

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2112

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 жидкости ультразвуковые	LiquiSonic	C	83159-21	контроллер: LiquiSonic 20 V10, серийный номер 35882 с погружным датчиком Liquid Immersion sensor V10 40-14, DN50, PN16, серийный номер 47986	SensoTech GmbH, Германия	SensoTech GmbH, Германия	ОС	МП 119-251-2020	1 год	SensoTech GmbH, Германия	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Екатеринбург	10.02.2021
2.	Комплекс измерительно-вычислительный объема воды на трубопроводе оборотной воды (вход) на эстакаде FT901019 ООО "АЛА-	FT901019	E	83160-21	FT901019	Общество с ограниченной ответственностью "АЛА-БУГА-ВОЛОКНО" (ООО "АЛА-БУГА-ВОЛОКНО"), Республика Татарстан, район Елабужский	Общество с ограниченной ответственностью "АЛА-БУГА-ВОЛОКНО" (ООО "АЛА-БУГА-ВОЛОКНО"), Республика Татарстан, район Елабужский	ОС	МП 2804/1-311229-2021	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "АЛА-БУГА-ВОЛОКНО" (ООО "АЛА-БУГА-ВОЛОКНО"), Республика Татарстан, район Елабужский	ООО ЦМ "СТП", г. Казань	28.04.2021

	БУГА-ВОЛОКНО"												
3.	Пробники токовые	ТСР300 А	С	83161-21	ТСР305А, С004452, ТСР312А, С010027	Компания "Tektronix (China) Co., Ltd.", Китай	Компания "Tektronix (China) Co., Ltd.", Китай	ОС	ТСР300А/МП-2021	1 год	ООО "Альфа Инструментс", г. Новосибирск	АО "АКТИ-Мастер", г. Москва	19.04.2021
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Троицкая	Обозначение отсутствует	Е	83162-21	1532	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП-312235-147-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Системы измерений" (ООО "Системы измерений"), г. Красноярск	ООО "Энергокомплекс", г. Москва	11.06.2021
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Минусинская-опорная	Обозначение отсутствует	Е	83163-21	№АУВП.411711.ФСК.РИК.028.09	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП-312235-151-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Системы измерений" (ООО "Системы измерений"), г. Красноярск	ООО "Энергокомплекс", г. Москва	25.06.2021
6.	Система автоматизированная информационно-измеритель-	Обозначение отсутствует	Е	83164-21	003	Филиал "Кировский" Публичного акционерного общества "Т Плюс" (Фили-	Филиал "Кировский" Публичного акционерного общества "Т Плюс" (Фили-	ОС	МП-312235-153-2021	4 года	Филиал "Кировский" Публичного акционерного общества "Т Плюс" (Фили-	ООО "Энергокомплекс", г. Москва	30.06.2021

	ная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала "Кировский" ПАО "Т Плюс" (Кировская ТЭЦ-4, Кировская ТЭЦ-5)					ал "Кировский" ПАО "Т Плюс"), г. Киров	ал "Кировский" ПАО "Т Плюс"), г. Киров				ал "Кировский" ПАО "Т Плюс"), г. Киров		
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "ТЭК"	Обозначение отсутствует	Е	83165-21	949	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), Владимирская обл., г. Владимир	Акционерное общество "Тольяттинская энергосбытовая компания" (АО "ТЭК"), Самарская обл., г. Тольятти	ОС	МП СМО-2307-2021	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), Владимирская обл., г. Владимир	АО "РЭС Групп", Владимирская обл., г. Владимир	26.07.2021
8.	Генераторы газовых смесей паров этанола в воздухе	GUTH модель 12V500	С	83166-21	MP5938, MP5939, MP5940.	Guth Laboratories, Inc., США	Guth Laboratories, Inc., США	ОС	МП 242-2441-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "АЛКО-ТЕКТОР" (ООО "АЛКО-ТЕКТОР"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	02.08.2021
9.	Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии	Обозначение отсутствует	Е	83167-21	009	Публичное акционерное общество энергетики и электрификации "Мосэнер-	Публичное акционерное общество энергетики и электрификации "Мосэнер-	ОС	40166302.2 89939190.0 12.МПИ.9.01	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ГЭХ Системы контроля" (ООО	ЗАО КИП "МЦЭ", г. Москва	28.07.2021

	и теплоносителя ПАО "Мосэнерго" в части ТЭЦ-9 и котельных, входящих в состав филиала					го" (ПАО "Мосэнерго"), г. Москва	го" (ПАО "Мосэнерго"), г. Москва				"ГЭХ Системы контроля"), г. Москва		
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Лента" ТК-28	Обозначение отсутствует	Е	83168-21	049	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП ЭПР-382-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация Комплект Учет Проект" (ООО "АКУП"), г. Москва	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	16.07.2021
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Лента" ТК-229	Обозначение отсутствует	Е	83169-21	086	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП ЭПР-379-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация Комплект Учет Проект" (ООО "АКУП"), г. Москва	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	13.07.2021
12.	Система автоматизированная информационно-	Обозначение отсутствует	Е	83170-21	25790-21	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компа-	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компа-	ОС	МП-312235-154-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Телекор ДВ" (ООО	ООО "Энергокомплекс", г. Москва	09.07.2021

	измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Си-ваки					ния Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ния Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва				"Телекор ДВ"), г. Хабаровск		
13.	Аппаратура	ПС ТДЦК.4 68139.004	С	83171-21	Б18320003, Б18320004	Акционерное общество "Конструкторское бюро навигационных систем" (АО "КБ НАВИС"), г. Москва	Акционерное общество "Конструкторское бюро навигационных систем" (АО "КБ НАВИС"), г. Москва	РФ	651-21-023 МП	1 год	Акционерное общество "Конструкторское бюро навигационных систем" (АО "КБ НАВИС"), г. Москва	ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево	05.07.2021
14.	Аппаратура	РС ТДЦК.4 68139.003	С	83172-21	Б18120001, Б18120006	Акционерное общество "Конструкторское бюро навигационных систем", г. Москва	Акционерное общество "Конструкторское бюро навигационных систем", г. Москва	РФ	651-21-022 МП	1 год	Общество с Акционерное общество "Конструкторское бюро навигационных систем", г. Москва	ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево	05.07.2021
15.	Комплексы измерительные программно-технические	Азимут ДТ	С	83173-21	43-21, 51-21, 54-21, 72-21	Общество с ограниченной ответственностью "Технологии безопасности дорожного движения" (ООО "ТБДД"), г. Пермь	Общество с ограниченной ответственностью "Технологии безопасности дорожного движения" (ООО "ТБДД"), г. Пермь	РФ	651-21-037 МП "ГСИ. Комплексы измерительные программно-технические "Азимут ДТ". Методика поверки"	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Технологии безопасности дорожного движения" (ООО "ТБДД"), г. Пермь	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская обл., г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ВНИИФТРИ	30.07.2021
16.	Преобразователи перемещения	BN-3300XL	Е	83174-21	20F01YL9, 20B00C08, 20B00C09,	Фирма "Bently Nevada, LLC", США	Фирма "Bently Nevada, LLC", США	ОС	МП 204/3-16-2020	2 года	ООО "Бейкер Хьюз Рус Инфра", г.	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	25.12.2020

	токовихре- вые				20B00C0A, 20B00C0C, 20B00C0E, 20B00C0G, 20B00C0H, 20B00C0J, 20B00C0K, 20B00C0L, 20B00C0M, 20B00C0N, 20F00ETK, 20F00ETL, 20F00ETM, 20F00ETN, 20F00ETP, 20F00ETR, 20F00ETT, 20F00ETU, 20F00ETW, 20F00ETX, 20F00ETY, 20F00ETZ, 20F00EU0, 20F00EU1, 20F00EU2, 20F00EU3, 20F00EU4, 20F00EU5, 20F00EU6, 20F00EU7, 20F00EU8, 20F00EU9, 20F00EUA, 20F00EUC, 20F022DN, 20F022DP, 20F022DR, 20F022DT, 20F022DU, 20F022DW, 20F022DX,						Москва		
--	-------------------	--	--	--	---	--	--	--	--	--	--------	--	--

					20F022DY, 20F022DZ, 20F022E0, 20F022E1, 20F022E2, 20F022E3, 20F022E4, 20F022E5, 20F022E6, 20F022E7, 20F022E8, 20F022E9, 20F022EA, 20F022EC, 20F022ED, 20F022EE, 20F022EG, 20F022EH, 20F022EJ, 20F022EK, 20F022EL, 20F022EM, 20F022EN, 20F022EP, 20F022ER, 20F022ET, 20F022EU, 20F022EW, 20F022EX, 20F022EY, 20F022EZ, 20F022G0, 20F022G1, 20F022G2, 20F022G3, 20F022G4, 20F022G5, 20F022G6, 20F022G7, 20F022G8, 20F022G9,							
--	--	--	--	--	---	--	--	--	--	--	--	--

					20F022GA, 20F022GC,20F022G D, 20F022GE, 20F022GG, 20F022GH, 20F022GJ, 20F022GK, 20F022GL, 20F022GM, 20F022GN, 20F022GP, 20F022HH, 20F022HJ, 20F022HK, 20F022HL, 20F022HM, 20F022HN, 20F022HP, 20F022HR, 20F022HT, 20F022HU, 20F022HW, 20F022HX, 20F022HY, 20F022HZ, 20F022J0, 19I019E3, 19I019E4, 19I019E5, 19I019E6, 19I019E7, 19I019E8, 19I019E9, 19I019EA, 19I019EC, 19I019ED, 19I019EE, 19I019EG, 19I019EH, 19I019EJ, 19I019EK,								
--	--	--	--	--	---	--	--	--	--	--	--	--	--

[illegible]

[illegible]

					19J000RM, 19J0022U, 19J0022W, 19J0022X, 19J0022Y, 19J0022Z, 19J0023A, 19J0023C, 19J0023D, 19J0023E, 19J0023G, 19J0023H, 19J0023J, 19J0023K, 19J0023L, 19J0023M, 19J0023N, 19J0023P, 19J0023R, 19J0023T, 19J0023U, 19J00230, 19J00231, 19J00232, 19J00233, 19J00234, 19J00235, 19J00236, 19J00237, 19J00238, 19J00239, 19J00K54, 19J00K55, 19J00K56, 19J00K57, 19J00K58, 19J00K59, 19J00K5A, 19J00K5C, 19J00K5D, 19J00K5E, 19J00K5G, 19J00K5H, 19J00K5J, 19J00K5K, 19J00K5L,							
--	--	--	--	--	---	--	--	--	--	--	--	--

[illegible]

[illegible]

					19I01GXX, 19I01GXY, 19I01GXZ, 19I01GY0, 19I01GY1, 19I01GY2, 19I01GY3, 19I01GY4, 19I01GY5, 19I01GY6, 19I01GY7, 19I01GY8, 19I01GY9, 19I02DXP, 19I02DXR, 19I02DXT, 19I02DXU, 19I02DXW, 19I02DXX, 19I02DXY, 19I02DXZ, 19I02DY0, 19I02DY1, 19I02DY2, 19I02DY3, 19I02DY4, 19I02DY5, 19I02DY6, 19I02DY7, 19I02DY8, 19I02DY9, 19I02DZ1, 19I02DZ2, 19I02DZ3, 19I02DZ4, 19I02DZ5, 19I02DZ6, 19I02DZ7, 19I02DZ8, 19I02DZ9, 19I02DZA,								
--	--	--	--	--	---	--	--	--	--	--	--	--	--

					19I02DZC, 19I02DZD, 19I02DZE, 19I02DZG, 19I02DZH, 19I02DJJ, 19I02DKK, 19I02DLN, 19I02DMO, 19I02DPQ, 19I02DRR, 19I02DSU, 19I02DTV, 19I02DUW, 19I02DXX, 19I02EYY, 19I02FZZ, 19I02GGH, 19J0062T, исполнение NSV заводские номера 20D01LMT, 20D01LMU, 20D01LMW, 20D01LMX, 20D01LYY, 20D01LMZ, 20C02C8G, 20C02C8H, 20C02C8J, 20C02C8K, 20C02C8L, 20C02C8M, 20C02CA2, 20C02CA3, 20C02CA4, 20C02CA5, 20C02CA6, 20C02CA7, 20D00D3N, 20D00D3P,								
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

[illegible]

					20C02C7N, 20C02C7P, 20C02C7R, 20C02C7T, 20C02C7U, 20C02C75, 20C02C76, 20C02C77, 20C02C78, 20C02C79, 20D00D4N, 20D00D4P, 20D00D4R, 20D00D4T, 20D00D4U, 20D00D4W, 20D00D4X, 20D00D4Y, 20D00D4Z, 20D00D50, 20D00D51, 20D00D52, 20D00D53, 20D00D54, 20D00D55, 20D00D5R, 20D00D5T, 20D00D5U, 20D00D5W, 20D00D5X, 20D00D5Y, 20D00D5Z, 20D00D60, 20D00D61, 20D00D62, 20D00D63, 20D00D64, 20D00D65, 20D00D66, 20D00D67, 20D00D57,							
--	--	--	--	--	---	--	--	--	--	--	--	--

[illegible]

					20A02A75, 20A02A76, 20A02A77, 20A02A78, 20A02A79, 20B0009A, 20B0009C, 20B0009D, 20B0009E								
17.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции "Африканда" Октябрьской ЖД - филиала ОАО "Российские железные дороги" в границах Мурманской области	Обозначение отсутствует	Е	83175-21	6731	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва	ОС	МП 206.1-057-2021	4 года	Акционерное общество "Трансэнерком" (АО "Трансэнерком"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	29.07.2021
18.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электро-	Обозначение отсутствует	Е	83176-21	290	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК	ОС	РТ-МП-742-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	30.07.2021

	энергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Ан- гара					ЕЭС"), г. Москва	ЕЭС"), г. Москва				ЭАК"), г. Москва		
19.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Сибири с использова- нием эле- ментов АИИС КУЭ тяговых под- станций Ба- да, Пенько- вая Забай- кальской ЖД - филиала ОАО "Рос- сийские же- лезные доро- ги" в грани- цах Забай- кальского края	Обозна- чение отсут- ствует	Е	83177-21	299	Публичное акционерное общество "Фе- деральная се- тевая компа- ния Единой энергетиче- ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Фе- деральная се- тевая компа- ния Единой энергетиче- ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП- 814-500- 2021	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Инже- нерный центр "ЭНЕР- ГОАУДИТ- КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест- Москва", г. Москва	02.08.2021
20.	Измерители сопротивле- ния изоля- ции	SEW IN	С	83178-21	мод.6305 IN № 2030082, мод. 8005 IN № 1914049	Standard Elec- tric Works Co., Ltd., Тайвань	Акционерное общество "Приборы, Сервис, Тор- говля" (АО "ПриСТ"), г.	ОС	ПР-04- 2021МП	1 год	Акционерное общество "Приборы, Сервис, Тор- говля" (АО "ПриСТ"), г.	АО "ПриСТ", г. Москва	16.08.2021

