2,9	±4,6	±1,7	±2,8	±1,4	±2,3
	0,87	-	-	±2,6	±5,6	±1,5	±3,3	±1,2	±2,6
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с									

Примечание:
I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;
I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;
I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;
I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;
I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;
$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;
δ_{Wo}^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности P=0,95 при измерении активной электрической энергии;
δ_{Wo}^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности P=0,95 при измерении реактивной электрической энергии;
δ_W^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности P=0,95 при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;
δ_W^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности P=0,95 при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	12
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	 от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ	 от (2)5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.

Продолжение таблицы 5

1	2
температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	 от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 100 3,5

Надежность системных решений:

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

– резервный сервер с установленным специализированным ПО;

– резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

–счётчика, с фиксированием событий:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике.

– ИВК, с фиксированием событий:

– даты начала регистрации измерений;

– перерывы электропитания;

– программные и аппаратные перезапуски;

– установка и корректировка времени;

– переход на летнее/зимнее время;

– нарушение защиты ИВК;

− отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– счётчика;

– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

– испытательной коробки;

– сервера;

– защита информации на программном уровне:

– результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);

– установка пароля на счетчик;

– установка пароля на Сервер БД.

Знак утверждения типа
наносится типографским способом на титульный лист формуляра АУВП.411711.093.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» Холм-Жирковское ЛПУ МГ КС-2 «Холм-Жирковская». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛП-10	8
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	8
Трансформаторы тока	ТЛО-10	12
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10- 66У3	8
Трансформаторы напряжения	VRQ3n/S2	12
Счетчики	A1802RALQ-P4GB-DW-4	11
Счетчики	A1802RALXQ-P4GB-DW-4	1
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Сервер БД	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Санкт-Петербург" Холм-Жирковское ЛПУ МГ КС-2 "Холм-Жирковская". Формуляр	АУВП.411711.093.ФО	1
ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Санкт-Петербург" Холм-Жирковское ЛПУ МГ КС-2 "Холм-Жирковская". Методика поверки	МП-337-RA.RU.310556-2021	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» Холм-Жирковское ЛПУ МГ КС-2 «Холм-Жирковская», аттестованном Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» Холм-Жирковское ЛПУ МГ КС-2 «Холм-Жирковская»

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

Изготовитель

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

ИНН 7736186950

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

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

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

Испытательный центр

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

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

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

E-mail: director@sniim.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83154-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики силоизмерительные тензорезисторные ТВ-25

Назначение средства измерений

Датчики силоизмерительные тензорезисторные ТВ-25 (далее – датчики) предназначены для измерений и преобразования, воздействующих на датчик сил растяжения и сжатия, в аналоговый нормированный электрический измерительный сигнал.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на изменении электрического сопротивления тензорезисторов, соединенных в мостовую схему, при их деформации, возникающей в местах наклейки тензорезисторов к упругому элементу датчика, под действием прилагаемой нагрузки растяжения или сжатия. Изменение электрического сопротивления вызывает разбаланс мостовой схемы и появление в диагонали моста электрического сигнала, изменяющегося пропорционально нагрузке.

Датчики состоят из упругого элемента, защитного корпуса, коммутационной коробки, кабеля питания и измерения, тензорезисторов на клеевой основе, соединенных по полной мостовой электрической схеме, и элементов герметизации. Места наклейки тензорезисторов и расположения элементов термокомпенсации и нормирования в датчиках находятся во внутренней полости упругого элемента и защищены крышками и герметиком.

Упругий элемент датчиков представляет собой полый стержень, имеющий на концах внутреннюю и наружную резьбу для присоединения.

На корпусе каждого датчика расположены два разъема для подключения кабелей, использующихся для измерений сигнала независимых каналов.

Пломбировка датчиков изготовителем не предусмотрена.

Знак поверки на датчики не наносится.

Рисунок 1 – Общий вид датчика

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений силы, кН	от 25 до 250
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы, %	±1,0

Таблица 2 –Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры датчика (длина; ширина; высота), мм, не более	130; 70; 220
Масса датчика, кг, не более	2,5
Относительный выходной сигнал при наибольшем пределе измерений, мВ/В	2,0±0,1
Входное сопротивление датчика, Ом	750±15
Выходное сопротивление датчика, Ом	700,0±0,7
Условия эксплуатации: - температура, °С; - относительная влажность воздуха, %	 от -10 до +40 от 45 до 80
Диапазон температур работоспособности и хранения, °С	от -30 до +60
Напряжение питания постоянного тока, В	от 11,5 до 12,5
Вероятность безотказной работы за 2000 часов	0,95

Знак утверждения типа
наносится типографским способом на титульный лист паспорта и термосублимационным способом на фирменную наклейку на корпус датчика.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик	-	1 шт.
Кабель питания и связи с разъемом	-	2 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Методика поверки	МП 2301-0324-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 6 паспорта.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к датчикам силоизмерительным тензорезисторным ТВ-25

Приказ Росстандарта от 22 октября 2019 № 2498 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений силы»

ТУ 4273-001-07553682-2014 Датчики силоизмерительные тензорезисторные ТВ. Технические условия

Изготовитель

Акционерное общество «Центральный научно-исследовательский институт машиностроения» (АО «ЦНИИмаш»)

ИНН 5018200994

Адрес: Россия, 141070, Московская обл., г. Королев, ул. Пионерская, д. 4, корп. 22

Телефон: (495) 513-59-51

Факс: (495) 512-21-00

Web-сайт: www.tsniimash.ru

E-mail: corp@tsniimash.ru

Испытательный центр

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

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

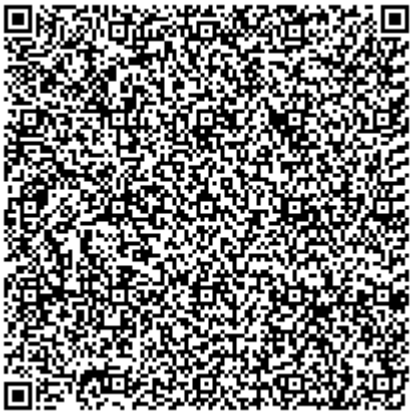
Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713- 01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311541



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83155-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры - счетчики газа взрывозащищенные РСГВ

Назначение средства измерений

Расходомеры - счетчики газа взрывозащищенные РСГВ (далее – расходомеры) предназначены для измерений объемного расхода и объема прошедших через расходомер различных газов при отборе проб этих газов.

Описание средства измерений

Принцип действия расходомеров – тепловой, основан на нагреве потока газа источником тепловой энергии, создающим в потоке разность температур, зависящую от скорости потока и температуры нагрева. Далее, по разности температур и удельной теплоемкости измеряемой среды, определяется расход. Значение объема рассчитывается расходомером на основании результатов прямых измерений объемного расхода газа и времени.

Расходомеры выпускаются в следующих модификациях: РСГВ-1, РСГВ-2, РСГВ-3, РСГВ-4, РСГВ-5, которые отличаются диапазоном измерений объема и объемного расхода, пределами допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода.

Расходомеры предназначены для измерений объемного расхода и измерений объема азота, воздуха, аргона, гелия, метана (природного газа).

Расходомеры имеют взрывонепроницаемую оболочку внутри которой размещены: блок питания, регулятор расхода, контроллер, устройство отображения, устройство обогрева. Передняя панель оболочки представляет собой съемную крышку, на которой расположено смотровое окно устройства отображения и четыре кнопки управления. С помощью устройства отображения и кнопок управления пользователь задает требуемый расход и объем газа, который необходимо пропустить через расходомер.

На боковой стенке взрывонепроницаемой оболочки установлены четыре ввода кабельных, дренажное вентиляционное устройство и заглушка. Кабельные вводы обеспечивают электрические подключения расходомера и фиксируют трубки входа и выхода внутрь оболочки газа.

Измерительная информация выводиться на устройство отображения и передается по интерфейсу RS485.

Заводские номера расходомеров наносятся на маркировочную табличку, расположенную на боковой стенке корпуса расходомера типографским методом.

Общий вид расходомеров и схема пломбирования корпуса от несанкционированного доступа представлены на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на корпус расходомера не предусмотрено.

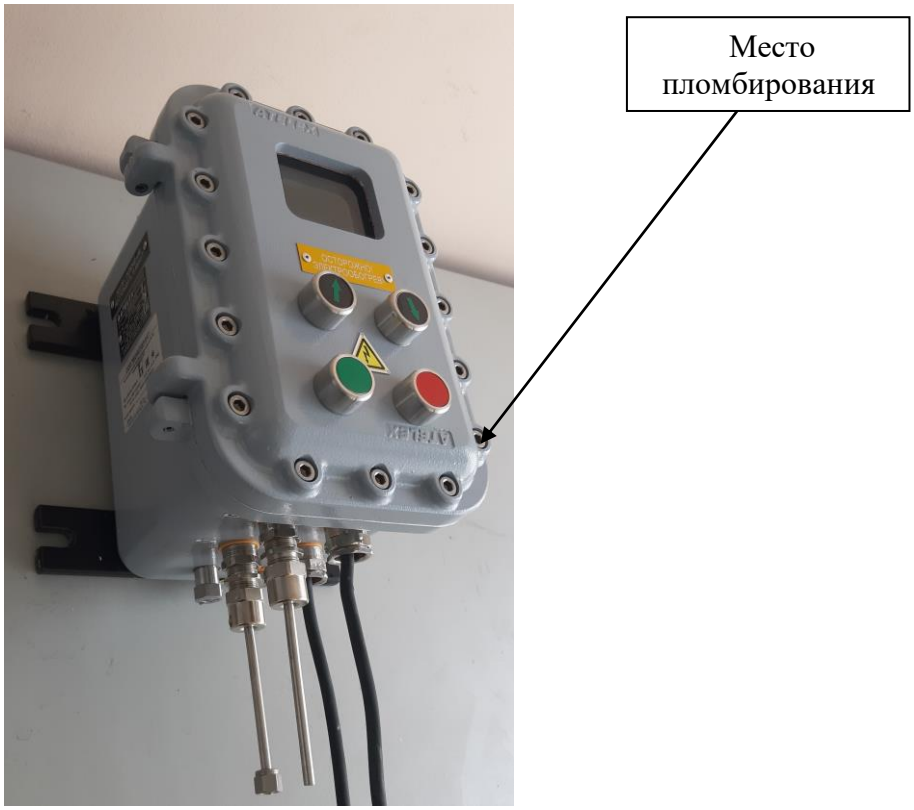


Рисунок 1 – Общий вид расходомеров и схема пломбирования корпуса

Программное обеспечение

Расходомеры имеют встроенное программное обеспечение (ПО). ПО осуществляет следующие функции:

- обработка измерительной информации от регулятора массового расхода;
- расчет отобранного объема пробы, приведение значений объема и объемного расхода к нормальным условиям;
- защита и контроль метрологически значимых частей программы и сохраненных данных;
- осуществляет идентификацию ПО;
- по протоколу RS485 обеспечивает передачу сервисной и статусной информации о состоянии результатов измерений.
- контроль целостности программных кодов ПО, настроечных и калибровочных констант.

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик.

Расходомер имеет защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты – «средний» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	RSGV
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	V1.0
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение				
	РСГВ-1	РСГВ-2	РСГВ-3	РСГВ-4	РСГВ-5
Диапазон измерений объемного расхода [1)]	от 4,00 до 40,00 $см^3$/мин	от 50,0 до 500,0 $см^3$/мин	от 0,500 до 5,000 $дм^3$/мин	от 2,00 до 20,00 $дм^3$/мин	от 5,00 до 50,00 $дм^3$/мин
Диапазон измерений объема	от 20,00 до 99999 $см^3$	от 0,2500 до 999,9 $дм^3$	от 2,500 до 9999 $дм^3$	от 10,00 до 9999 $дм^3$	от 25,00 до 9999 $дм^3$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода, %, при температуре окружающего воздуха:					
от -30 до -20 ^{0}C включ.	±2,5			±4,0	-
св. -20 до 0 ^{0}C включ.	±2,0			±3,0	-
св. 0 до +10 ^{0}C включ.	±1,5			±2,0	-
св. +10 до +30 ^{0}C включ.	±1,0				
св. +30 до +50 ^{0}C	±1,5			±2,0	-

[1)] Значение объемного расхода приведено к температуре 20,0 ^{0}C и атмосферному давлению 101,325 кПа

Таблица 3 – Прочие метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Цена делений измерений объемного расхода для модификаций:	
- РСГВ-1	0,01 $см^3$/мин
- РСГВ-2	0,1 $см^3$/мин
- РСГВ-3	0,001 $дм^3$/мин
- РСГВ-4	0,01 $дм^3$/мин
- РСГВ-5	0,01 $дм^3$/мин
Время прогрева, мин, не более	60

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон напряжения питания переменным током частотой 50±1 Гц, В	от 207 до 253
Потребляемая электрическая мощность, Вт, не более	500
Назначенный срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ (при доверительной вероятности Р=0,95), ч,	24000
Время непрерывной работы, ч, не менее	24
Маркировка взрывозащиты	1Ex d IIB+H_2 T6 Gb X
Степень защиты от внешних воздействий по ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013)	IP66
Выходной интерфейс связи	RS485

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - диапазон температуры окружающей среды, °С - относительная влажность окружающей среды, % - диапазон атмосферного давления, кПа	 от -30 до +50 от 10 до 98 от 84,0 до 106,7
Диапазон рабочего давления газа на входе расходомера, кПа для модификаций: - РСГВ-1, РСГВ-2, РСГВ-3, РСГВ-4 - РСГВ-5	 от 100 до 300 от 300 до 500
Рабочие газы[1)]	азот, воздух, гелий, аргон, метан (природный газ)
Диапазон температуры газа на входе расходомера, °С	от -30 до +50
Габаритные размеры, мм, не более: - длина - ширина - высота	 350 200 260
Масса, кг, не более	14
_____ [1)] В качестве рабочих газов должны использоваться инертные, не конденсируемые газы с относительной влажностью не более 80 % Расходомеры могут быть откалиброваны производителем только по одному требуемому газу.	