						Москва				Москва			
21.	Газоанализаторы	T-I Max CH ₂ O	C	83179-21	6515	Фирма "Tiger Optics, LLC", США	Фирма "Tiger Optics, LLC", США	ОС	МП-242-2402-2020	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Синтрол" (ООО "Синтрол"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	12.04.2021
22.	Полуприцепы-цистерны	SF	E	83180-21	SF3B зав. №№ X8ASF3B30K00005 24; X8ASF3B30K00005 25; X8ASF3B30K00005 26; X8ASF3B30K00005 27; SF4B30 зав. №№ X8ASF4B30J00000 74; X8ASF4B30J00000 75; X8ASF4B30J00000 76; X8ASF4B30J00000 77; X8ASF4B30J00000 78; X8ASF4B30J00000 79	Закрытое акционерное общество "Чебоксарское предприятие "Сеспель" (ЗАО "Чебоксарское предприятие "Сеспель"), г. Чебоксары	Закрытое акционерное общество "Чебоксарское предприятие "Сеспель" (ЗАО "Чебоксарское предприятие "Сеспель"), г. Чебоксары	ОС	ГОСТ 8.600-2011	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Промет" (ООО "Промет"), г. Тюмень	ФБУ "Омский ЦСМ", г. Омск	26.03.2021
23.	Колонки заправочные газовые (ГЗК)	PM СТАРК	C	83181-21	001, 002	Общество с ограниченной ответственностью "PM КПП" (ООО "PM КПП"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "PM КПП" (ООО "PM КПП"), г. Москва	ОС	МП-ИНС-001/01-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "PM КПП" (ООО "PM КПП"), г. Москва	ООО "ИНЭКС СЕРТ", г. Москва	11.05.2021
24.	Измерители крутящего момента си-	TT01	C	83182-21	зав. № 4101346; зав. №4107191	Mark-10 Corporation, США	Mark-10 Corporation, США	ОС	МП-305/07-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г.	23.07.2021

	лы										стью "Орбис" (ООО "Орбис"), г. Санкт-Петербург	Москва	
25.	Счетчики массы жидкости	ВДУ	С	83183-21	753006	Акционерное общество "Научно-производственное объединение измерительной техники" (АО "НПО ИТ"), г. Королев, Московская обл.	Акционерное общество "Научно-производственное объединение измерительной техники" (АО "НПО ИТ"), г. Королев, Московская обл.	ОС	МП 208-021-2021	4 года	Акционерное общество "Научно-производственное объединение измерительной техники" (АО "НПО ИТ"), г. Королев, Московская обл.	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	12.07.2021
26.	Системы информационно-измерительные расширенного вибромониторинга	"TIK-RVM.2"	С	83184-21	зав. № 122 в составе: TIK-PLC (зав. № 222), DVA252 (зав. № 0221), DVA484 (зав. № 0321), DVA171 (зав. № 0234), DVA122 (зав. № 0432), DVA312 (зав. № 0542), DVA146 (зав. № 0631), DVA234 (зав. № 0641), DVA345 (зав. № 0732)	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "ТИК" (ООО НПП "ТИК"), г. Пермь	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "ТИК" (ООО НПП "ТИК"), г. Пермь	ОС	МП 204/3-08-2021	2 года	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "ТИК" (ООО НПП "ТИК"), г. Пермь	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	21.05.2021
27.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газ-	Обозначение отсутствует	Е	83185-21	18.005-2021	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО	ОС	МП-370-RA.RU.310 556-2021	4 года	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	01.06.2021

	пром энерго" ООО "Газ- пром транс- газ Чайков- ский" Чай- ковское ЛПУ МГ КС "Чайковская"					"Газпром энерго"), г. Оренбург	"Газпром энерго"), г. Оренбург				"Газпром энер- го"), г. Орен- бург		
28.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии ООО "Газ- пром энерго" ООО "Газ- пром транс- газ Чайков- ский" Мо- жгинское ЛПУ МГ КС "Агрызская"	Обозна- чение отсут- ствует	Е	83186-21	18.001-2021	Инженерно- технический центр Обще- ства с ограни- ченной ответ- ственностью "Газпром энерго" (Ин- женерно- технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Инженерно- технический центр Обще- ства с ограни- ченной ответ- ственностью "Газпром энерго" (Ин- женерно- технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	ОС	МП-367- RA.RU.310 556-2021	4 года	Инженерно- технический центр Обще- ства с ограни- ченной ответ- ственностью "Газпром энер- го" (Инженер- но- технический центр ООО "Газпром энер- го"), г. Орен- бург	Западно- Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ" , г. Новоси- бирск	01.06.2021
29.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии ООО "Газ- пром энерго" ООО "Газ- пром транс-	Обозна- чение отсут- ствует	Е	83187-21	18.003-2021	Инженерно- технический центр Обще- ства с ограни- ченной ответ- ственностью "Газпром энерго" (Ин- женерно- технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Инженерно- технический центр Обще- ства с ограни- ченной ответ- ственностью "Газпром энерго" (Ин- женерно- технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	ОС	МП-369- RA.RU.310 556-2021	4 года	Инженерно- технический центр Обще- ства с ограни- ченной ответ- ственностью "Газпром энер- го" (Инженер- но- технический центр ООО "Газпром энер- го"), г. Орен- бург	Западно- Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ" , г. Новоси- бирск	28.06.2021

	газ Чайковский" Воткинское ЛПУ МГ КС "Игринская"												
30.	Расходомеры-счётчики электромагнитные	Питерфлоу Т	С	83188-21	221718, 220512, 220501, 220491, 223436, 221717	Общество с ограниченной ответственностью "Термотроник" (ООО "Термотроник"), г. Санкт-Петербург; Общество с ограниченной ответственностью "Термотроник Пром" (ООО "Термотроник Пром"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Термотроник" (ООО "Термотроник"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП 208-019-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Термотроник" (ООО "Термотроник"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	03.06.2021
31.	Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58	Е	83189-21	НКФ-220-58 У1 зав. №№ 4789, 5007, 5250, 5287, 4768, 22954, 15131, 39891, 46392, 27593, 35213, 13586, 13587, 14630, 13216, 26954, 29231, 3597/88, 56/112, 3598/23, 24823, 24831, 24956, 14523, 14125, 14644, 46535, 46734, 46600, 47500, 46758, 23280, 33676,	ПО "Запорожтрансформатор", Украина	ПО "Запорожтрансформатор", Украина	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	13.08.2021

					33662, 33659, 56006, 56541, 55996, 60770, 60756, 60759, 60644, 60793, 60566, 17911, 40089, 40499, 50479, 50515, 50494, 26987, 62143, 62606, 62203; НКФ-220-58 ХЛП зав. № 58843								
32.	Трансформаторы напряжения	НКФ 220-58	Е	83190-21	НКФ 220-58 зав. № 1000847, 1005279, 1011865; НКФ 220-58 У1 зав. № 1058783, 1058826, 1058803, 1041167, 1041166, 1041203, 1041205, 1041202, 1062447	МНПО "Электрозавод", г. Москва	МНПО "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	13.08.2021
33.	Трансформаторы напряжения	НКФ-М-330 АУ1	Е	83191-21	10913, 10914, 10922	ПО "Запорожтрансформатор", Украина	ПО "Запорожтрансформатор", Украина	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	11.08.2021
34.	Трансформатор напряжения	НКФ-М-330 I У1	Е	83192-21	6060	Открытое акционерное общество "Запорожский завод высоковольтной аппаратуры"	Открытое акционерное общество "Запорожский завод высоковольтной аппаратуры"	ОС	ГОСТ 8.216-2011	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	11.08.2021

						(ОАО "ЗЗВА"), Украина	(ОАО "ЗЗВА"), Украина				КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва		
35.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОРЕСУРС" по объектам АО "ГОК "Денисовский", АО "ГОК "Инаглинский"	Обозначение отсутствует	Е	83193-21	013	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация Комплект Учет Проект" (ООО "АКУП"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОРЕСУРС" (ООО "РУСЭНЕРГОРЕСУРС"), г. Москва	ОС	МП ЭПР-384-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация Комплект Учет Проект" (ООО "АКУП"), г. Москва	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	26.07.2021
36.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Оренбургнефть" четвертая очередь	Обозначение отсутствует	Е	83194-21	001	Общество с ограниченной ответственностью "ЭнергоПромРесурс" (ООО "ЭнергоПромРесурс"), Московская обл., г. Красногорск	Акционерное общество "Оренбургнефть" (АО "Оренбургнефть"), Оренбургская область, г. Бузулук	ОС	МП ЭПР-385-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭнергоПромРесурс" (ООО "ЭнергоПромРесурс"), Московская обл., г. Красногорск	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	27.07.2021

37.	Система измерительная универсальная стендовая	СИУС-36	Е	83195-21	Л6955	Публичное акционерное общество "ЗВЕЗДА" (ПАО "ЗВЕЗДА"), г. Санкт-Петербург	Публичное акционерное общество "ЗВЕЗДА" (ПАО "ЗВЕЗДА"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП 2071-0005-2021	2 года	Публичное акционерное общество "ЗВЕЗДА" (ПАО "ЗВЕЗДА"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	10.08.2021
38.	Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	"МИР-ТЕК-332-РУ"	С	83196-21	820К271040891, 820К270940890	Общество с ограниченной ответственностью "МИР-ТЕК-КАСКАД" (ООО "МИР-ТЕК-КАСКАД"), г. Калуга	Общество с ограниченной ответственностью "МИР-ТЕК-КАСКАД" (ООО "МИР-ТЕК-КАСКАД"), г. Калуга	ОС	РТ-МП-157-551-2021	16 лет	Общество с ограниченной ответственностью "МИР-ТЕК-КАСКАД" (ООО "МИР-ТЕК-КАСКАД"), г. Калуга	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	26.04.2021
39.	Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные	"МИР-ТЕК-312-РУ"	С	83197-21	820К141840887, 820К141640883	Общество с ограниченной ответственностью "МИР-ТЕК-КАСКАД" (ООО "МИР-ТЕК-КАСКАД"), г. Калуга	Общество с ограниченной ответственностью "МИР-ТЕК-КАСКАД" (ООО "МИР-ТЕК-КАСКАД"), г. Калуга	ОС	РТ-МП-156-551-2021	16 лет	Общество с ограниченной ответственностью "МИР-ТЕК-КАСКАД" (ООО "МИР-ТЕК-КАСКАД"), г. Калуга	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	26.04.2021
40.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Южная	Обозначение отсутствует	Е	83198-21	301	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-953-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	27.08.2021

41.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Мценск	Обозначение отсутствует	Е	83199-21	286	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-952-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	20.08.2021
42.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ "Строительная"	Обозначение отсутствует	Е	83200-21	001	Акционерное общество "Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях" (Филиал "Нововоронежская атомная станция") (Нововоронежская АЭС), г. Москва	Акционерное общество "Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях" (Филиал "Нововоронежская атомная станция") (Нововоронежская АЭС), г. Москва	ОС	РТ-МП-767-550-2021	4 года	Акционерное общество "Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях" (Филиал "Нововоронежская атомная станция") (Нововоронежская АЭС), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	21.07.2021

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83159-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы жидкости ультразвуковые LiquiSonic

Назначение средства измерений

Анализаторы жидкости ультразвуковые LiquiSonic (далее – анализаторы) предназначены для измерений скорости распространения ультразвуковых волн, пропорциональной содержанию компонентов в жидких средах и температуры в жидких средах (далее – анализируемая среда) 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 измерении скорости распространения ультразвуковых волн. Сигнал от ультразвукового источника проходит через анализируемую среду и попадает в приемник, расположенный на определенном известном расстоянии от источника, за определенный промежуток времени. Приемник фиксирует скорость прохождения ультразвукового импульса, пропорциональную содержанию компонентов в анализируемой среде. Содержание компонентов рассчитывается по предварительно построенным градуировочным зависимостям.

Конструктивно анализаторы представляют собой ультразвуковой датчик, подключенный к контроллеру. К контроллеру могут быть подключены до четырех ультразвуковых датчиков. Существует несколько модификаций датчиков, отличающихся размерами и способом установки: погружные датчики имеют дополнительное обозначение Immersion sensor, фланцевые датчики имеют дополнительное обозначение Flange sensor. Каждый датчик содержит ультразвуковую измерительную часть - сенсор, температурный сенсор и измерительную электронику.

Контроллер представляет собой электронный блок с графическим сенсорным дисплеем. Контроллер предназначен для расчета содержания компонента, управления ультразвуковыми датчиками, сбора данных, калибровки анализатора, а также для связи с пользователем или системой управления технологическим процессом. Существует пять различных модификаций контроллеров, которые имеют дополнительное обозначение: 20, 30, 40, 50, Lab. Контроллеры различных модификаций отличаются возможным количеством наборов данных, возможностью удаленного включения, объемом регистрируемых данных, количеством бинарных выходов, аналоговых входов и выходов. Контроллеры имеют до четырех аналоговых выходов (4-20) мА. Функции контроллера могут быть расширены дополнительно интерфейсами Fieldbus, Profibus, Modbus, TCP и Ethernet.

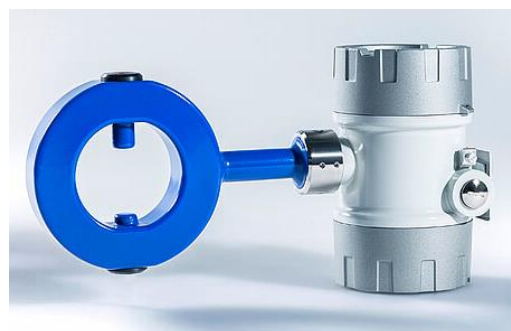
Каждый экземпляр контроллера и датчика анализатора имеет идентификатор и серийный номер. Серийный номер и идентификатор датчика расположены на корпусе датчика. Серийный номер и идентификатор контроллера расположены на задней части корпуса контроллера. Серийный номер имеет цифровой формат. Идентификатор имеет буквенно-цифровой формат. Идентификатор и серийный номер контроллера наносятся типографским способом. Идентификатор и серийный номер датчика наносятся гравированием.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид контроллера и ультразвуковых датчиков, входящих в состав анализатора, представлены на рисунке 1.



(погружной датчик)



(фланцевый датчик)



(контроллер)

Рисунок 1 – Общий вид контроллера и схематические изображения ультразвуковых датчиков, входящих в состав анализаторов жидкости ультразвуковых LiquiSonic

Пломбирование анализаторов не предусмотрено. Конструкция контроллера и датчика, входящих в состав анализатора обеспечивает ограничение доступа к частям, несущим первичную измерительную информацию, и местам настройки (регулировки).