Знак утверждения типа
наносится на маркировочную табличку, расположенную на боковой стенке корпуса, титульный лист Руководства по эксплуатации и паспорта типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность расходомеров

Наименование	Обозначение	Количество
Расходомер - счетчик газа взрывозащищенный РСГВ	ШДЕК.413324.005	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ШДЕК.413324.005 РЭ	1 экз.
Паспорт	ШДЕК.413324.005 ПС	1 экз.
Методика поверки	МП 242-2442-2021	1 экз.
Взрывозащищенные кабельные вводы ATELEX серий АК, АКР, АС, НК, НН, НС, РК, СК, ТК, ТКР. Руководство по эксплуатации	АЕКВ.152325.001 РЭ	1 экз.
«Устройства управления модульные серии МТ, МВ, МС с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» УУМ ВО. ПРЭ	ТУ 3431-005-15232514-2015	1 экз.
Копия сертификата соответствия ТР ТС 012/2011	-	1 экз.
Заглушка взрывозащищенная ATELEX серии Т, модификации 20Т [1)]	-	1 шт.
_____ [1)] Опция. Заглушка поставляется по запросу потребителя и определяется на этапе формирования заказа на поставку расходомера.		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 2 «Использование по назначению» документа «Расходомер - счетчик газа взрывозащищенный РСГВ. Руководство по эксплуатации» ШДЕК.413324.005 РЭ

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к расходомерам - счетчикам газа взрывозащищенным РСГВ

Приказ Росстандарта от 29 декабря 2018 г. № 2825 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»

ШДЕК.413324.005 ТУ «Расходомер - счетчик газа взрывозащищенный РСГВ. Технические условия»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МОНИТОРИНГ»
(ООО «МОНИТОРИНГ»)
ИНН 7810728739
Адрес:190020, г. Санкт-Петербург, Бумажная улица дом, 17, лит. А, каб. 208
Юридический адрес: 196247, г. Санкт-Петербург, Новоизмайловский проспект, д. 67, корп. 2, пом. 5Н, лит. 5
Телефон: (812) 251-56-72, факс: (812) 327-97-76
Web-сайт: www.ooo-monitoring.ru
E-mail: info@ooo-monitoring.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»
Адрес:190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19
Телефон: (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14
Web сайт: www.vniim.ru
E-mail: info@vniim.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311541

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83156-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Черногорэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Черногорэнерго» (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 комплексом (ПК) «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ», 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 (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется 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 один раз в минуту, корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождения часов сервера с УСВ.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи (1 раз 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 формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Черногорэнерго».

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ПО	MirDrv.dll	ServerOm3.exe	Goldenway.exe	EnergyAdmin.exe	ServiceDataCapture.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.2.286.256	не ниже 3.3.0.67	не ниже 1.3.2.4	не ниже 1.1.3.127	не ниже 2.0.2.39
Цифровой идентификатор ПО	e273bfe486106f4a17118dd846fea6f4	9bfe637408f7a9cbb0f5625160c87bf2	81624fac10b1eed913b8b609317bf74f	b5769fdc95a83f06af862d67a2d2660f	f662748c2502b68b2fecc37af5d1f72a
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5				

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ПО	AppServ.dll	Reports2.exe	AppConf.msc	Rc02cfg.exe	Alarmcfg.msc
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.4.0.1011	не ниже 2.15.8.120	не ниже MMC3.0	не ниже 1.3.8.0	не ниже 1.0.0.34
Цифровой идентификатор ПО	aa0696d5c7925ebcdf02824726fb9992	3b0a3d223b476d6caac6f77eb090e0fc	6ab69328b3227fe09ca907d6a1f70e69	cb69b89f54f10a2d0516636c85b0d8ef	8e3315c6601aee1a677c6f651d73dbde
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5				

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ПО	Alarncfg.dll	ControllerCfg-Mir.exe	AuthServ.exe	AuthCnfg.dll	Starter.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.34	не ниже 1.7.208.2	не ниже 2.0.04	не ниже 2.1.0.7	не ниже 3.0.0.25
Цифровой идентификатор ПО	4545cc1012153252d4a33acc7f25cbd1	53c565d074ffef56aab0f91d83b2e2a5	7d100896ff90df7af836652ac903cae1	93eea8bedc6ea6b7937534bb12e0281f	c442793ec034e45a9093a2883b945ba7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5				

Метрологические и технические характеристики

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

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускаемой основной относительной погрешности (±δ), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110/35/6кВ «Большечерногорская» Фидер 35кВ №1	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	HPE ProLiant DL380 Gen10	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,4 5,7
2	ПС 110/35/6кВ «Большечерногорская» Фидер 35кВ №2	ТОЛ-СВЭЛ-35 III Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 51517-12 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,0 1,8	2,5 6,3
3	ПС 110/35/6кВ «Большечерногорская» Фидер 35кВ №3	ТФН-35М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,4 5,7
4	ПС 110/35/6кВ «Большечерногорская» Фидер 35кВ №4	ТОЛ-СВЭЛ-35 III Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 51517-12 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,0 1,8	2,5 6,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110/35/6кВ «Каскад» Фидер 35кВ №1	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	HPE ProLiant DL380 Gen10	Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,4 5,7
6	ПС 110/35/6кВ «Каскад» Фидер 35кВ №3	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,4 5,7
7	ПС 110/35/6кВ «Каскад» Фидер 35кВ №4	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,4 5,7
8	ПС 110/35/6кВ «КНС-14» Фидер 35кВ №1	ТФН-35М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фаза: А ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фаза: С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,4 5,7
9	ПС 110/35/6кВ «КНС-14» Фидер 35кВ №2	ТФН-35М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,4 5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	ПС 110/35/6кВ «КНС-14» Фидер 35кВ №3	ТФН-35М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	HPE ProLiant DL380 Gen10	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,4 5,7
11	ПС 110/35/6кВ «КНС-14» Фидер 35кВ №4	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,4 5,7
12	ПС 110/35/6кВ «КНС-32» Фидер 35кВ №1	ТВГ-УЭТМ®-35 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 52619-13 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	0,9 1,6	1,7 2,9
13	ПС 110/35/6кВ «КНС-32» Фидер 35кВ №2	ТВГ-УЭТМ®-35 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 52619-13 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	0,9 1,6	1,7 2,9
14	ПС 110/35/6кВ «КНС-32» Фидер 35кВ №3	ТВГ-УЭТМ®-35 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 52619-13 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Активная Реактивная	0,9 1,6	1,7 2,9
15	ПС 110/35/6кВ «КНС-32» Фидер 35кВ №4	ТВГ-УЭТМ®-35 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 52619-13 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Активная Реактивная	0,9 1,6	1,7 2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	ПС 110/35/6кВ «Малочерногорская» Фидер 35кВ №1	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	HPE ProLiant DL380 Gen10	Активная Реактивная	1,1 2,2	3,4 5,6
17	ПС 110/35/6кВ «Малочерногорская» Фидер 35кВ №2	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,1 2,2	3,4 5,6
18	ПС 110/35/6кВ «Малочерногорская» Фидер 35кВ №3	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,1 2,2	3,4 5,6
19	ПС 110/35/6кВ «Малочерногорская» Фидер 35кВ №4	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,1 2,2	3,4 5,6
20	ПС 110/35/6кВ «Молодежная» Фидер 35кВ №1	ТФН-35М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,4 5,7
21	ПС 110/35/6кВ «Молодежная» Фидер 35кВ №2	ТФН-35М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,4 5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	ПС 110/35/6кВ «Молодежная» Фидер 35кВ №3	ТФН-35М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	HPE ProLiant DL380 Gen10	Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,4 5,7
23	ПС 110/35/6кВ «Молодежная» Фидер 35кВ №4	GIF40.5 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реак-тивная	1,0 1,8	2,5 6,3
24	ПС 110/35/6кВ «Негус» Фидер 35кВ №1	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,5 7,4
25	ПС 110/35/6кВ «Негус» Фидер 35кВ №2	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,5 7,4
26	ПС 110/35/6кВ «Негус» Фидер 35кВ №3	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,5 7,4
27	ПС 110/35/6кВ «Негус» Фидер 35кВ №4	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,5 7,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
28	ПС 110/35/6кВ «Новомолодежная» Фидер 35кВ №1	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	HPE ProLiant DL380 Gen10	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,4 5,7
29	ПС 110/35/6кВ «Новомолодежная» Фидер 35кВ №2	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,4 5,7
30	ПС 110/35/6кВ «Новомолодежная» Фидер 35кВ №3	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,4 5,7
31	ПС 110/35/6кВ «Новомолодежная» Фидер 35кВ №4	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,4 5,7
32	ПС 110/35/6кВ «Большечерногорская» РУ-6кВ «КНС-24» Ввод 6кВ №1 яч. № 13	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,5 5,9
33	ПС 110/35/6кВ «Большечерногорская» РУ-6кВ «КНС-24» Ввод 6кВ №2 яч. № 25	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,5 5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
34	ПС 110/35/6кВ «КНС-14» РУ-6кВ №1 «КНС-14» Ввод 6кВ №1 яч. № 1	ТЛК10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-83 Фазы: A; C	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	HPE ProLiant DL380 Gen10	Актив-ная Реак-тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
35	ПС 110/35/6кВ «КНС-14» РУ-6кВ №1 «КНС-14» Ввод 6кВ №2 яч. № 18	ТЛК10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-83 Фазы: A; C	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,4 5,7
36	ПС 110/35/6кВ «КНС-14» РУ-6кВ №1 «КНС-14» ТСН-1 яч. № 2	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 47959-16 Фазы: A; B; C	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,4 7,3
37	ПС 110/35/6кВ «КНС-14» РУ-6кВ №1 «КНС-14» ТСН-2 яч. № 19	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 47959-16 Фазы: A; B; C	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,4 7,3
38	ПС 110/35/6кВ «КНС-14» РУ-6кВ №2 «КНС-14» Ввод 6кВ №1 яч. № 5	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 25433-11 Фазы: A; B; C	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,5 7,4
39	ПС 110/35/6кВ «КНС-14» РУ-6кВ №2 «КНС-14» Ввод 6кВ №2 яч. № 16	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 25433-11 Фазы: A; B; C	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,5 7,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
40	ПС 110/35/6кВ «КНС-32» РУ-6кВ «КНС-32» Ввод 6кВ №1 яч. № 9	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 51679-12 Фазы: A; B; C	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	HPE ProLiant DL380 Gen10	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,5 7,4
41	ПС 110/35/6кВ «КНС-32» РУ-6кВ «КНС-32» Ввод 6кВ №2 яч. № 19	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 51679-12 Фазы: A; B; C	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,5 7,4
42	ПС 110/35/6кВ «Малочерногорская» РУ-6кВ «КНС Малочерногорского м/р» Ввод 6кВ № 1 яч. № 13	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1856-63 Фазы: A; C	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
43	ПС 110/35/6кВ «Малочерногорская» РУ-6кВ «КНС Малочерногорского м/р» Ввод 6кВ № 2 яч. № 6	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1856-63 Фазы: A; C	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
44	ПС 110/35/6кВ «Малочерногорская» РУ-6кВ «КНС Малочерногорского м/р» ТСН-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 47959-16 Фазы: A; B; C	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,0 2,1	3,4 7,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
45	ПС 110/35/6кВ «Малочерногорская» РУ-6кВ «КНС Малочерногорского м/р» ТСН-2	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 47959-16 Фазы: A; B; C	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	HPE ProLiant DL380 Gen10	Активная Реактивная	1,0 2,1	3,4 7,3
46	ПС 110/35/6кВ «Молодежная» РУ-6кВ «КНС Тюменского м/р» Ввод 6кВ №1 яч. № 1	ТОЛ-10-I-2 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 15128-07 Фазы: A; B; C	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,5 7,4
47	ПС 110/35/6кВ «Молодежная» РУ-6кВ «КНС Тюменского м/р» Ввод 6кВ №2 яч. № 21	ТОЛ-10-I-2 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 15128-07 Фазы: A; B; C	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,5 7,4
48	ПС 110/35/6кВ «Негус» РУ-6кВ «КНС Ван-Егенского м/р» Ввод 6кВ № 1 яч. № 1	ТОЛ-10-I-8 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 15128-07 Фазы: A; B; C	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,4 5,7
49	ПС 110/35/6кВ «Негус» РУ-6кВ «КНС Ван-Егенского м/р» Ввод 6кВ №2 яч. № 27	ТОЛ-10-I-8 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 15128-07 Фазы: A; B; C	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,1 2,2	3,4 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
50	ПС 110/35/6кВ «Негус» РУ-6кВ «КНС Ван-Егенского м/р» ТСН №1 яч. № 2	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 15174-06 Фазы: A; B; C	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	HPE ProLiant DL380 Gen10	Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,4 7,3
51	ПС 110/35/6кВ «Негус» РУ-6кВ «КНС Ван-Егенского м/р» ТСН №2 яч. № 28	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 15174-06 Фазы: A; B; C	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реак-тивная	1,0 2,1	3,4 7,3
52	РУ-6кВ №2 «БЦТП» ПС 500/220/110/10/6 кВ «Белозерная» Ввод 6кВ № 1 яч. №7	ТОЛ-10-I-8 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15128-07 Фазы: A; B; C	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 38394-08 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,5 7,4
53	РУ-6кВ №2 «БЦТП» ПС 500/220/110/10/6 кВ «Белозерная» Ввод 6кВ № 2 яч. №17	ТОЛ-10-I-8 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15128-07 Фазы: A; B; C	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 38394-08 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,5 7,4
54	ПС 110/35/6кВ «КНС-15» Фидер 35кВ №5	ТВЭ-35 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 44359-10 Фазы: A; B; C	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,5 7,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
55	ПС 110/35/6кВ «КНС-15» Фидер 35кВ №6	ТВЭ-35 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 44359-10 Фазы: A; B; C	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	HPE ProLiant DL380 Gen10	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,5 7,4
56	ПС 110/35/6кВ «УПСВ-1» Ввод 110кВ №1	ТВГ-УЭТМ® -110 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 52619-13 Фазы: A; B; C	СРВ 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96 Фазы: A; B; C	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,1 2,2	3,5 7,4
57	ПС 110/35/6кВ «УПСВ-1» Ввод 110кВ №2	ТВГ-УЭТМ® -110 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 52619-13 Фазы: A; B; C	СРВ 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96 Фазы: A; B; C	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,1 2,2	3,5 7,4
58	ПС 110/35/6кВ «Каскад» КРУН-СВЛ 6кВ Ввод 6кВ №1 яч. № 1	ТПОЛ-10М Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-11 Фазы: A; B; C	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 35955-12 Фазы: A; B; C	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36997-08			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,5 5,9
59	ПС 110/35/6кВ «Каскад» КРУН-СВЛ 6кВ Ввод 6кВ №2 яч. № 2	ТПОЛ-10М Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-11 Фазы: A; B; C	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 35955-12 Фазы: A; B; C	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36997-08			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,5 5,9
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 ИК №№ 2, 4, 12-15, 23-27, 32, 33, 36-41, 44-47, 50-59 для тока 2 % от $I_{ном}$; для остальных ИК - для тока 5 % от $I_{ном}$; cosφ = 0,8инд.