Программное обеспечение

Анализаторы оснащены встроенным программным обеспечением (далее – ПО). ПО является метрологически значимым и выполняет следующие функции:

- управление анализатором;
- определение и хранение калибровочных коэффициентов;
- вычисление, хранение, передача результатов измерений;
- редактирование параметров анализатора.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LiquiSonic®
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V110.40
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значения
Диапазон показаний скорости распространения ультразвука, м/с	от 1000 до 3000
Дискретность показаний скорости распространения ультразвука, м/с	0,01
Предел допускаемого относительного среднего квадратического отклонения выходного сигнала ¹⁾ , %	0,5
Чувствительность ¹⁾ , (м/с)/%, не менее	0,5
Предел обнаружения ²⁾ , %	0,5
Диапазон измерений температуры жидкости, °С	от -20 до +100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	± 0,2
¹⁾ при измерении 5 % раствора глицерина в воде ²⁾ нормировано для раствора глицерина в воде	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристик	Значения
Диапазон показаний температуры, °С	от -20 до +180
Габаритные размеры контроллера, мм, не более:	
- высота	120
- ширина	240
- длина	250
Масса контроллера, кг, не более	3,2
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	100/240±10/24
- частота, Гц	50/60
- напряжение постоянного тока, В	24±3,6
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от 0 до +50
- относительная влажность, %, не более	от 20 до 80

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства пользователя методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор жидкости ультразвуковой:		
- контроллер	LiquiSonic Controller X (где X = 20, 30, 40, 50 или Lab)	1 шт.
- сенсор	LiquiSonic Immersion sensor или LiquiSonic Flange sensor	от 1 до 4 шт.
Руководство пользователя	-	1 экз.
Инструкция по установке	-	1 экз.
Методика поверки	МП 119-251-2020	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Эксплуатация» руководства пользователя.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам жидкости ультразвуковые LiquiSonic

техническая документация изготовителя SensoTech GmbH, Германия

Приказ Росстандарта № 2753 от 27.12.2018 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания неорганических компонентов в жидких и твердых веществах и материалах»

Изготовитель

SensoTech GmbH, Германия

Адрес: Steinfeldstr. 1, D-39179 Magdeburg-Barleben, Германия

Телефон: +49 39203514100

Факс: +49 39203 514109

Web-сайт: www.sensotech.com

E-mail: info@sensotech.com

Испытательный центр

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

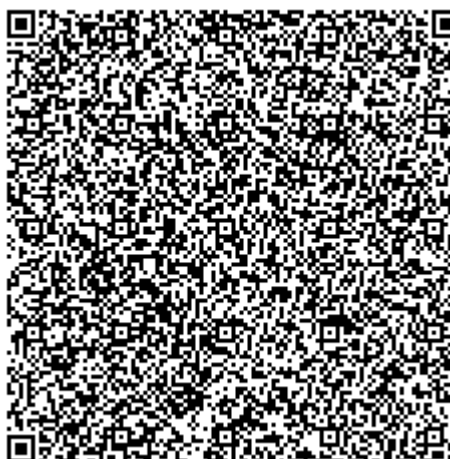
Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 4

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 – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» № RA.RU.311373 от 19.10.2015 по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83160-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс измерительно-вычислительный объема воды на трубопроводе оборотной воды (вход) на эстакаде FT901019 ООО «АЛАБУГА-ВОЛОКНО»

Назначение средства измерений

Комплекс измерительно-вычислительный объема воды на трубопроводе оборотной воды (вход) на эстакаде FT901019 ООО «АЛАБУГА-ВОЛОКНО» (далее – комплекс) предназначен для измерений перепада давления, вычисления объемного расхода и объема воды.

Описание средства измерений

Принцип действия комплекса основан на измерении объемного расхода и объема воды методом переменного перепада давления с помощью осредняющей напорной трубки Torbar. При обтекании потоком осредняющей напорной трубки Torbar возникает разность давлений (перепад давлений) между полным давлением потока измеряемой среды и статическим давлением. Осредняющая напорная трубка Torbar имеет ряд отверстий, распределенных по ее длине и расположенных навстречу потоку. Этот ряд отверстий воспринимает полное давление измеряемой среды (скоростной напор – динамическое и статическое давление). Отдельное отверстие, расположенное с противоположной стороны, воспринимает только статическое давление в трубопроводе. Внутри осредняющей напорной трубки Torbar имеются две камеры: со стороны ряда отверстий в камере происходит осреднение полного давления по сечению трубопровода, со стороны отдельного отверстия через камеру передается статическое давление. Этот перепад давлений (разность давлений) между камерами служит мерой расхода среды. Преобразователь (датчик) давления измерительный EJX на основе измеренного перепада давления рассчитывает объемный расход воды и накопленный объем путем интегрирования объемного расхода по времени.

Комплекс состоит из осредняющей напорной трубки Torbar H711 модели FPD350.T5.E1 и преобразователя (датчика) давления измерительного EJX модели EJX930A (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 59868-15).

Комплекс обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение перепада давления;
- вычисление объемного расхода и объема воды;
- индикация, регистрация, хранение и передача в системы верхнего уровня текущих, средних и интегральных значений измеряемых и вычисляемых параметров;
- контроль, индикация и сигнализация предельных значений измеряемых параметров;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Общий вид комплекса измерительно-вычислительного объема воды на трубопроводе оборотной воды (вход) на эстакаде FT901019 ООО «АЛАБУГА-ВОЛОКНО» представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид комплекса измерительно-вычислительного объема воды на трубопроводе оборотной воды (вход) на эстакаде FT901019 ООО «АЛАБУГА-ВОЛОКНО»

Пломбирование комплекса измерительно-вычислительного объема воды на трубопроводе оборотной воды (вход) на эстакаде FT901019 ООО «АЛАБУГА-ВОЛОКНО» не предусмотрено. Нанесение знака поверки на комплекс измерительно-вычислительный объема воды на трубопроводе оборотной воды (вход) на эстакаде FT901019 ООО «АЛАБУГА-ВОЛОКНО» не предусмотрено.

Программное обеспечение

Комплекс имеет встроенное программное обеспечение (далее – ПО) преобразователя (датчика) давления измерительного ЕЛХ. ПО предназначено для обработки измерительной информации, вычисления расхода воды, индикации результатов измерений, формирования выходных сигналов, настройки и проведения диагностики. Вычисление цифрового идентификатора не предусмотрено. Для защиты от несанкционированного доступа к ПО имеется программная защита с помощью введения пароля через интерфейс HART.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Software
Номер версии ПО	4.01
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон изменений объемного расхода воды, м ³ /ч	от 746,5 до 2549,6
Диапазон измерений перепада давления (шкала), кПа	6,3
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода и объема воды, %	±3
Пределы допускаемой основной приведенной к шкале погрешности при измерении перепада давления, %	±0,2

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия измерений: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +21 до +25 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры трубки Torbar: – типоразмер – материал – ширина, мм – диаметр отверстий, мм – коэффициент расхода	DN 600 нержавеющая сталь 304 60±1 6±0,25 0,7468
Параметры измеряемой среды: – перепад давления, кПа – абсолютное давление, МПа – температура, °C – плотность, кг/м ³ – динамическая вязкость, мкПа·с	от 0,54 до 6,3 от 0,3 до 0,6 от 5 до 35 от 994,1 до 1000,2 от 719,3 до 1517,8
Выходной сигнал	аналоговый от 4 до 20 мА, цифровой (протокол HART)
Напряжение питания постоянного тока, В	от 10,5 до 42,0
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от -30 до +40 до 95 при температуре +35 °C от 84,0 до 106,7
Средняя наработка на отказ, ч	180000
Средний срок службы, лет	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс измерительно-вычислительный объема воды на трубопроводе оборотной воды (вход) на эстакаде FT901019 ООО «АЛАБУГА-ВОЛОКНО», заводской № FT901019	FT901019	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Методика поверки	МП 2804/1-311229-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем воды. Методика измерений на трубопроводе оборотной воды (вход) на эстакаде FT901019», регистрационный номер ФР.1.29.2021.39402 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к комплексу измерительно-вычислительному объема воды на трубопроводе оборотной воды (вход) на эстакаде FT901019 ООО «АЛАБУГА-ВОЛОКНО»

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»

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «АЛАБУГА-ВОЛОКНО»
(ООО «АЛАБУГА-ВОЛОКНО»)

ИНН 1646031132

Адрес: 423601, Республика Татарстан, район Елабужский, улица Ш-2 (ОЭЗ Алабуга тер.), строение 11/9

Телефон: (8555) 75-34-00

Web-сайт: [http:// umatex.com](http://umatex.com)

E-mail: alabuga-volokno@umatex.com

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

Аттестат аккредитации ООО Центр Метрологии «СТП» 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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83161-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Пробники токовые ТСП300А

Назначение средства измерений

Пробники токовые ТСП300А (далее – пробники) предназначены для бесконтактного измерения силы постоянного и переменного электрического тока высокой частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия пробников основан на комбинации бесконтактного трансформатора тока с ферромагнитным сердечником и преобразователя Холла.

Пробники используются совместно с усилителями ТСПА300 (далее – усилители).

Измеряемый электрический ток пропускается в окно раздвижных клещей пробника, и с несимметричного выхода пробника поступает на вход усилителя, в котором осуществляется масштабное преобразование силы тока в пропорциональное электрическое напряжение. К выходу усилителя может быть подключен осциллограф (вольтметр и другая измерительная аппаратура) с входным сопротивлением 50 Ом. Если осциллограф имеет входное сопротивление 1 МОм, то следует присоединить к его входу согласованную проходную нагрузку 50 Ом.

Пробники имеют две модификации ТСП305А и ТСП312А, различающиеся коэффициентами преобразования силы тока в напряжение и временем нарастания переходной характеристики (верхней частотой полосы пропускания).

Усилители взаимозаменяемы и могут использоваться с любой модификацией пробников.

Конструкция пробников имеет форму «пистолета», на конце «ствола» которого находятся раздвижные клещи. Общий вид пробников с указанием места нанесения знака утверждения типа и знака поверки на боковой стороне корпуса показан на рисунке 1. Обозначение модификации пробника нанесено на верхнюю сторону корпуса. Уникальный заводской (серийный) номер пробника имеет буквенно-цифровое обозначение в виде «СХХХХХХ», где буква «С» идентифицирует завод-изготовитель, а после буквы следуют 6 цифр (от 0 до 9). Заводской номер указан на самоклеющейся этикетке, размещенной на нижней стороне корпуса пробника. Фрагмент нижней стороны корпуса пробника с этикеткой представлен на рисунке 2.

Усилители выполнены в форме моноблока, общий вид усилителей показан на рисунке 3.

В конструкции пробников и усилителя отсутствуют элементы регулировки и подстройки, доступные пользователю, их пломбирование не предусмотрено.

место нанесения знака утверждения типа и знака поверки



Рисунок 1 – Общий вид пробников



Рисунок 2 – Фрагмент нижней стороны корпуса пробников с этикеткой



Рисунок 3 – Общий вид усилителей

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики представлены в таблицах 1, 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование Модификация	Значение	
	TCP305A	TCP312A
Коэффициент преобразования силы тока в напряжение К, А/В	5; 10	1; 10
Минимальное значение измеряемой силы тока, мА	5	1
Максимальное значение измеряемой силы тока, А		
постоянный ток	50	30
синусоидальный ток (скз)	35	21
импульсный ток (амплитуда)	50	50
Пределы допускаемой относительной погрешности коэффициента преобразования постоянного тока, % ^{1,2)}	±3	
Время нарастания переходной характеристики, нс, не более ³⁾	7	3,5
Верхняя частота полосы пропускания, МГц, не менее ^{4,5)}	50	100
Время задержки сигнала, нс ^{6,7)}	19	17

1) при температуре окружающего воздуха от +10 °С до +50 °С

2) суммарная погрешность пробника с усилителем

3) по уровням (10/90) % амплитуды фронта импульса

4) по уровню –3 дБ от коэффициента преобразования постоянного тока

5) расчетные значения по формуле $F_{max} = 0,35/\tau$, где F_{max} [Гц] – верхняя частота полосы пропускания, τ [нс] – время нарастания переходной характеристики

6) от токового входа пробника, включая пробник, усилитель и кабель из комплекта поставки

7) типовое справочное значение

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование	Значение
Габаритные размеры пробников, мм	
длина	200
ширина	16
высота	32
Масса пробников, г, не более	150
Максимальный диаметр провода в окне раздвижных клещей, мм	3,8
Длина соединительного кабеля пробников, м	1,5
Габаритные размеры усилителей, мм	
длина	173
ширина	91,4
высота	167
Масса усилителей, кг, не более	1,14
Напряжение электросети усилителей, В	от 90 до 264
Частота электросети усилителей, Гц	от 47 до 440
Рабочие условия применения	
температура окружающего воздуха, °С	от 0 до +50
относительная влажность воздуха (без конденсата), %, не более	
при температуре до +30 °С включ.	95
при температуре св. +30 °С до +50 °С включ.	85

Знак утверждения типа

наносится на верхнюю сторону корпуса пробников в виде самоклеющейся этикетки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность пробников

Наименование и обозначение	Количество
Пробник токовый, модификация ТСР305А/ТСР312А	по заказу
Защитный чехол для пробника	1 шт.
Провод заземляющий для пробника	1 шт.
Кабель ТЕКPROBE	1 шт.
Усилитель ТСРА300	1 шт. по заказу
Кабель сетевой	1 шт. по заказу
Руководство по эксплуатации 077-1183-01-1R (на компакт-диске)	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах «Начало работы», «Органы управления» и «Справочная информация» эксплуатационного документа.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к пробникам токовым ТСР300А

Государственная поверочная схема для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А (приказ Росстандарта от 01.10.2018 г. № 2091)

Государственная поверочная схема для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы (приказ Росстандарта от 30.12.2019 г. № 3457)

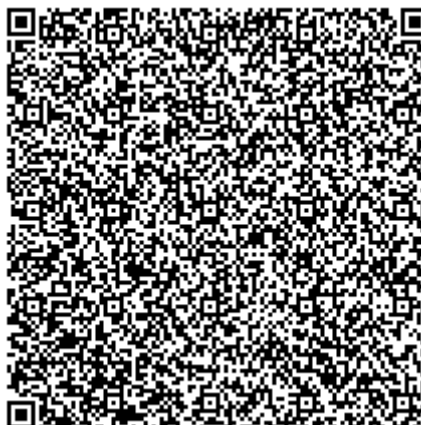
Техническая документация компании “Tektronix”

Изготовитель

Компания “Tektronix (China) Co., Ltd.”, Китай
Адрес: 1227 Chuan Qiao Road, Pudong New District, Shanghai 201206, P.R.C.
Тел. (8621)38960893, Факс (8621)58993156
E-mail: moscow@tektronix.com

Испытательный центр

Акционерное общество «АКТИ-Мастер» (АО «АКТИ-Мастер»)
Адрес: 127106, Москва, Нововладыкинский проезд, д. 8, стр. 4
Тел./факс: +7(495)926-71-85; Web: <http://www.actimaster.ru>; E-mail: post@actimaster.ru
Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU. 311824 в Реестре аккредитованных лиц