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
1	2
Количество ИК	59
Нормальные условия:	
параметры сети:	
напряжение, % от Uном	от 95 до 105
ток, % от Iном	
для ИК №№ 2, 4, 12-15, 23-27, 32, 33, 36-41, 44-47, 50-59	от 1 до 120
для остальных ИК	от 5 до 120
коэффициент мощности cosφ	0,9
частота, Гц	от 49,8 до 50,2
температура окружающей среды, °С	от +15 до +25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
напряжение, % от Uном	от 90 до 110
ток, % от Iном	
для ИК №№ 2, 4, 12-15, 23-27, 32, 33, 36-41, 44-47, 50-59	от 1 до 120
для остальных ИК	от 5 до 120
коэффициент мощности cosφ	от 0,5 до 1,0
частота, Гц	от 49,6 до 50,4
температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °С	от -45 до +40
температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от -10 до +40
температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17):	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08):	140000
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	2
для УСВ:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	55000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для сервера:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации:	
для счетчиков:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	10
для сервера:	
хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  счетчиков электрической энергии;
  промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  испытательной коробки;
– 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.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	23
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-35 III	4
Трансформаторы тока	ТФН-35М	13
Трансформаторы тока	ТФЗМ35А-ХЛ1	4
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-УЭТМ®-35	12
Трансформаторы тока	GIF40.5	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35	12
Трансформаторы тока	ТЛО-10	12
Трансформаторы тока	ТЛК10	4
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	18
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	6
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I-2	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I-8	12
Трансформаторы тока встроенные	ТВЭ-35	6
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-УЭТМ® -110	6
Трансформаторы тока проходные	ТПОЛ-10М	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35 УХЛ1	8
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	4
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35	4
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-6	8
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	4
Трансформаторы напряжения	СРВ 123	6
Трансформаторы напряжения	НОЛ-СЭЩ-6	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	51
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	8

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Радиочасы	МИР РЧ-02	1
Сервер	HPE ProLiant DL380 Gen10	1
Методика поверки	МП ЭПР-376-2021	1
Формуляр	ЧГРЭ.8620001023.001.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Черногорэнерго», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Черногорэнерго»

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 «Черногорэнерго» (АО «Черногорэнерго»)

ИНН 8620001023

Адрес: 628621, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск, ул.2П-2, Западный промышленный узел, д.6, панель 12

Телефон: (3466) 49-14-74

Web-сайт: www. chernogorenergo.ru

E-mail: org@chernog.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 «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83157-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Ротаметры BROOKS

Назначение средства измерений

Ротаметры BROOKS (далее - ротаметры) предназначены для измерений объёмного расхода жидкостей и газов.

Описание средства измерений

Принцип действия ротаметров основан на измерении высоты подъема поплавка, перемещающегося по конической, вертикально установленной трубке за счет движения рабочей среды. Высота перемещения поплавка линейно связана с расходом рабочей среды.

Ротаметры состоят из вертикальной конической измерительной трубки, в которой свободно перемещается вверх и вниз поплавок специальной формы (в зависимости от применения). Измеряемая среда движется по трубке снизу вверх, вынуждая тем самым поплавок подняться на определенную высоту, образуя кольцевой зазор между ним и стенками трубки так, чтобы силы действующие на поплавок (сила гравитации, выталкивающая сила и напор потока), уравновесились.

Положение поплавка передается на индикатор магнитным или индукционным способом.

Выпускаются следующие модификации ротаметров:

модель MT3750C торговой марки AR-MITE; модели MT3809G и MT3810G торговой марки Brooks®.

MT3750C – имеют механическое отсчетное устройство стрелочного типа, которые могут быть укомплектованы:

- индуктивными переключателями сигнализации предельных значений объемного расхода;
- переключателями, изготовленными на базе герметичных магнитоуправляемых контактов, сигнализации предельных значений объемного расхода (далее – герконовые переключатели);
- преобразователем, имеющим выходной унифицированный аналоговый сигнал постоянного тока и выходной цифровой сигнал с использованием протокола передачи данных HART для передачи измерительной информации во внешние измерительные системы;

MT3809G – имеют механическое отсчетное устройство стрелочного типа, которые могут быть укомплектованы:

- индуктивными переключателями сигнализации предельных значений объемного расхода;
- преобразователем с или без индуктивных переключателей сигнализации предельных значений объемного расхода, имеющим выходной унифицированный аналоговый сигнал постоянного тока и выходной цифровой сигнал с использованием протокола передачи данных HART или Foundation Fieldbus для передачи измерительной информации во внешние измерительные системы;
- преобразователем с или без индуктивных переключателей сигнализации предельных значений объемного расхода, имеющим дисплей на базе жидких кристаллов (далее – дисплей), выходной унифицированный аналоговый сигнал постоянного тока и выходной цифровой сигнал с использованием протокола передачи данных HART или Foundation Fieldbus для передачи измерительной информации во внешние измерительные системы;

МТ3810G – имеют механическое отсчетное устройство стрелочного типа. Детали ротаметров изготовлены с коррозионно-устойчивым покрытием или из коррозионно-устойчивых материалов. Детали расходомеров, соприкасающиеся с жидкостью, изготовлены из материалов, не снижающих качество жидкости, стойких к её воздействию в пределах рабочего диапазона температур.

В расходомере предусмотрено место пломбировки. Пломбировка расходомеров осуществляется с помощью свинцовой (пластиковой) пломбы и проволоки или при помощи наклейки. Схема пломбировки указана на рисунке 1.