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83162-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), резервное устройство синхронизации системного времени (УССВ) ИВКЭ, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК). АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС» и Магистральных электрических сетей (МЭС), УССВ ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ, которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

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

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

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

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 специализированное программное обеспечение «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп)» (СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные СПО

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав ИКАИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав ИК АИИС КУЭ				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	В-35 Т1	ТЛО-35 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 36291-11	НАЛИ-НТЗ-35 кл.т 0,2 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 70747-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10/ УССВ-2 Рег. № 54074-13 РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
2	В-35 Т2	ТЛО-35 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 36291-11	НАЛИ-НТЗ-35 кл.т 0,2 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 70747-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
3	ВЛ 35 кВ Троицкая – Боровлянская с отпайками(ВЛ ТБ-317)	ТЛО-35 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 36291-11	НАЛИ-НТЗ-35 кл.т 0,2 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 70747-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ВЛ 35 кВ Троицкая – Загайновская(ВЛ ТЗ- 310)	ТЛО-35 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 36291-11	НАЛИ-НТЗ-35 кл.т 0,2 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 70747-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10/ УССВ-2 Рег. № 54074-13 РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
5	ВЛ 35 кВ Троицкая – Колхозная(ВЛ ТК- 316)	ТЛО-35 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 36291-11	НАЛИ-НТЗ-35 кл.т 0,2 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 70747-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
6	ВЛ 35 кВ Троицкая – Петровская(ВЛ ТП- 313)	ТЛО-35 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 36291-11	НАЛИ-НТЗ-35 кл.т 0,2 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 70747-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
7	СВ 35	ТЛО-35 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 36291-11	НАЛИ-НТЗ-35 кл.т 0,2 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 70747-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	В-35 кВяч. 11	ТЛО-35 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 36291-11	НАЛИ-НТЗ-35 кл.т 0,2 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 70747-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-325T Рег. № 44626-10/ УССВ-2 Рег. № 54074-13 РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная

Примечания:

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

2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)							
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %			Границы относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi$ = 1,0	$\cos \varphi$ = 0,8	$\cos \varphi$ = 0,5	$\cos \varphi$ = 1,0	$\cos \varphi$ = 0,8	$\cos \varphi$ = 0,5
1 – 8 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,7	2,5	4,7	1,8	2,5	4,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,9	1,5	2,8	1,1	1,6	2,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	1,0	1,9	0,9	1,2	2,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	1,0	1,9	0,9	1,2	2,0
Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)							
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %		Границы относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)		
1	2	3	4	5	6		
1 – 8 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	3,8	2,4	4,1	2,7		
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,4	1,4	2,8	2,0		
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,6	1,1	2,2	1,7		
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,6	1,1	2,2	1,7		
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ($\pm\Delta$), с		5					
Примечания:							
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).							
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.							
3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 30°С.							

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 31819.23-2012, ТУ 4228-011-29056091-11	от 99 до 101 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ, ТН - для счетчиков - для УСПД - для УССВ-2 - для РСТВ-01-01	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 инд до 0,8 смк от -45 до +40 от -40 до +65 от 0 до +50 от -10 до +55 от +5 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 55000 24 0,99 1
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

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

наличие защиты на программном уровне:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛО-35	24шт.
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ-35	2 шт.
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	8 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325T	1 шт.
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Методика поверки	МП-312235-147-2021	1 экз.
Паспорт-формуляр	П2200218-588586-039-АКУ.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Троицкая.

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

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

ИНН: 7444052356

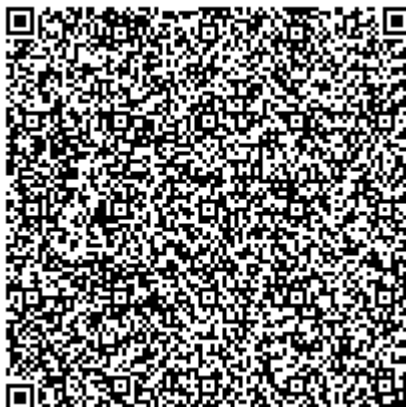
Адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, строение 2

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

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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83163-21

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Минусинская-опорная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Минусинская-опорная (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), резервное устройство синхронизации системного времени (УССВ) ИВКЭ, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML и передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС», и смежным субъектом ОРЭМ.

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ, которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

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

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

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

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 специализированное программное обеспечение «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп)» (СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные СПО

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав ИК АИИС КУЭ				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ Минусинская-опорная - Знаменская с отпайкой на ПС Кутужеково (С-363)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 56255-14	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325T Рег. № 44626-10/ УССВ-2 Рег. № 54074-13 РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
2	ВЛ 110 кВ Минусинская-опорная – Тагарская I цепь с отпайкой на ПС Береговая (С-371)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 56255-14	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
3	ВЛ 110 кВ Минусинская-опорная – Тагарская II цепь с отпайкой на ПС Береговая (С-372)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 56255-14	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ВЛ 110 кВ Минусинская ТЭЦ- Минусинская-опорная I цепь (С-373)	ТВТ кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 3634-89	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325T Рег. № 44626-10/ УССВ-2 Рег. № 54074-13 РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
5	ВЛ 110 кВ Минусинская ТЭЦ- Минусинская-опорная II цепь (С-374)	ТВТ кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 3634-89	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
6	ВЛ 110 кВ Минусинская-опорная - Тесинская I цепь (С- 375)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 56255-14	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
7	ВЛ 110 кВ Минусинская-опорная - Тесинская II цепь (С- 376)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 56255-14	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ВЛ 110 кВ Минусинская-опорная – Минусинская- городская I цепь с отпайкой на ПС Крекер (С-91)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 56255-14	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325T Рег. № 44626-10/ УССВ-2 Рег. № 54074-13 РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
9	ВЛ 110 кВ Минусинская-опорная – Минусинская- городская II цепь (С- 92)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 56255-14	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
10	ВЛ 110 кВ Минусинская-опорная – Идринская I цепь с отпайками (С-93)	ТВТ кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 3634-89	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
11	ВЛ 110 кВ Минусинская-опорная - Идринская II цепь с отпайками (С-94)	ТВТ кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 3634-89	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ОВ-110	ТВТ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 3634-89	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325T Рег. № 44626-10/ УССВ-2 Рег. № 54074-13 РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
13	ВЛ 220 кВ Минусинская-опорная - Курагино-тяговая	ТВ-ТМ-35 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 61552-15	НКФ-220-58 кл.т 1,0 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 1382-60	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
14	ф 1-09	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 70324-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
15	ф 1-14	ТОЛ 10-1 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 15128-96	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	φ 1-19	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10/ УССВ-2 Рег. № 54074-13 РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
17	φ 1-21	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
18	φ 1-22	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 30709-11	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
19	φ 1-24	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 70324-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
20	φ 1-25	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 70324-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	ф 1-31	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 70324-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10/ УССВ-2 Рег. № 54074-13 РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
22	ф 1-32	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 1856-63	НАМИТ кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 70324-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
23	ф 1-26	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 70324-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
24	ф 1-30	ТОЛ-10-I кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 15128-07	НАМИТ кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 70324-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная

Примечания:

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

2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)							
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %			Границы относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi$ = 1,0	$\cos \varphi$ = 0,8	$\cos \varphi$ = 0,5	$\cos \varphi$ = 1,0	$\cos \varphi$ = 0,8	$\cos \varphi$ = 0,5
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,1	1,3	2,1	1,3	1,5	2,2
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,8	1,0	1,7	1,0	1,2	1,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
2, 3, 6 – 9 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,8	2,5	4,8	1,9	2,6	4,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,6	3,0	1,2	1,7	3,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
4, 5, 10– 12 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
13 (ТТ 0,2S; ТН 1,0; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,5	1,8	3,0	1,6	1,9	3,1
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,2	1,6	2,7	1,4	1,7	2,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,5	2,6	1,3	1,7	2,7
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,2	1,5	2,6	1,3	1,7	2,7
14, 18 – 21, 24 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,8	2,5	4,8	1,9	2,6	4,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,6	3,0	1,2	1,7	3,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
15 – 17, 22, 23 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3

Продолжение таблицы 3

Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)					
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %		Границы относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %	
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)
1	2	3	4	5	6
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,3	1,6	3,0	2,2
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,6	1,2	1,9	1,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,3	1,0	1,5	1,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,3	0,9	1,5	1,2
2, 3, 6 – 9 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,1	2,5	4,5	2,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,5	1,6	2,7	1,9
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,8	1,2	2,0	1,4
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,2	2,0	1,4
4, 5, 10– 12 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,4	2,6	4,5	2,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,5	2,5	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,2	2,0	1,4
13 (ТТ 0,2S; ТН 1,0; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,7	1,9	3,1	2,4
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,4	1,6	2,8	2,1
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,2	1,5	2,7	2,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,2	1,5	2,7	2,0
14, 18 – 21, 24 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,0	2,4	4,2	2,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,5	1,5	2,9	2,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,9	1,2	2,4	1,8
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,9	1,2	2,4	1,8

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
15 – 17, 22, 23 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,4	2,5	4,7	2,9
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,5	2,8	2,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,9	1,2	2,4	1,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ($\pm\Delta$), с		5			
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 30°C.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °C: - для ТТ, ТН - для счетчиков - для УСПД - для УССВ-2 - для РСТВ-01-01	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{смк} от -45 до +40 от -40 до +65 от 0 до +50 от -10 до +55 от +5 до +50

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 55000 24 0,99 1
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

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

в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

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

наличие защиты на программном уровне:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТВ-ЭК исп. МЗ	21 шт.
Трансформатор тока	ТВТ	15 шт.
Трансформатор тока	ТВ-ТМ-35	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	12 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	2 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ	1 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	24 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325T	1 шт.
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	1 шт.
Радиосерверточного времени	РСТВ-01	1 шт.
Методика поверки	МП-312235-151-2021	1 экз.
Формуляр	107-147-АСК1.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Минусинская-опорная.

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

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

ИНН:7444052356

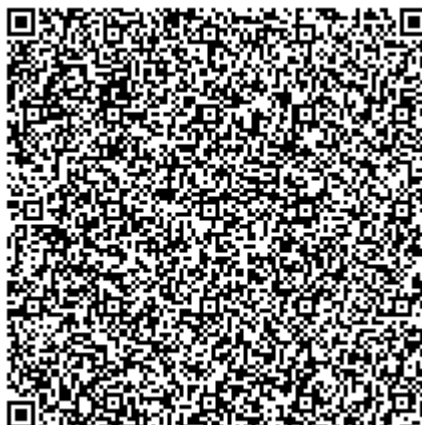
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 23

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

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83164-21

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» (Кировская ТЭЦ-4, Кировская ТЭЦ-5)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» (Кировская ТЭЦ-4, Кировская ТЭЦ-5) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) №№ 112, 113, 116, 131-150, 152-164, 173-175, 185-188 состоят из трёх уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), каналобразующую аппаратуру;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (сервер БД) на базе программного обеспечения (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру.

ИК №№ 166-168, 171 состоят из двух уровней:

1-ый уровень – ИИК, включающий в себя ТТ, ТН, многофункциональные счетчики активной и реактивной электроэнергии; вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – ИВК, включающий в себя сервер БД на базе ПО «АльфаЦЕНТР», УССВ, АРМ, каналобразующую аппаратуру.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчика. 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. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

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

Средняя активная и реактивная электрическая мощность вычисляется на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 112, 113, 116, 131-150, 152-164, 173-175, 185-188 по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, её накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы - сервер БД.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 166-168, 171 поступает на верхний уровень АИИС КУЭ – сервер БД, по каналу связи стандарта GSM.

На верхнем – третьем уровне АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи (резервный канал связи). Передача информации реализована с использованием электронных документов в виде макетов в формате XML 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта рынка по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

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 УССВ на основе устройства синхронизации частоты и времени Метроном-300, встроенные часы сервера БД, УСПД и счетчиков электрической энергии. УССВ осуществляет прием и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системой ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляет синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Коррекция времени сервера БД производится по сигналам точного времени УССВ. Контроль рассогласования времени производится каждые 5 мин, коррекция – по факту наличия расхождения, превышающего ± 1 с.

Коррекция времени УСПД осуществляется со стороны сервера БД. Контроль рассогласования времени производится с тридцатиминутным интервалом времени при каждом опросе сервером БД УСПД, коррекция – при наличии рассогласования ± 1 с.

Для ИК №№ 112, 113, 116, 131-150, 152-164, 173-175, 185-188 контроль времени в часах счетчиков автоматически выполняет УСПД при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и УСПД на величину более ± 2 с.

Для ИК №№ 166-168, 171 контроль времени в часах счетчиков АИИС КУЭ автоматически выполняет сервер БД, корректировка часов счетчиков выполняется автоматически при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут) в случае расхождения времени часов в счетчике и сервере БД на величину более ± 2 с.

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

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1.