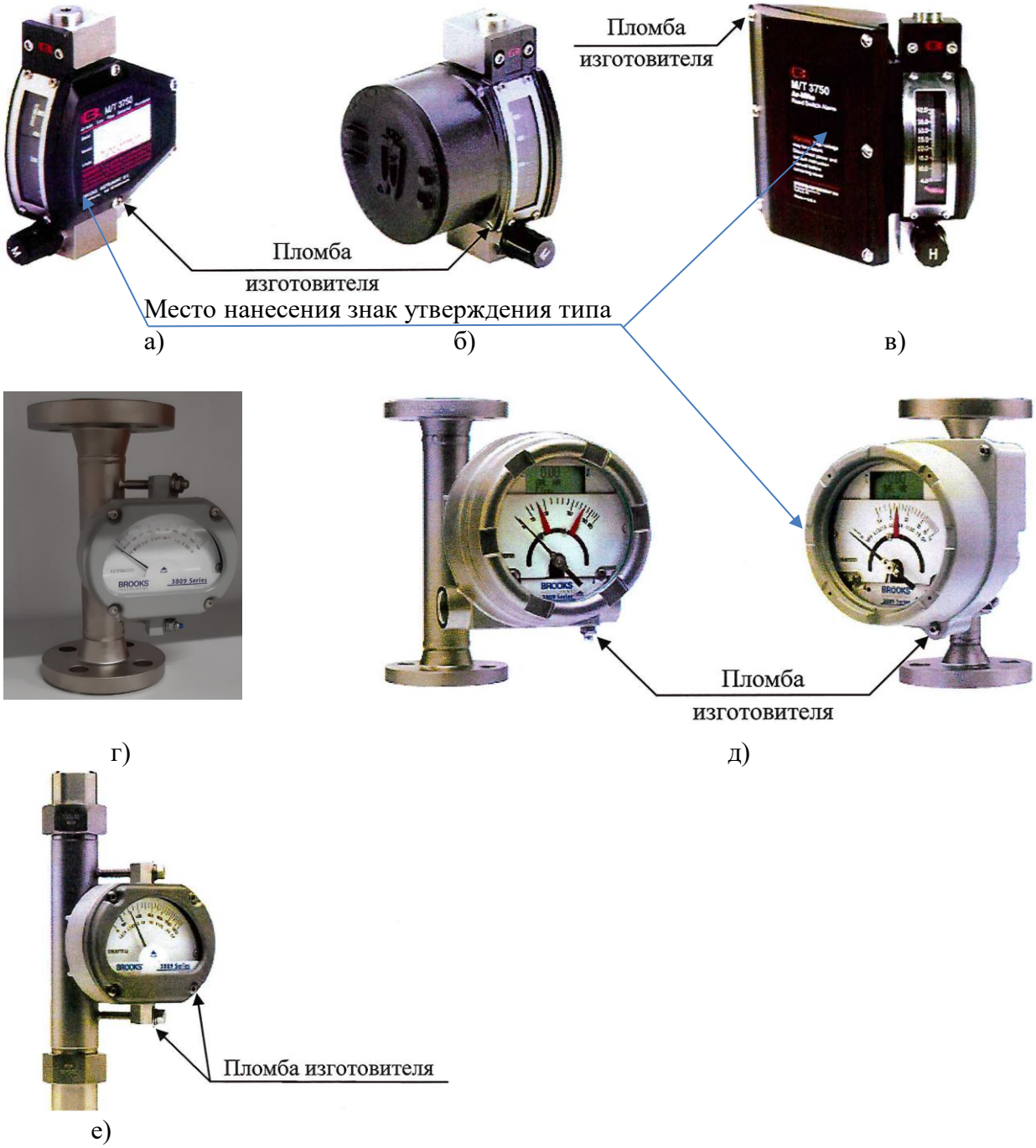


Рисунок 1 - Внешний вид ротаметров.

а) МТ3750С только с механическим отсчетным устройством, б) МТ3750С укомплектованный преобразователем или индуктивным переключателем сигнализации, в) МТ3750С укомплектованный герконовыми переключателями, г, е) МТ3809G, МТ3810G только с механическим отсчетным устройством, д) МТ3809G укомплектованный преобразователем и индуктивным переключателем сигнализации.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) является встроенным, разделения ПО на метрологически значимую часть ПО и метрологически незначимую часть ПО нет.

ПО предназначено для: преобразования, обработки отображении на дисплее и передачи измерительной информации об объемном расходе жидкости (газа) во внешние измерительные системы.

Конструкция ротаметров исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. Уровень защиты ПО "высокий" в соответствии с Р 50.2.007-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения ротаметра.

Идентификационные данные (признаки)	Значение
	MT3809G
Идентификационное наименование ПО	Firmware 38XXG
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.02 с преобразователями HART V1.0.0 с преобразователями Foundation Fieldbus

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики ротаметров

Наименование характеристики	Значение		
Модификации ротаметра	MT3750C	MT3809G	MT3810G
Пределы допускаемой приведенной к максимальному расходу погрешности измерений объёмного расхода, %	±2,5; ±4,0	±1,6; ±2,5; ±4,0	±5,0
Пределы допускаемой основной приведенной к максимальному значению тока погрешности преобразования расхода в значение выходного унифицированного аналогового сигнала постоянного тока, %	±1,0		
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к максимальному значению тока погрешности преобразования расхода в значение выходного унифицированного аналогового сигнала постоянного тока при отклонении температуры окружающей среды от 20 °С на каждые 10 °С, %	±1,0		
Параметры измеряемой среды: температура, °С давление измеряемой среды, не более, МПа	от -50 до +204 9,9	от -30 до +150 (опция ETFE) от -50 до +300 (Внутренняя резьба) от -50 до +420 (Наружная резьба) 43,0	

Таблица 3 - Метрологические характеристики модификации МТ3750С

Типоразмер ротаметра	Диапазон измерений объемного расхода*		Потеря давления при Q_{max}, кПа, не более
	жидкости, дм³/ч	газа, дм³/ч	
3	от 1,0 до 10,0	от 33 до 330	1,2
4	от 2,1 до 21,0	от 63 до 620	3,2
5	от 4,2 до 42,0	от 150 до 1300	3,8
6	от 11,0 до 100,0	от 310 до 3100	4,4
* Диапазоны измерений объемного расхода приведены: для жидкостей - по воде при температуре 21,11 °С; для газов - по воздуху при температуре 0 °С и абсолютном давлении 101,3 кПа. Q_{max} – максимальный расход			

Таблица 4 - Метрологические характеристики модификаций МТ3809G, МТ3810G

Типоразмер ротаметра	Код поплавка	Верхний предел диапазона измерений объемного расхода*		Потеря давления при Q_{max}, кПа, не более
		жидкости, дм³/ч	газа, м³/ч	
1	2	3	4	5
Материал поплавка – нержавеющая сталь 316L или титан				
3	0	10	0,35	1,2
4	0	21	0,65	3,2
5	0	42	1,40	3,8
Материал поплавка – нержавеющая сталь 316L				
7	A	25	0,8	3,0
	B**	65	2,1	3,0
	C	130	3,9	3,0
	D**	200	6,1	3,5
8	A	250	8,5	4,5
	B	400	12,0	5,5
	C	650	19,0	6,0
	D	1000	35,0	13,0
10	A	1200	31,0	6,0
	B	1500	51,0	7,0
	C	2400	68,0	8,5
	D	3500	100,0	15,5
12	A	4000	100,0	5,0
	B	6000	150,0	6,0
	C	8000	240,0	15,0
	D	10000	340,0	30,0
13	A	6500	160,0	5,0
	B	9500	260,0	6,0
	C	12000	330,0	10,0
	D	20000	650,0	30,0
15	A	20000	640,0	11,0
	B	30000	900,0	14,0
	C	40000	1200,0	28,0
16	A	49000	-	16,0
	B	70000	-	21,0
	C	100000	-	30,0

1	2	3	4	5
материал поплавка — сплав марки Hastelloy C-276				
7	GA	110	3,7***	2,5
	GB	170	5,8***	5,0
8	A	250	8,3***	3,0
	B	420	13,0***	4,5
	C	500	16,0***	4,0
	D	850	30,0***	13,0
материал поплавка — фторопласт-2 (ПВДФ/PVDF)				
10	A	1400	45,0***	4,5
	B	2000	63,0***	10,6
	C	2400	77,0***	9,0
	D	3000	95,0***	13,0
12	A	3000	95,0***	5,0
	B	4000	120,0***	7,5
	C	5000	150,0***	8,5
	D	6000	180,0***	12,0
13	A	6000	180,0***	9,5
	B	8000	250,0***	12,5
	C	12000	370,0***	20,0
	D	15000	470,0***	22,05
Динамический диапазон расходов 1:10 * Верхние приделы диапазона измерений объемного расхода приведены: для жидкостей - по воде при температуре 21,11 °С; для газов - по воздуху при температуре 0 °С и абсолютном давлении 101,3 кПа. **Минимальное рабочее избыточное давление 48 кПа. ***Минимальное рабочее избыточное давление 200 кПа.				

Таблица 5 – Технические характеристики ротаметров моделей МТ3750С

Наименование характеристики	Значение
Выходные сигналы: токовый, мА дискретный, л/имп	 от 4 до 20 0,001; 1; 1000
Маркировка взрывозащиты	1Ex d IIC T6 Gb и/или Ex tb IIIC T85°C Db; 1Ex ia IIC T6 Gb и/или Ex ia IIIC T70°C Db и/или Ex tb IIIC T70°C Db; 2Ex nA IIC T6 Gc 1Ex ia IIC T6 Gb и/или Ex ia IIIC T75°C Db;
Напряжение питания постоянного тока, В, для ротаметров, укомплектованных: а) преобразователем б) индуктивными переключателями г) герконовыми переключателями	 от 8 до 28 от 8,0 до 15,5 30
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - температура окружающей среды, °С для ротаметров, укомплектованных преобразователем, индуктивным или герконовым переключателями -относительная влажность при температуре 35 °С, %, не более -атмосферное давление, кПа	 от -50 до +65 от -29 до +65 98 от 84,0 до 106.7

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина х ширина х высота), мм, для ротаметров, укомплектованных: - преобразователем, - индуктивными переключателями - герконовыми переключателями	 263 х 81 х 251 236 х 81 х 251 270 х 162 х 251
Масса , кг, не более	7,7
Средняя наработка на отказ, ч	306600
Средний срок службы, лет	10

Таблица 6 – Технические характеристики ротаметров моделей МТ3809G, МТ3810G

Наименование характеристики	Значение
Выходные сигналы: токовый, мА дискретный, литр/имп.	 от 4 до 20 0,001; 1; 1000
Маркировка взрывозащиты только для МТ3809G	1Ex d IIC T6…T4 Gb X и/или Ex tb IIIC T85°C… T400°C Db X; 1Ex ia IIC T6…T4 Gb X и/или Ex ia IIIC T85°C… T135°C Db X; 1Ex ia IIC T6…T3 Gb X и/или Ex ia IIIC T85°C… T200°C Db X; 1Ex ia IIC T6…T2 Gb X и/или Ex ia IIIC T85°C… T300°C Db X; 2Ex ic IIC T6…T4 Gc X и/или Ex ic IIIC T85°C… T135°C Dc X; 2Ex ic IIC T6…T3 Gc X и/или Ex ic IIIC T85°C… T200°C Dc X; 2Ex ic IIC T6…T2 Gc X и/или Ex ic IIIC T85°C… T300°C Dc X; 2Ex nA IIC T6…T4 Gc X и/или Ex tc IIIC T85°C… T135°C Dc X; 2Ex nA IIC T6…T3 Gc X и/или Ex tc IIIC T85°C… T200°C Dc X; 2Ex nA IIC T6…T2 Gc X и/или Ex tc IIIC T85°C… T300°C Dc X; 1Ex ia IIC T4 Gb и/или Ex ia IIIC T135°C Db; 1Ex ia IIC T4…T3 Gb X и/или Ex ia IIIC T135°C… T200°C Db X; 1Ex ia IIC T4…T2 Gb X и/или Ex ia IIIC T135°C… T300°C Db X; 2Ex ic IIC T4 Gc и/или Ex ic IIIC T135°C Dc; 2Ex ic IIC T4…T3 Gc X и/или Ex ic IIIC T135°C… T200°C Dc X; 2Ex ic IIC T4…T2 Gc X и/или Ex ic IIIC T135°C… T300°C Dc X; 2Ex nA IIC T4 Gc и/или Ex tc IIIC T135°C Dc; 2Ex nA IIC T4…T3 Gc X и/или Ex tc IIIC T135°C… T200°C Dc X; 2Ex nA IIC T4…T2 Gc X и/или Ex tc IIIC T135°C… T300°C Dc X;
Напряжение питания постоянного тока, В, для ротаметров, укомплектованных: - преобразователем - преобразователем, имеющим дисплей - индуктивными переключателями	 от 21 до 30 от 22,8 до 30,0 от 5 до 25
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - температура окружающей среды, °С для ротаметров, укомплектованных преобразователем, индуктивным -относительная влажность при температуре 35 °С, %, не более -атмосферное давление, кПа	 от -50 до +65 от -29 до +65 98 от 84,0 до 106.7

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм: длина ширина высота	 218 165 350
Масса , кг, не более	46,7
Средняя наработка на отказ, ч	1559280
Средняя наработка на отказ для MT3809G укомплектованного преобразователем, ч	1200120
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа
наносится на информационную табличку корпуса ротаметра методом аппликации и на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7

Наименование	Обозначение	Количество
Ротаметр BROOKS		1 шт.
Руководство по эксплуатации	Ротаметры BROOKS MT3750C или Ротаметры BROOKS MT3809G и MT3810G	1 экз.
Паспорт		1 экз.
Методика поверки	МП 208-018-2021	1 шт. на партию

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в п. 3.1 руководств по эксплуатации «Ротаметры BROOKS MT3750C» и «Ротаметры BROOKS MT3809G и MT3810G»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к ротаметрам BROOKS

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

Приказ Росстандарта от 29.12.2018 №2825 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объёмного и массового расхода газов.

Техническая документация завода-изготовителя

Изготовитель

Фирма «Brooks Instrument LLC.», США
Адрес: 407 West Vine Street, 19440-0903, Hatfield, PA USA, P.O. Box 903

Производственная площадка:
«Brooks Instrument Kft», 8000, Szekesfehervar, Berenyi str, 72-100, Венгрия
Телефон/факс: +3622539646 /+3622539601,
Web-сайт: www.brooksinstrument.com

Испытательный центр

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

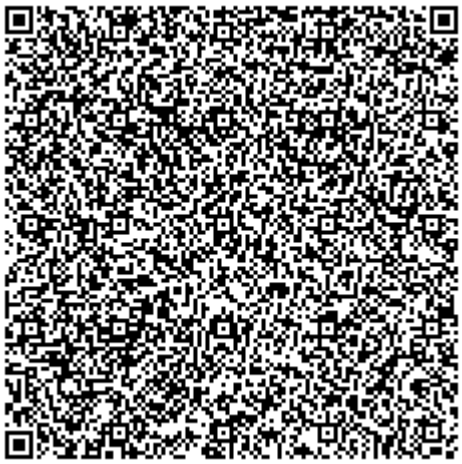
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

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

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП "ВНИИМС" по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» сентября 2021 г. № 2053

Регистрационный № 83158-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки поверочные ВПУ-Энерго М

Назначение средства измерений

Установки поверочные ВПУ-Энерго М (далее – установки) предназначены для измерений, воспроизведения, хранения и передачи единиц объема и/или массы жидкости в потоке, объемного и/или массового расходов жидкости, измерений температуры жидкости.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на измерении объема и/или массы жидкости в потоке, объемного и/или массового расходов жидкости преобразователем расхода с последующей обработкой результатов измерений, хранением в памяти установок результатов измерений, передачей информации на устройства индикации и внешним устройствам, измерении температуры жидкости и интервалов времени.