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.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07.06
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/ УССВ
1	2	3	4	5	6
112	Кировская ТЭЦ-4, ТГ-2	JKQ Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. 6000/5 Рег. № 41964-09	TJS 6-G Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. 10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 49111-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08 / Метроном-300 Рег. № 74018-19
113	Кировская ТЭЦ-4, ТГ-3	ТШВ15 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. 8000/5 Рег. № 5719-03	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 35956-07	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
116	Кировская ТЭЦ-4, ТГ-6	BDG 072A1 Кл. точн. 0,2S Коэфф. тр. 10000/5 Рег. № 48214-11	TJS 6-G Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. 10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 49111-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
131	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ № 6	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2S Коэфф. тр. 200/1 Рег. № 71583-18, 23256-11, 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. 110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03, 24218-08, 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
132	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ № 8	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2S Коэфф. тр. 200/1 Рег. № 60541-15, 71583-18, 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. 110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03, 24218-08, 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
133	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110кВ ОЦМ-1	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2S Коэфф. тр. 200/1 Рег. № 71583-18, 23256-11, 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03, 24218-08, 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08 / Метроном-300 Рег. № 74018-19
134	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ ОЦМ-2	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2S Коэфф. тр. 200/1 Рег. № 23256-05, 71583-18, 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03, 24218-08, 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
135	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ № 9	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2S Коэфф. тр. 200/1 Рег. № 71583-18, 71583-18, 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03, 24218-08, 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
136	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110кВ, яч. ВЛ 110 кВ № 10	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2S Коэфф. тр. 200/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03, 24218-08, 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
137	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Западная-1	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2S Коэфф. тр. 200/1 Рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03, 24218-08, 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
138	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Западная-2	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2S Коэфф. тр. 200/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03, 24218-08, 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
139	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Сельмаш	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2S Коэфф. тр. 300/1 Рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03, 24218-08, 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08 / Метроном-300 Рег. № 74018-19
140	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Бытприбор	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2S Коэфф. тр. 300/1 Рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03, 24218-08, 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
141	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110кВ, яч. ВЛ 110 кВ Киров-2	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2S Коэфф. тр. 300/1 Рег. № 71583-18, 23256-05, 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03, 24218-08, 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
142	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Урванцево	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2S Коэфф. тр. 300/1 Рег. № 71583-18, 71583-18, 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03, 24218-08, 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
143	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Бахта	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2S Коэфф. тр. 200/1 Рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03, 24218-08, 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
144	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Красногорская	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2S Коэфф. тр. 200/1 Рег. № 23256-05, 71583-18, 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03, 24218-08, 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
145	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110кВ, яч. ВЛ 110 кВ Красный курсант	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2S Коэфф. тр. 300/1 Рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03, 24218-08, 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08 / Метроном-300 Рег. № 74018-19
146	Кировская ТЭЦ-4, ОРУ 110 кВ, яч. ОВ 110кВ	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2S Коэфф. тр. 300/1 Рег. № 71583-18, 60541-15, 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03, 24218-08, 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
147	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 4 «Троллейбусная»	ТПОЛ-10 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. точн. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
148	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 5 «Тепличный комбинат»	ТПЛ-10 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. точн. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
149	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 6 «КЭСР»	ТПЛ-10 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 150/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. точн. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
150	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 7 «Повысительная п/ст 6/10 кВ»	ТПЛ-10 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. точн. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
152	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 9 «Повысительная п/ст 6/10 кВ»	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. точн. 0,5S Коэфф. тр. 600/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. точн. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
153	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 11 «Тепличный комбинат»	ТВЛМ-10 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 300/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. точн. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08 / Метроном-300 Рег. № 74018-19
154	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 14 «Вторресурсы»	ТВЛ-10 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 150/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. точн. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
155	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 16 «Энергострой»	ТПЛМ-10 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 150/5 Рег. № 2363-68	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. точн. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
156	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 23 «КЭСР»	ТВЛ-10 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 150/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. точн. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
157	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 24 «Тепличный комбинат»	ТПЛ-10 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. точн. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
158	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 26 «Энергострой»	ТПЛ-10 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 150/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. точн. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
159	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 27 «Троллейбусная»	ТПОЛ-10 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 1000/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. точн. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
160	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 29 «Повысительная п/ст 6/10 кВ»	ТПОЛ-10 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. точн. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08 / Метроном-300 Рег. № 74018-19
161	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 30 «Вторресурсы»	ТПЛ-10 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 150/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. точн. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
162	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 31 «Тепличный комбинат»	ТПЛ-10 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. точн. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
163	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 33 «Энергодеталь»	ТВЛ-10 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 150/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. точн. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
164	Кировская ТЭЦ-4, ПКРУ 6 кВ, яч. № 37 «ППЖТ»	ТВЛМ-10 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 150/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. точн. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
166	Кировская ТЭЦ-4, КРУ 6 кВ БНС, ввод 6 кВ 11Т	ТВЛМ-10 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 1000/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. точн. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Метроном-300 Рег. № 74018-19
167	Кировская ТЭЦ-4, КРУ 6 кВ БНС, ввод 6 кВ 12Т	ТВЛМ-10 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 1000/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. точн. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
168	Кировская ТЭЦ-4, КРУ 6 кВ БНС, яч. № 2	ТВЛМ-10 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. точн. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Метроном-300 Рег. № 74018-19
171	Кировская ТЭЦ-4, ввод 0,4 кВ тр-ра ВУ-1	Т-0,66 Кл. точн. 0,5S Коэфф. тр. 75/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. точн. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
173	Кировская ТЭЦ-5, 1ТГ	ТШЛ20Б-1 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. 8000/5 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. $10000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08 / Метроном-300 Рег. № 74018-19
174	Кировская ТЭЦ-5, 2ТГ	ТШЛ20Б-1 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. 10000/5 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. $15750:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
175	Кировская ТЭЦ-5, 3ТГ	ТШЛ20Б-1 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. 10000/5 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. $15750:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
185	Кировская ТЭЦ-5, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Киров- Кировская ТЭЦ 5 1 блок	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2S Коэфф. тр. 400/1 Рег. № 71583-18	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2 Коэфф. тр. $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
186	Кировская ТЭЦ-5, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Киров- Кировская ТЭЦ 5 2 блок	ф.А, В: ТФЗМ 110Б-ПУ1 ф.С: ТФЗМ 110Б-ПУ1 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 2000/5 Рег. № 71584-18	НКФ-110-57 У1 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 82163-21	СЭТ-4ТМ.03М Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
187	Кировская ТЭЦ-5, ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Киров- Кировская ТЭЦ 5 3 блок	ТФЗМ 220Б-IV У1 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. 1000/5 Рег. № 6540-78	НКФ-220-58 У1 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. $220000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 82162-21	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08 /
188	Кировская ТЭЦ-5, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Вятка- Киров № 1 с отпайками	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. точн. 0,2S Коэфф. тр. 150/1 Рег. № 23256-05	НКФ-110-57 У1 Кл. точн. 0,5 Коэфф. тр. $110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 82163-21	СЭТ-4ТМ.03 Кл. точн. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Метроном-300 Рег. № 74018-19
Примечания: 1 Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. 2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов. 3 Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта измерений. 4 Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 5 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа АИИС КУЭ. 6 Замена компонентов АИИС КУЭ и изменение наименований ИК оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце порядке, с внесением изменений в эксплуатационные документы. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
112, 113	Активная	0,5	2,2
	Реактивная	1,1	1,6
116, 131-146, 185	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
147-150, 153-164, 166-168	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
152	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
171	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,1	3,9
173-175	Активная	0,8	2,4
	Реактивная	1,5	1,7
186	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
187	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
188	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 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
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49 до 51 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) температура окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для электросчетчиков - для УСПД - для УССВ	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 47,5 до 52,5 от 0,5_{инд.} до 0,8_{смк.} (от 0,87 до 0,5) от -5 до +35 от -40 до +60 от -10 до +55 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05МК.16, СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - 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 ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	90 000 2 165 000 2 100 000 24 35 000 24 0,99 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК:	
- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства автоматического включения резерва;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- 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 АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	JKQ	3 шт.
Трансформаторы тока	ТШВ15	3 шт.
Трансформаторы тока	BDG 072A1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	54 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6 шт.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	14 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2 шт.
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	10 шт.
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66	3 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ20Б-1	9 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-ПУ1	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-ШУ1	1 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 220Б-IV У1	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ТЈС 6-G	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	9 шт.
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95 УХЛ2	5 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	9 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58 У1	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	25 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	20 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.16	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	2 шт.
Устройства синхронизации частоты и времени	Метроном-300	1 шт.
ПО	«АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Методика поверки	МП-312235-153-2021	1 экз.
Паспорт-формуляр	ФКТП.045001.2021.ПС	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) филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» (Кировская ТЭЦ-4, Кировская ТЭЦ-5)».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» (Кировская ТЭЦ-4, Кировская ТЭЦ-5)

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

Филиал «Кировский» Публичного акционерного общества «Т Плюс» (Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс»)

ИНН 6315376946

Адрес: 610044, г. Киров, ул. Луганская, д.51

Телефон: +7 (8332) 57-45-59

Факс: +7 (8332) 57-44-39

E-mail: krv-secr@tplusgroup.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

ИНН:7444052356

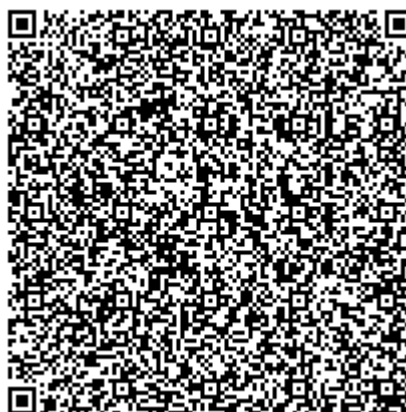
Адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, строение 2

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

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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83165-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ТЭК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ТЭК» (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) «Пирамида 2000» и каналобразующую 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 наличии расхождения часов сервера БД и времени УСВ. 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 «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

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
CalcClients.dll	не ниже 1.0.0.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
CalcLeakage.dll	не ниже 1.0.0.0	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	
CalcLosses.dll	не ниже 1.0.0.0	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	
Metrology.dll	не ниже 1.0.0.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	
ParseBin.dll	не ниже 1.0.0.0	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	
ParseIEC.dll	не ниже 1.0.0.0	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	
ParseModbus.dll	не ниже 1.0.0.0	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	
ParsePiramida.dll	не ниже 1.0.0.0	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	
SynchroNSI.dll	не ниже 1.0.0.0	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	
VerifyTime.dll	не ниже 1.0.0.0	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	

ПО «Пирамида 2000» 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	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ ГПП-5000000, ОРУ-110 кВ, СШ-110 кВ, яч.10, ВЛ-110 кВ ПКЗ-Северная	ТВ-110-IX Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±0,8	±1,8
						реактивная	±1,8	±4,0
2	ПС 110 кВ ГПП-5000000, ОРУ-110 кВ, ОСШ-110 кВ, яч.8, ОВ-12	ТВ-110-IX Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 64181-16	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-11 НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±0,8	±1,8
						реактивная	±1,8	±4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ПС 110 кВ РНС, ЗРУ-10 кВ, 2 с-10 кВ, яч.30, КЛ-10 кВ	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ-ЭК-10 М4 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
4	ПС 110 кВ РНС, ЗРУ-10 кВ, 1 с-10 кВ, яч.16, КЛ-10 кВ	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ-ЭК-10 М4 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±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:
ИК № 1-2 – для $\cos \varphi = 0,8_{\text{инд}}$, $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$;
ИК № 3-4 – для $\cos \varphi = 0,8_{\text{инд}}$, $I=0,05 \cdot I_{\text{ном}}$;
и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1-4 от -40°C до $+60^\circ\text{C}$.
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 $\cos\varphi$ - 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, °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 _{смк.} от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от -50 до +70 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. № 36697-12) - для счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М.01 (рег. № 36355-07) - 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	165000 140000 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	113 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	ТВ-110-IX	6 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	4 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	6 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10 М4	6 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.01	2 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1 шт.
Методика поверки	МП СМО-2307-2021	1 экз.
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.949 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) АО «ТЭК», 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.

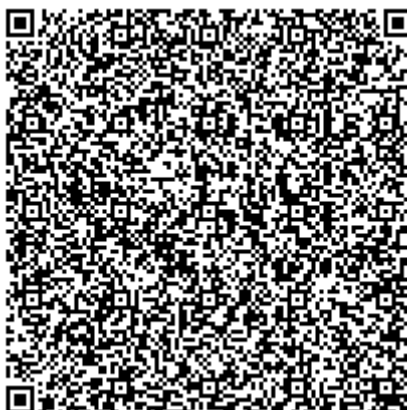
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83166-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Генераторы газовых смесей паров этанола в воздухе GUTH модель 12V500

Назначение средства измерений

Генераторы газовых смесей паров этанола в воздухе GUTH модель 12V500 (далее – генераторы) предназначены для приготовления газовых смесей, используемых при проведении поверки, калибровки и испытаний средств измерений паров этанола в выдыхаемом воздухе, в том числе в целях утверждения типа.

Генераторы применяются в качестве рабочих эталонов 1 разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений содержания этанола в газовых средах, утвержденной приказом Росстандарта от 30.12.2019 г. № 3452.

Описание средства измерений

Генераторы являются стационарными приборами циклического действия.

Принцип действия генератора основан на барботировании воздуха с постоянным расходом через термостатированный водный раствор этанола с известным содержанием этанола. При барботировании через водный раствор этанола воздух насыщается парами этанола и воды. Массовая концентрация этанола в получаемой парогазовой смеси на выходе генератора определяется содержанием этанола в используемом водном растворе.

Конструктивно генератор состоит из приборного модуля и емкости для водного раствора этанола, которые соединяются между собой. На верхней панели корпуса приборного модуля находятся тумблер включения/выключения и контрольный порт, на передней панели – дисплей, а на задней панели – разъем питания и коммуникационный разъем. На боковой панели корпуса находятся два штуцера: для подачи воздуха и для выхода газовой смеси.

В емкость для водного раствора этанола погружены следующие элементы приборного модуля генератора: нагревательный элемент, датчик температуры с двумя независимыми термисторами, перемешиватель раствора с радиальным вентилятором, трубка для барботирования воздуха. На специальной стойке установлена пластиковая перегородка.

Приборный модуль генератора соединяется с емкостью для водного раствора этанола с помощью резьбового соединения. Герметичность соединения обеспечивается наличием резиновой кольцевой прокладки, установленной с использованием силиконовой смазки на приборном модуле генератора.

Генераторы применяются в комплекте со стандартными образцами состава водного раствора этанола ВРЭ-2 ГСО 8789–2006 или аналогичными, которые поставляются по отдельному заказу.

Общий вид генераторов представлен на рисунке 1.

Доступ к механическим узлам регулировки и элементам конструкции генераторов защищен пломбами уполномоченного представителя изготовителя, саморазрушающимися или расслаивающимися при вскрытии.

Заводской номер генераторов указывается на задней панели приборного модуля в виде: «S/N: XXXXXX», где XXXXXX – заводской номер.

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



Рисунок 1 – Общий вид генераторов

Программное обеспечение

Генераторы имеют встроенное программное обеспечение 12V500.

Встроенное системно-прикладное программное обеспечение (далее – ПО) генератора разработано изготовителем специально для решения задачи термостатирования водного раствора этанола, индикации на дисплее значения температуры раствора и вывода сообщений о состоянии генератора. Идентификационное наименование ПО выводится на дисплей при включении генератора.

Влияние встроенного ПО на метрологические характеристики генераторов учтено при их нормировании. Генераторы имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077—2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	12V500
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	2.02
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм получения цифрового идентификатора	-
Примечание – Значение цифрового идентификатора ПО и алгоритм получения цифрового идентификатора не доступны.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Диапазон воспроизведения массовой концентрации этанола в газовых смесях, мг/м ³	Пределы допускаемой погрешности воспроизведения массовой концентрации этанола в газовых смесях	
	абсолютной, мг/м ³	относительной, %
от 40 до 80 включ.	±4	–
св. 80 до 2000	–	±5
Примечание – Генераторы применяются в комплекте со стандартными образцами состава водного раствора этанола ВРЭ-2 ГСО 8789–2006 или аналогичными; диапазон массовой концентрации этанола от 0,10 до 6,0 мг/см ³ ; границы относительной погрешности при P=0,95: ±1 %.		

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Объем водного раствора этанола, заливаемого в емкость генераторов, см ³	500±25
Температура термостатирования водного раствора этанола, °С	34,00±0,05
Время прогрева генераторов (после замены водного раствора этанола), мин, не более	10
Параметры газовой смеси на выходе генераторов:	
– относительная влажность газовой смеси, %, не менее	90
– объемный расход газовой смеси (задается пользователем), л/мин	от 6 до 10
– длительность генерации пробы газовой смеси (контролируется пользователем), с, не более	10
– максимальный объем газовой смеси без замены водного раствора этанола (контролируется пользователем), л	20
Электрическое питание генераторов осуществляется от сетевого адаптера питания ¹⁾ с выходными характеристиками:	
– напряжение, В $\overline{\text{---}}$	12
– ток, А, не менее	8
Габаритные размеры генераторов (без адаптера питания) (длина/высота/ширина), мм, не более	115/210/135
Масса генераторов (без адаптера питания), г, не более	1250
Условия эксплуатации:	
– температура окружающего воздуха, °С	от +20 до +25
– относительная влажность окружающего воздуха, %	от 30 до 80
– атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет	8
Средняя наработка до отказа, ч	8000
¹⁾ Электрическое питание сетевого адаптера питания: – от сети переменного тока с напряжением, В / частотой, Гц: ~ 230±23 / 50±1	

Таблица 4 – Максимальное количество генерируемых проб газовой смеси без замены водного раствора этанола

Объемный расход газовой смеси на выходе генератора, л/мин	Максимальное количество генерируемых проб газовой смеси без замены водного раствора этанола	
	при длительности генерации пробы до 5 с включ.	при длительности генерации пробы св. 5 до 10 с включ.
от 6 до 7 включ.	34	17
св. 7 до 8 включ.	30	15
св. 8 до 9 включ.	27	13
св. 9 до 10	24	12

Таблица 5 – Максимальное количество средств измерений паров этанола в выдыхаемом воздухе, поверяемых с помощью генератора без замены водного раствора этанола (при выполнении трех измерений на каждой точке поверки)

Объемный расход газовой смеси на выходе генератора, л/мин	Максимальное количество средств измерений паров этанола в выдыхаемом воздухе, поверяемых с помощью генератора без замены водного раствора этанола	
	при времени подачи пробы газовой смеси на средство измерений до 5 с включ.	при времени подачи пробы газовой смеси на средство измерений св. 5 до 10 с включ.
от 6 до 7 включ.	11	5
св. 7 до 8 включ.	10	5
св. 8 до 9 включ.	9	4
св. 9 до 10	8	4
Примечание – Объемный расход и время подачи пробы газовой смеси задаются пользователем в зависимости от типа поверяемого средства измерений.		

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом и на генераторы в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность генераторов

№ п/п	Наименование	Обозначение	Количество
1	Генератор газовых смесей паров этанола в воздухе	GUTH модель 12V500	1 шт.
2	Стандартные образцы ¹⁾ состава водных растворов этанола ВРЭ-2 ГСО 8789-2006 с паспортами	—	3 шт.
3	Мундштук	—	1 шт.
4	Сетевой адаптер питания	—	1 шт.
5	Комплект трубок ²⁾ соединительных поливинилхлоридных	—	1 шт.
6	Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
7	Паспорт	—	1 экз.
8	Методика поверки	МП 242-2441-2021	1 экз.

¹⁾ В комплект поставки входят стандартные образцы со значениями массовой концентрации этанола в водных растворах этанола: $(0,386 \pm 0,039)$ мг/см³; $(1,22 \pm 0,12)$ мг/см³; $(2,19 \pm 0,22)$ мг/см³.

²⁾ Комплект включает две трубки длиной 6 и 24 см.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Генераторы газовых смесей паров этанола в воздухе GUTH модель 12V500. Руководство по эксплуатации», 2021 г., раздел 2 «Использование по назначению».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к генераторам газовых смесей паров этанола в воздухе GUTH модель 12V500

Государственная поверочная схема для средств измерений содержания этанола в газовых средах, утвержденная приказом Росстандарта от 30.12.2019 г. № 3452

ГОСТ Р 8.923–2016 ГСИ. Генераторы газовых смесей паров этанола в воздухе. Методика поверки

Техническая документация изготовителя Guth Laboratories, Inc., США

Изготовитель

Guth Laboratories, Inc., США

Адрес: 590, North 67th Street, Harrisburg, PA 17111-4511, USA

Телефон: 717-564-5470, 800-233-2338

Факс: 717-564-2555

Web-сайт: www.guthlabs.com

E-mail: customerservice@guthlabs.com

Испытательный центр

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

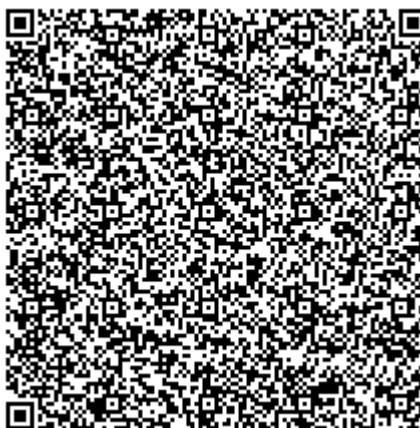
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19

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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83167-21

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-9 и котельных, входящих в состав филиала

Назначение средства измерений

Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-9 и котельных, входящих в состав филиала (далее – АСКУТЭ ТЭЦ-9) предназначена для измерений объемного расхода, объема, массы, температуры, разности температур, давления и количества тепловой энергии, а также времени.

Описание средства измерений

Принцип действия АСКУТЭ ТЭЦ-9 основан на измерениях параметров теплоносителя (объемный расход, объем, масса, температура, разность температур, давление) и количества тепловой энергии измерительными компонентами с последующей обработкой измерительной информации вычислительными компонентами.

АСКУТЭ ТЭЦ-9 представляет собой многофункциональную, проектно-компонуюемую трехуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений. АСКУТЭ ТЭЦ-9 спроектирована для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления, принимается как законченное изделие непосредственно на объекте эксплуатации (ИС-2 согласно ГОСТ Р 8.596-2002). АСКУТЭ ТЭЦ-9 осуществляет учет тепловой энергии и параметров теплоносителя на объектах ПАО «Мосэнерго»: ТЭЦ-9, РТС «Курьяново» и РТС «Люблино». Перечень узлов учета (УУ) приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень УУ

Наименование			
№	ТЭЦ-9	№	РТС «Люблино»
1	Магистраль М1	13	Тепловой вывод № 1
2	Магистраль М11	14	Тепловой вывод № 2
3	Магистраль М17	15	Подпитка № 1
4	Основной подпиток	16	Подпитка № 2
5	Холодная вода	17	Холодная вода 1
6	Наружный воздух	18	Холодная вода 2
№	РТС «Курьяново»	-	-
7	Тепловой вывод № 1	-	-
8	Тепловой вывод № 2	-	-
9	Подпитка № 1	-	-
10	Подпитка № 2	-	-
11	Холодная вода 1	-	-
12	Холодная вода 2	-	-

Нижний уровень включает в свой состав измерительные компоненты (средства измерений утвержденного типа (далее - СИ)), размещенные на УУ, обеспечивающие измерение и передачу полученных данных на средний уровень АСКУТЭ ТЭЦ-9. Перечень СИ, которыми укомплектованы УУ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень СИ

№ ¹	Наименование	Рег. № в ФИФ ОЕИ	Кол-во
1	Теплосчетчик ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе: - вычислитель УВП-280 модификации УВП-280Б.01 - расходомер-счетчик ультразвуковой «ВЗЛЕТ МР» (исп. УРСВ-522ц) - комплект термометров сопротивления КТПТР-01 - датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	72830-18 53503-13 28363-14 46156-10 72888-18	1 шт. 1 шт. 2 шт. 2 комп. ² 2 шт.
2, 3, 7, 8, 13, 14	Теплосчетчик ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе: - вычислитель УВП-280 модификации УВП-280А.01 - расходомер-счетчик ультразвуковой «ВЗЛЕТ МР» (исп. УРСВ-522ц) - комплект термометров сопротивления КТПТР-01 - датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	72830-18 53503-13 28363-14 46156-10 72888-18	1 шт. 1 шт. 2 шт. 2 комп. ² 2 шт.
4, 9, 10, 15, 16	Теплосчетчик ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе: - вычислитель УВП-280 модификации УВП-280А.01 - теплосчетчик ВИС.ТЗ исполнение ВС - термометр сопротивления из платины технический ТПТ-1 ³ - датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	72830-18 53503-13 67374-17 46155-10 72888-18	1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт.
5	Комплекс учета энергоносителей ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе: - вычислитель УВП-280 модификации УВП-280А.01 - термометр платиновый технический ТПТ-13-2 - датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	48574-11 53503-13 39144-08 72888-18	1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт.
6	Вычислитель УВП-280Б.01 Датчик давления Сапфир-22МТ Термопреобразователь медный технический ТМТ-4-2	18379-04 15040-95 15422-06	1 шт. 1 шт. 1 шт.
11 ⁴ , 12 ⁴ , 17 ⁴ , 18 ⁴	Термометр сопротивления из платины технический ТПТ-1 ³	46155-10	1 шт.

¹ Приведена нумерация в соответствии с таблицей 1;

² Используется два комплекта термометров сопротивления КТПТР-01, датчики температуры из первого комплекта установлены на прямом и обратном трубопроводе магистрали непосредственно рядом с расходомерами-счетчиками ультразвуковыми «ВЗЛЕТ МР», датчики из второго комплекта вынесены к границе балансовой принадлежности;

³ Вид исполнения ТПТ-1-3;

⁴ Данные УУ для подключения термометров сопротивления из платины технических ТПТ-1-3 используют УВП-280 из состава других УУ, соответственно: УУ 11 подключается через УВП-280 из состава УУ 9; УУ 12 подключается через УВП-280 из состава УУ 10; УУ 17 подключается через УВП-280 из состава УУ 15; УУ 18 подключается через УВП-280 из состава УУ 16.

Средний уровень: связующие компоненты - устройства сбора и передачи данных (УСПД), вычислительная компонента - сервер измерительно-вычислительного комплекса (сервер ИВК), коммутационное оборудование и каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Верхний уровень состоит из сервера коммерческого учета (СКУ), установленного в центре обработки данных (ЦОД) ПАО «Мосэнерго», автоматизированных рабочих мест (АРМ) и вспомогательного оборудования.

Структурная схема АСКУТЭ ТЭЦ-9 приведена на рисунке 1.

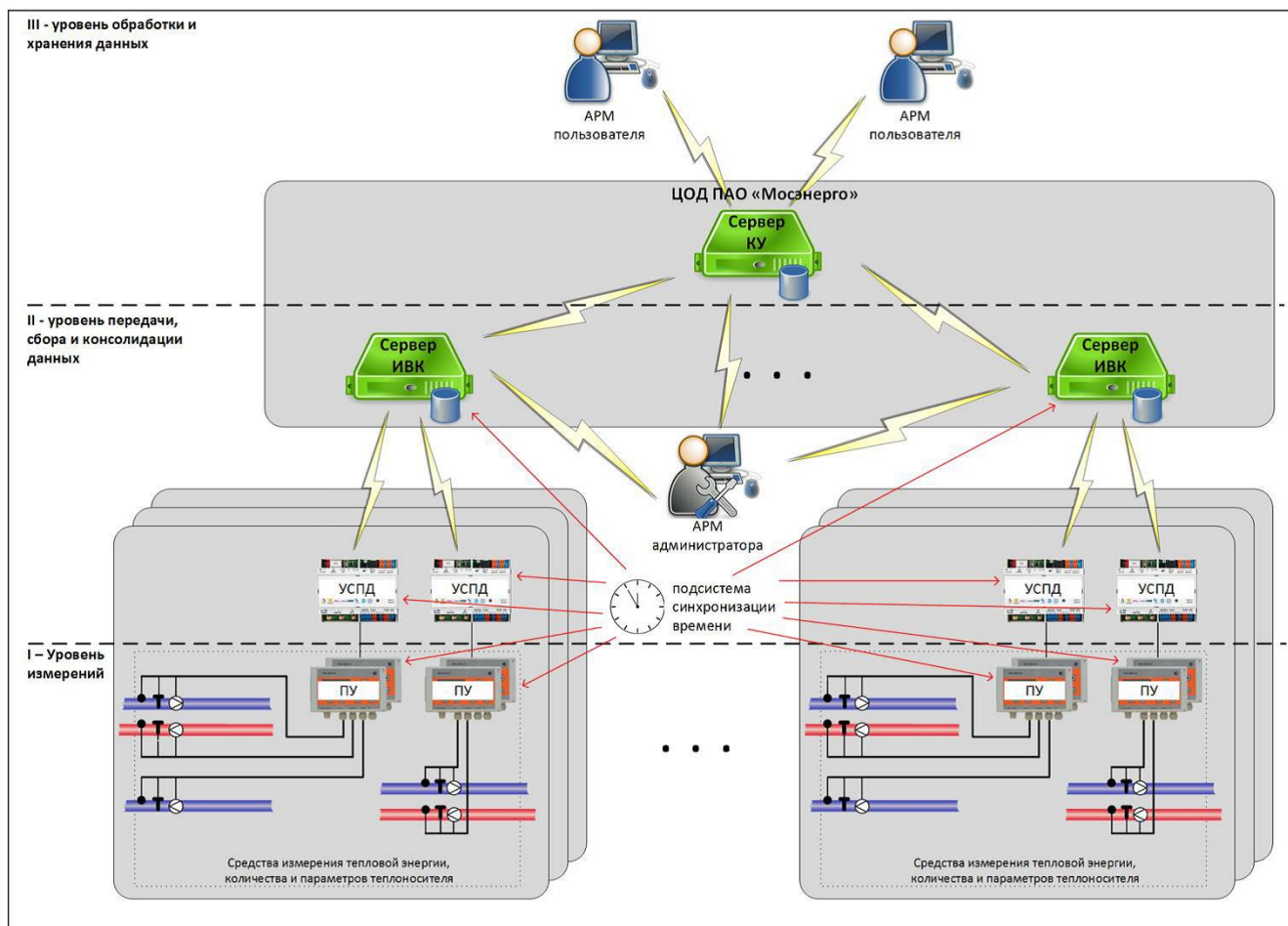


Рисунок 1 - Структурная схема АСКУТЭ ТЭЦ-9

АСКУТЭ ТЭЦ-9 оснащена системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ). СОЕВ осуществляет привязку результатов измерений к меткам времени в шкале единого системного времени. СОЕВ формируется на всех уровнях АСКУТЭ ТЭЦ-9, где используются средства измерений и вычислений, подразумевающих синхронизацию времени от источника сигналов единого времени. УСПД подключены к серверам синхронизации времени типа ССВ-1Г (рег. № 39485-08), которые непрерывно обрабатывают данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC спутниковых навигационных систем. Безусловная синхронизация времени осуществляется по протоколу NTP сервером синхронизации времени ССВ-1Г и УСПД. Синхронизация часов теплосчетчиков выполняется при каждом чтении данных (не реже одного раза в час) при расхождении показаний часов на величину более чем ± 2 секунды. Функцию корректировки часов теплосчетчиков выполняет УСПД.

Допускается замена СИ из состава АСКУТЭ ТЭЦ-9 на аналогичные утвержденного типа, допущенные к применению в установленном порядке, метрологические характеристики которых обеспечивают метрологические и технические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-9, приведенные в таблицах 5 - 8. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АСКУТЭ ТЭЦ-9 как их неотъемлемая часть.

АСКУТЭ ТЭЦ-9 позволяет по цифровым интерфейсам опрашивать теплосчетчики установленные у сторонних организаций, при этом метрологические характеристики данных измерительных каналов не нормируются.