Установки состоят из преобразователя расхода, гидравлического тракта рабочего контура и системы управления, сбора, обработки, индикации и передачи информации. Опционально в состав могут входить термопреобразователи сопротивления, средства измерений условий окружающей среды (измеритель-регистратор параметров микроклимата регистрационный номер 76454-19, измеритель комбинированный Testo 175-H1, Testo 176-H1, Testo 176-P1, Testo 176-H2 регистрационный номер 48550-11, измеритель параметров микроклимата Метеоскоп-М регистрационный номер 32014-11), оптосчитыватель, смартфон.

Поверяемое средство измерений не снимается с места эксплуатации, а его гидравлический тракт вводным трубопроводом (шлангом) подключается к гидравлическому тракту рабочего контура установки. Жидкость проходит через поверяемое средство измерений, вводный трубопровод (шланг) установки, гидравлический тракт рабочего контура установки, и далее, либо в сток, либо в накопительный бак.

При необходимости демонтажа рабочих средств измерений из их гидравлического тракта, жидкость может подаваться в гидравлический тракт рабочего контура и средств измерений от автономных блоков хранения и подачи жидкости.

Система управления, сбора, обработки, индикации и передачи информации обеспечивает управление работой установки (в автоматическом, полуавтоматическом, ручном режимах), сбором показаний с поверяемого средства измерений с использованием оптоэлектронного узла съема сигналов или частотных (импульсных) выходов поверяемого средства измерений или при помощи видеокамеры или фотокамеры смартфона, обработкой, хранением, формированием и выводом информации на устройства индикации и передачей данных (протоколов, отчетов и т.п.) внешним устройствам.

Установки имеют исполнение базовое или заказное. В исполнении заказном по заказу могут не устанавливаться дисплей, клавиатура, трубопроводная арматура.

Установка поверочная ВПУ-Энерго М
исполнение базовое

Установка поверочная ВПУ-Энерго М
исполнение заказное

Рисунок 1 – Общий вид установок поверочных ВПУ-Энерго М

Заводской номер наносится на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе установки, методом термопечати или лазерной гравировки или фотохимическим методом.

Пломбировка установок осуществляется с помощью самоклеящихся пломб со знаком поверки или давлением на мастику, расположенную в пломбировочной чашечке винта крепления. Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.

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

Место нанесения знака утверждения типа и заводского номера наносятся на маркировочную табличку, закрепленную на лицевой части панели, представлено на рисунке 3.

Рисунок 3 – Место нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение установок встроенное и автономное.

Встроенное программное обеспечение установок предназначено для обработки сигналов, выполнения математической обработки результатов измерений, обеспечения взаимодействия с периферийными устройствами, хранения результатов измерений и их вывода на устройства индикации, передачи на внешние устройства, защиты от несанкционированного доступа к работе и данным установки.

Программное обеспечение установок встроенное в микросхемы системы управления, сбора и обработки информации, не изменяемое и не считываемое.

Автономное программное обеспечение, установленное на смартфоны, планшеты и т.п., предназначено для обработки массивов информации, обеспечивает связь с установкой.

Метрологические характеристики установок нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	VPU-Energo-P
Номер версии (идентификационный номер) ПО*	не ниже 17.04.20
Цифровой идентификатор ПО	–
* – конкретный номер версии указывается в формуляре на установку	

Таблица 2 – Идентификационные данные автономного программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	РКС Энерго
Номер версии (идентификационный номер) ПО*	не ниже 1.3
Цифровой идентификатор ПО	–
* – конкретный номер версии указывается в формуляре на установку	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений (воспроизведений) объемного (массового) расхода, м³/ч (т/ч)[1)]	от 0,005 до 10
Пределы допускаемой относительной погрешности (доверительные границы суммарной погрешности) установки при измерении (воспроизведении единиц) объема (массы) жидкости в потоке и объемного (массового) расхода жидкости, %[1)]	±0,2[2)], ±0,5, ±0,75, ±1,0, ±1,5
Диапазон измерений температуры жидкости установки, °С[3)]	от +5 до +90
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры жидкости, °С[3)]	± 0,4
[1)] – конкретное значение указано в паспорте на установку; [2)] – для диапазона объемного (массового) расхода от 0,01 м³/ч (т/ч); [3)] – опционально.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальный диаметр поверяемых средств измерений	от DN 4 до DN 25
Измеряемая среда Температура измеряемой среды, °С Избыточное давление измеряемой среды, МПа, не более	жидкость (вода водопроводная) от +5 до +90 0,8
Диапазон измерений интервалов времени, с	от 10 до 3600
Напряжение питания, В – переменного тока – постоянного тока	 220±22 от 3 до 24
Частота переменного тока, Гц	50±1
Потребляемая мощность, Вт, не более	10
Частота импульсов частотно-импульсного сигнала, Гц	от 0,1 до 300
Габаритные размеры заказного исполнения, мм, не более – высота – ширина – длина	 120 250 260
Габаритные размеры базового исполнения, мм, не более – высота – ширина – длина	 200 350 400
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	 от 5 до 50 от 30 до 95 от 84 до 106
Средний срок службы, лет Средняя наработка на отказ, ч	15 30000

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на лицевой части панели, методом термопечати или лазерной гравировки или фотохимическим методом, и в верхней части по центру титульного листа формуляра и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Установка поверочная	ВПУ-Энерго М	1 шт.
Формуляр	РКЦП.407300.010 ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации	РКЦП.407300.010 РЭ	1 экз.
Методика поверки	МП 1307-1-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе «Подготовка установки к использованию» руководства по эксплуатации установок поверочных ВПУ-Энерго М.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам поверочным ВПУ-Энерго М

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.

ТУ 4213-010-38136191-20 (РКЦП.407300.010ТУ) «Установки поверочные ВПУ-Энерго М. Технические условия».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РКС-Энерго» (ООО «РКС-Энерго»)
ИНН 7839459447
Адрес: 188640, Ленинградская область, Всеволожский микрорайон, Всеволожское городское поселение, г. Всеволожск, ш. Дорога Жизни, дом 4Б, помещение 1,2.
Телефон(факс): +7 (812) 334-55-50
Web-сайт: https://www.gk-energiya.com
E-mail: info@spbres.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7«а»
Телефон: +7(843) 272-70-62, факс: +7(843) 272-00-32
Web-сайт: www.vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592.