АСКУТЭ ТЭЦ-9 выполняет следующие функции:

- измерение количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии, используемых для формирования данных коммерческого учета;
- ведение единого времени при выполнении измерений количества тепловой энергии и параметров теплоносителя;
- периодический (часовые, суточные, месячные значения) сбор результатов измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя;
- дистанционный сбор архивных данных, мгновенных значений (по запросу) со СИ нижнего уровня;
- хранение и ведение базы данных параметров теплоносителей;
- обеспечение доступа операторов к текущей и архивной информации в виде таблиц, графиков, ведомостей, отчетов, отображаемых на экране и выводимых на печать;
- информационное взаимодействие с внешними и смежными системами;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне.

Пломбирование СИ нижнего уровня, а также связующих и вычислительных компонентов среднего и верхнего уровней АСКУТЭ ТЭЦ-9, проводится в соответствии с конструкторской, технической и эксплуатационной документацией на них. Нанесение знака поверки на АСКУТЭ ТЭЦ-9 не предусмотрено. Заводской номер АСКУТЭ ТЭЦ-9 указан в формуляре.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) АСКУТЭ ТЭЦ-9 включает в свой состав:

- ПО нижнего уровня (НУ), данное ПО установлено в СИ, применяемых в составе АСКУТЭ ТЭЦ-9, идентификационные данные ПО НУ в соответствии с описаниями типа на данные СИ;
- ПО среднего уровня (СУ), идентификационные данные ПО СУ в соответствии с таблицей 3. ПО СУ устанавливается на сервер измерительно-вычислительного комплекса АСКУТЭ ТЭЦ-9 и реализует следующие функции:
 - сбор измерительной информации с НУ;
 - вычисление средневзвешенной энтальпии теплоносителя в обратных трубопроводах главных магистралей ТЭЦ-9;
 - вычисление тепловой энергии в соответствии с заложенными алгоритмами;
 - вычисление объема подпиточной воды;
 - обеспечение работоспособности СОЕВ;
 - передача измерительной информации на верхний уровень.
- ПО верхнего уровня (ВУ), идентификационные данные ПО ВУ в соответствии с таблицей 4. ПО ВУ устанавливается на сервер коммерческого учета АСКУТЭ ТЭЦ-9 размещенный в центре обработки данных (ЦОД) ПАО «Мосэнерго» и реализует следующие функции:
 - сбор, хранение и обработка первичных (немодифицированных) данных об отпуске тепловой энергии и параметрах теплоносителя, полученных с нижнего и среднего уровней;
 - вычисление суммарной тепловой энергии;
 - формирование замещающих значений (досчетов) посредством алгоритмов, учитывающих определение количества тепловой энергии и теплоносителя при работе СИ НУ в нештатных режимах;
 - формирование итоговых ведомостей, протокола и Акта отпуска тепловой энергии и расхода теплоносителей от объекта генерации;
 - накопление и обработка данных в отдельном аналитическом хранилище данных, их анализ и отображение, а также предоставление регламентированной отчетности;

- мониторинг, аудит работоспособности и обработки диагностической информации от компонентов нижнего, среднего и верхнего уровней АСКУТЭ ТЭЦ-9;
- централизованное ведение паспортов по объектам коммерческого учета и справочников, используемых для обеспечения информационной совместимости функциональных подсистем ВУ АСКУТЭ ТЭЦ-9;
- обмен данными с внешними и смежными информационными системами;
- настройка ролей пользователей, администрирования действий пользователей, в соответствии с разработанной и утвержденной ролевой моделью;
- мониторинг (аудит) программных модулей ПО ВУ АСКУТЭ ТЭЦ-9;
- журналирование действий пользователей и работы АСКУТЭ ТЭЦ-9.

Нормирование метрологических характеристик АСКУТЭ ТЭЦ-9 проведено с учетом влияния программного обеспечения.

Конструкция и монтаж оборудования среднего уровня АСКУТЭ ТЭЦ-9 предусматривает полное ограничение доступа к метрологически значимой части ПО СУ и измерительной информации (отсутствие программно-аппаратных интерфейсов связи, наличие механической защиты). Ограничение доступа к метрологически значимой части ПО ВУ и измерительной информации обеспечивается логином и паролем, а также введением журнала событий, при этом доступ к оборудованию размещенному в ЦОД ПАО «Мосэнерго» ограничен механическими средствами защиты и пропускным режимом. Уровень защиты ПО в соответствии с Р 50.2.077-2014:

- для ПО НУ – в соответствии с описаниями типа на СИ входящие в состав АСКУТЭ ТЭЦ-9;
- для ПО СУ – «высокий»;
- для ПО ВУ – «высокий».

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО СУ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	Теплоэнергоучет. Метролог
Идентификационное наименование ПО	US-ME
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	E72C3A765F0313287A953BE75B6BE96F
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО ВУ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Модуль КУ ВУ АСКУТЭ, Филиал ТЭЦ-9
Номер версии (идентификационный номер) ПО	0.1.711
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	9d534714c8ce6810737e3b29425996c5
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5 – Метрологические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-9 в части ТЭЦ-9

Наименование характеристики	Значения	
	Предельные режимы ТЭЦ-9	Основные режимы ТЭЦ-9
1	2	3
1. Магистраль М1		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 24,76 до 7499,5 от 24,76 до 7499,5	от 32 до 2500 от 32 до 2500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,48$ до $\pm 2,66$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,60$ до $\pm 2,78$
Диапазон измерений температуры, °С - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +72 до +130 от +40 до +55
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,89$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,82$
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 17 до 90
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,5$	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,03$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,5$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,68$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,61$ до $\pm 4,37$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 1,44$ от $\pm 0,53$ до $\pm 1,44$	от $\pm 0,53$ до $\pm 1,44$ от $\pm 0,53$ до $\pm 1,44$
2. Магистраль М11		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 99,05 до 29998 от 99,05 до 29998	от 293 до 7500 от 293 до 7500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,49$ до $\pm 1,42$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,61$ до $\pm 1,54$
Диапазон измерений температуры, °С - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +72 до +130 от +40 до +55

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,89$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,82$
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 17 до 90
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,5$	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,03$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,5$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,68$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,62$ до $\pm 3,13$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,94$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,94$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,94$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,94$
3. Магистраль M17		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 99,05 до 29998 от 99,05 до 29998	от 100 до 7000 от 100 до 7000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,49$ до $\pm 3,28$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,61$ до $\pm 3,40$
Диапазон измерений температуры, °С - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +72 до +130 от +40 до +55
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,89$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,82$
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 17 до 90
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,5$	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,03$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,5$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,68$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,62$ до $\pm 4,99$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,94$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,94$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,94$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,94$
4. Основной подпиток		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 2 до 500	от 5 до 500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,6$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,6$ до $\pm 1,00$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 1,44$	от $\pm 0,53$ до $\pm 1,44$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	-	от $\pm 1,92$ до $\pm 4,67$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	от $\pm 0,95$ до $\pm 3,44$	от $\pm 0,96$ до $\pm 3,09$
5. Холодная вода		
Диапазон измерений температуры, °С	от -200 до +300	от 0 до +100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,40$ до $\pm 1,90$	$\pm 0,40$ до $\pm 1,00$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 2,5	от 0 до 1,6
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 1,61$	от $\pm 0,53$ до $\pm 1,61$
6. Наружный воздух		
Диапазон измерений температуры, °С	от -50 до +100	от -45 до +45
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,40$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,40$ до $\pm 0,63$
Диапазон измерений абсолютного давления, кПа	от 0 до 160	от 0 до 160
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,56$ до $\pm 1,96$	от $\pm 0,56$ до $\pm 1,96$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
СОЕВ		
Пределы абсолютной погрешности синхронизации измерительных и вычислительных компонентов с мировым временем, с/сутки		± 5
Примечания - Указаны предельные значения погрешностей, конкретные значения зависят от условий измерений и определяются в соответствии с документом 40166302.289939190.012.МВИ.09.01 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-9 и котельных, входящих в состав филиала. ТЭЦ-9. Методика измерений»; - При определении пределов допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, в качестве диапазона измерений принимается значения, указанные в столбце 2.		

Таблица 6 – Метрологические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-9 в части РТС «Курьяново»

Наименование характеристики	Значения обеспечиваемые применяемыми СИ	Основные режимы РТС «Курьяново»
1	2	3
7. Тепловой вывод № 1 (DN800)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч		
- подающий	от 63,39 до 19198,72	от 100 до 6000
- обратный	от 63,39 до 19198,72	от 100 до 6000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,49$ до $\pm 2,26$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,61$ до $\pm 2,38$
Диапазон измерений температуры, °С		
- подающий	от 0 до +180	от +70 до +130
- обратный	от 0 до +180	от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С		
- подающий	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$
- обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,62$ до $\pm 3,86$

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
8. Тепловой вывод № 2 (DN800)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 63,39 до 19198,72 от 63,39 до 19198,72	от 100 до 6000 от 100 до 6000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,49$ до $\pm 2,26$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,61$ до $\pm 2,38$
Диапазон измерений температуры, °C - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °C	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_d), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,62$ до $\pm 3,86$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
9. Подпитка № 1 (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 1,28 до 320	от 1,28 до 320
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,68 до ±1,01
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	от ±2,5 до ±4,00	от ±2,5 до ±4,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	от ±0,93 до ±3,20	от ±0,93 до ±3,20
10. Подпитка № 2 (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 1,28 до 320	от 1,28 до 320
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,6 до ±2,00	от ±0,6 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	от ±0,72 до ±2,12
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,68 до ±1,01
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	от ±2,5 до ±4,00	от ±2,5 до ±4,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	от ±0,93 до ±3,20	от ±0,93 до ±3,20
11. Холодная вода 1 (DN200)		
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,60 до ±0,76
12. Холодная вода 2 (DN200)		
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,60 до ±0,76
СОЕВ		
Пределы абсолютной погрешности синхронизации измерительных и вычислительных компонентов с мировым временем, с/сутки	±5	
Примечания - Указаны предельные значения погрешностей, конкретные значения зависят от условий измерений и определяются в соответствии с документом 40166302.289939190.012.МВИ.09.02 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-9 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Курьяново». Методика измерений»; - При определении пределов допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, в качестве диапазона измерений принимается значения, указанные в столбце 2.		

Таблица 7 – Метрологические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-9 в части РТС «Люблино»

Наименование характеристики	Значения обеспечиваемые применяемыми СИ	Основные режимы РТС «Люблино»
1	2	3
13. Тепловой вывод № 1 (DN800)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 63,39 до 19198,72 от 63,39 до 19198,72	от 100 до 6000 от 100 до 6000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_t), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,49$ до $\pm 2,26$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,61$ до $\pm 2,38$
Диапазон измерений температуры, °C - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °C	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,62$ до $\pm 3,86$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 2,5 от 0 до 2,5	от 0 до 1,60 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
14. Тепловой вывод № 2 (DN800)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 63,39 до 19198,72 от 63,39 до 19198,72	от 100 до 6000 от 100 до 6000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_t), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,49$ до $\pm 2,26$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,38$
Диапазон измерений температуры, °C - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - обратный	от ±0,60 до ±1,32 от ±0,60 до ±1,32	от ±0,88 до ±1,12 от ±0,76 до ±0,86
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от ±0,55 до ±3,50	от ±0,60 до ±0,95
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от ±0,52 до ±1,50	от ±0,53 до ±0,65
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более ±6,5	от ±1,62 до ±3,86
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 2,5 от 0 до 2,5	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от ±0,53 до ±0,90 от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90 от ±0,53 до ±0,90
15. Подпитка № 1 (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 1,28 до 320	от 1,28 до 320
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,6 до ±2,00	от ±0,6 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	от ±0,72 до ±2,12
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 2,5	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,68 до ±1,01
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	от ±2,5 до ±4,00	от ±2,5 до ±4,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	от ±0,93 до ±3,20	от ±0,93 до ±3,20
16. Подпитка № 2 (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 1,28 до 320	от 1,28 до 320
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,6 до ±2,00	от ±0,6 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	от ±0,72 до ±2,12
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 2,5	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,68 до ±1,01
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	от ±2,5 до ±4,00	от ±2,5 до ±4,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	от ±0,93 до ±3,20	от ±0,93 до ±3,20
<u>17. Холодная вода 1 (DN200)</u>		
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,60 до ±0,76
<u>18. Холодная вода 2 (DN200)</u>		
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,60 до ±0,76
<u>СОЕВ</u>		
Пределы абсолютной погрешности синхронизации измерительных и вычислительных компонентов с мировым временем, с/сутки	±5	
Примечания - Указаны предельные значения погрешностей, конкретные значения зависят от условий измерений и определяются в соответствии с документом 40166302.289939190.012.МВИ.09.03 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-9 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Люблино». Методика измерений»; - При определении пределов допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, в качестве диапазона измерений принимается значения, указанные в столбце 2.		

Таблица 8 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - напряжение питающей сети переменного тока, В - частота питающей сети переменного тока, Гц - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность окружающего воздуха при температуре +25 °С, % - атмосферное давление, кПа	от 198 до 242 от 49 до 51 в соответствии с эксплуатационной документацией до 80 от 84 до 106,7
Емкость архива АСКУТЭ ТЭЦ-9, не менее: - часового - суточного - месячного (итоговые значения)	60 суток 6 месяцев 3 года
Глубина хранения результатов измерений на СКУ, лет, не менее	3,5

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 9 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-9 и котельных, входящих в состав филиала ¹	АСКУТЭ ТЭЦ-9	1 шт.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-9 в части ТЭЦ-9	40166302.289939190.012.ФО.09.01	1 экз.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-9 в части РТС «Курьяново»	40166302.289939190.012.ФО.09.02	1 экз.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-9 в части РТС «Люблино»	40166302.289939190.012.ФО.09.03	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-9 в части ТЭЦ-9	40166302.289939190.012.РЭК.09.01 РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-9 в части РТС «Курьяново»	40166302.289939190.012.РЭК.09.02 РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-9 в части РТС «Люблино»	40166302.289939190.012.РЭК.09.03 РЭ	1 экз.
Методика поверки	40166302.289939190.012.МПИ.9.01	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-9 в части ТЭЦ-9 ²	40166302.289939190.012.МВИ.09.01	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-9 в части РТС «Курьяново» ²	40166302.289939190.012.МВИ.09.02	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-9 в части РТС «Люблино» ²	40166302.289939190.012.МВИ.09.03	1 экз.
Эксплуатационные документы и паспорта на оборудование входящие в состав АСКУТЭ ТЭЦ-9	-	1 компл.
¹ заводской № 009; ² Полное наименования документов указано в разделе «Сведения о методиках (методах) измерений».		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах:

- 40166302.289939190.012.МВИ.09.01 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-9 и котельных, входящих в состав филиала. ТЭЦ-9. Методика измерений»;
- 40166302.289939190.012.МВИ.09.02 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-9 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Курьяново». Методика измерений»;
- 40166302.289939190.012.МВИ.09.03 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-9 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Люблино». Методика измерений».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-9 и котельных, входящих в состав филиала

Постановление Правительства РФ от 16.11.2020 г. № 1847 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Правила коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 18.11.2013 № 1034

Методика осуществления коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, утвержденная приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 17.03.2014 № 99/пр

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Публичное акционерное общество энергетики и электрификации «Мосэнерго»

(ПАО «Мосэнерго»)

ИНН 7705035012

Адрес: 119526, г. Москва, пр. Вернадского, д. 101, корп. 3

Телефон (факс): +7 499-940-33-71, +7 (495) 957-32-00

Web-сайт: <https://www.mosenergo.gazprom.ru/>

E-mail: mosenergo@mosenergo.ru

Испытательный центр

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)

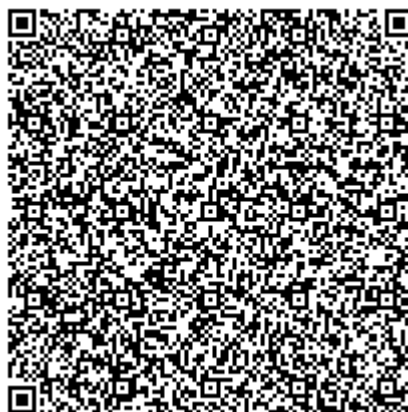
Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское шоссе, д. 88, стр. 8

Телефон (факс): +7 (495) 491-78-12

Web-сайт: <https://www.kip-mce.ru>

E-mail: sittek@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311313.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83168-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-28

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-28 (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 multifunctional двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

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

Передача результатов измерений от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

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

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-28.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ			Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой отнoсительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2БКТП 6/0,4 кВ Лента, РУ-0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТШЛ-0,66 2500/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4TM.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13	HP Pro-Liant DL160 Gen10	Актив-ная	1,0	3,3
							Реак-тивная	2,1	5,6
2	2БКТП 6/0,4 кВ Лента, РУ-0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТШЛ-0,66 2500/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4TM.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Актив-ная	1,0	3,3
							Реак-тивная	2,1	5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									± 5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.
4. Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 40 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	HP ProLiant DL160 Gen10	1
Методика поверки	МП ЭПР-382-2021	1
Паспорт-формуляр	ЛНТА.411711.002.ПФ.004	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-28», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-28

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Лента» (ООО «Лента»)
ИНН 7814148471
Адрес: 197374, г. Санкт-Петербург, ул. Савушкина, д. 112, литера Б
Телефон (факс): (812) 380-61-31
Web-сайт: lenta.com
E-mail: info@lenta.com

Испытательный центр

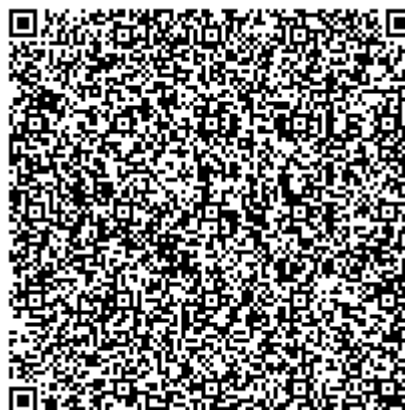
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83169-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-229

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-229 (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 multifunctional двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

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

Передача результатов измерений от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

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

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-229.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энергии	Метрологические характе- ристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ			Границы допускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях (±δ), %	
1	ТП 31297 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод Т-1 0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 2500/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13	HP Pro- Liant DL160 Gen10	Актив- ная	1,0	3,3	
							Реак- тивная	2,1	5,6	
2	ТП 31297 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод Т-2 0,4 кВ	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 2500/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Актив- ная	1,0	3,3	
							Реак- тивная	2,1	5,6	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с	

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.
4. Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 40 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ-0,66	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	HP ProLiant DL160 Gen10	1
Методика поверки	МП ЭПР-379-2021	1
Паспорт-формуляр	ЛНТА.411711.002.ПФ.041	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-229», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-229

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Лента» (ООО «Лента»)
ИНН 7814148471
Адрес: 197374, г. Санкт-Петербург, ул. Савушкина, д. 112, литера Б
Телефон (факс): (812) 380-61-31
Web-сайт: lenta.com
E-mail: info@lenta.com

Испытательный центр

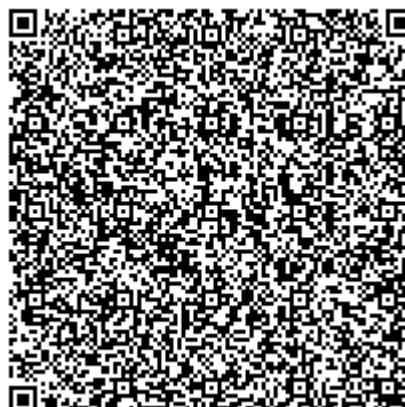
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83170-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Сиваки (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), резервное устройство синхронизации системного времени (УССВ) (наличию определено комплектностью настоящего описания типа средства измерений), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ 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 со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

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

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 220 кВ Сиваки, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Сиваки - КС-7 №2	ТОГФ-110 кл.т 0,2S Ктт = 100/5 Рег. № 61432-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 24218-03 НКФ110-83У1 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-325L Рег. № 37288-08	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12
2	ПС 220 кВ Сиваки, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Сиваки - КС-7 №1	ТОГФ-110 кл.т 0,2S Ктт = 100/5 Рег. № 61432-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 24218-03 НКФ110-83У1 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	ПС 220 кВ Сиваки, ОРУ- 110 кВ, ВЛ 110 кВ Сиваки - Октябрьский	ТОГФ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 100/5 Рег. № 61432-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} =(110000/√3)/(100/√3) Рег. № 24218-03 НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{тн} =(110000/√3)/(100/√3) Рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325L Рег. № 37288-08	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12
4	ПС 220 кВ Сиваки, ОРУ- 110 кВ, ОВ-110	ТФЗМ 110Б кл.т 0,5 К _{тт} = 400/5 Рег. № 24811-03	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} =(110000/√3)/(100/√3) Рег. № 24218-03 НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{тн} =(110000/√3)/(100/√3) Рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
5	ПС 220 кВ Сиваки, ЗРУ-6 кВ, 1с-6 кВ, яч.17	ТОЛ-СЭЩ кл.т 0,5S К _{тт} = 800/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т 0,5 К _{тн} =(6000/√3)/(100/√3) Рег. № 35956-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ПС 220 кВ Сиваки, ЗРУ-6 кВ, 1с-6 кВ, яч.10	ТОЛ-СЭЩ кл.т 0,5S Ктт = 800/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т 0,5 Ктн=(6000/√3)/(100/√3) Рег. № 35956-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325L Рег. № 37288-08	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12

Примечания:

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

2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
4 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,4	2,6	4,5	2,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,5	2,5	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,2	1,9	1,3
5, 6 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,1	2,5	4,4	2,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,5	1,6	2,7	1,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,8	1,2	2,0	1,4
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,2	1,9	1,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ($\pm\Delta$), с		5			
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30°C.					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 31819.23-2012 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °C: - для ТТ, ТН - для счетчиков - для УСПД - для РСТВ-01-01	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -45 до +40 от -40 до +65 от -10 до +55 от +5 до +50

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более РСТВ-01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000 72 100000 24 55000
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТОГФ-110	9 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЦ-6	6 шт.
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	6 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Методика поверки	МП-312235-154-2021	1 экз.
Формуляр	ТДВ.411711.071.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Сиваки».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Сиваки.

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

ИНН:7444052356

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

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

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83171-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Аппаратура ПС ТДЦК.468139.004

Назначение средства измерений

Аппаратура ПС ТДЦК.468139.004 (далее по тексту – аппаратура ПС) предназначена для измерений приращений координат и геодезических определений относительного и абсолютного местоположения объектов.

Описание средства измерений

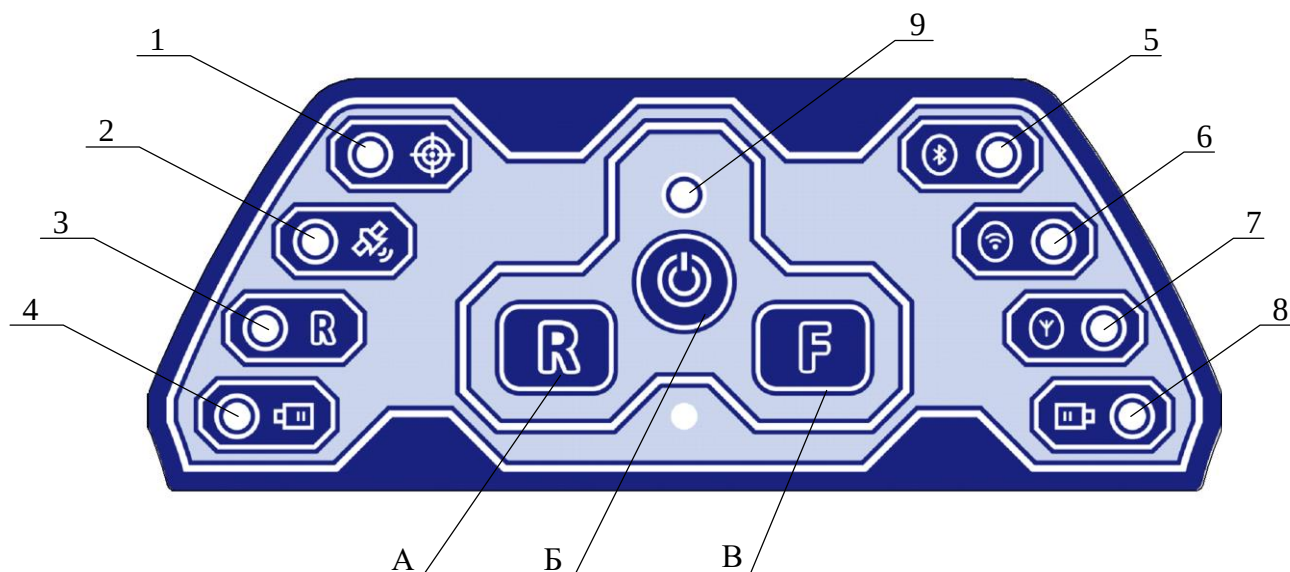
Принцип действия аппаратуры ПС основан на измерении параметров навигационных сигналов глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС в частотных диапазонах L1OF, L2OF, L3OC, L1OC, L2OC; GPS в частотных диапазонах L1C/A, L2 CL/CM, L5, L1C; Galileo в частотных диапазонах E1, E5B, E5A; BeiDou в частотных диапазонах B1, B2, B2a, B1C; SBAS в частотных диапазонах L1, L5 и их последующей обработке. Принятый широкополосный сигнал преобразуется, фильтруется, оцифровывается и распределяется по 432-м параллельным каналам, при этом осуществляется непрерывная калибровка задержек сигналов ГЛОНАСС во всех частотных каналах. Процессор аппаратуры ПС контролирует процесс отслеживания сигнала.

Конструктивно аппаратура ПС состоит из двух функционально законченных узлов: блока приемника аппаратуры ПС ТДЦК.461513.183 (далее – БП) и модема УКВ ТДЦК.464425.001 (далее – модем УКВ).

П р и м е ч а н и е - Модем УКВ поставляется опционально.

БП представляет собой специализированную навигационную аппаратуру, работающую по сигналам НКА ГНСС. В корпусе БП установлена антенна GSM для приема и передачи данных по каналам связи GSM и антенна Wi-Fi для приема и передачи данных через интерфейс Wi-Fi/Bluetooth.

На панели управления БП, расположенной на боковой поверхности приемника, находятся 9 светодиодов и 3 функциональные кнопки. Внешний вид панели управления БП показан на рисунке 1.

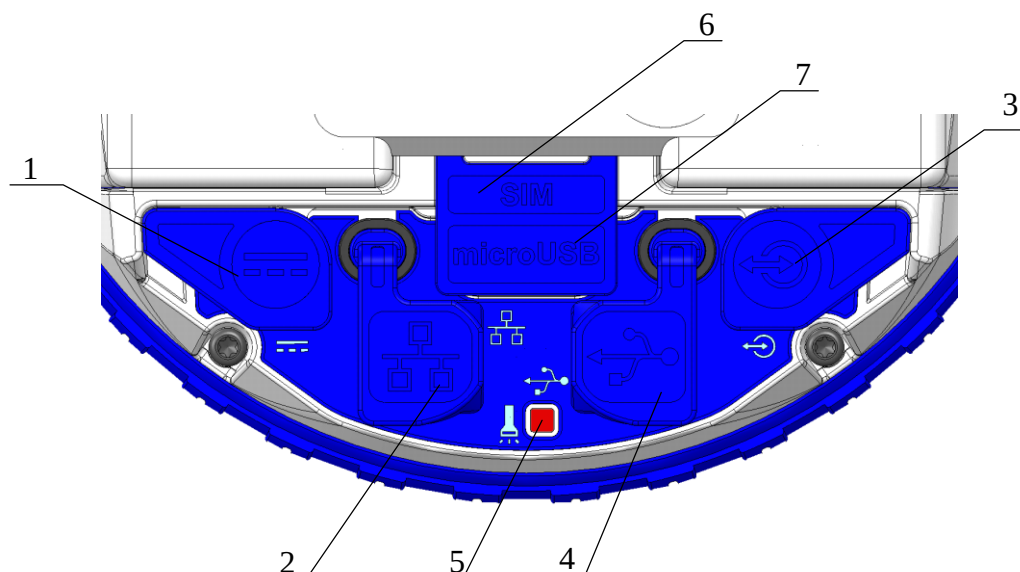


- 1 – режим работы RTKRover/Base, состояние приема/передачи поправок;
2 – статус приема сигналов и навигационного решения;
3 – статус регистрации данных;
4 – состояние блока аккумуляторного сменного левого;
5 – состояние Bluetooth;
6 – состояние Wi-Fi;
7 – состояние GSM-модема;
8 – состояние блока аккумуляторного сменного правого;
9 – состояние питания;
А – включение/выключение записи данных;
Б – включение/выключение питания;
В – многофункциональная

Рисунок 1 – Внешний вид панели управления БП

На боковых панелях БП расположены два аккумуляторных отсека, вмещающих в себя два аккумуляторных сменных блока.

На нижней части БП расположены интерфейсные соединители (закрыты заглушками). Внешний вид нижней части БП с расположением интерфейсных соединителей показан на рисунке 2.



- 1– соединитель для подключения источника постоянного тока напряжением от 10 до 36 В или адаптера питания от сети 220 В 50 Гц;
2 – соединитель для подключения к локальной сети Ethernet;
3– соединитель для подключения по интерфейсу RS-232;
4 – соединитель для подключения различного оборудования (Flash-card и др.);
5 – фонарик для подсветки точки под антенной.
6 – слот для SIM-карты;
7 – соединитель для подключения по интерфейсу USB к персональному компьютеру

Рисунок 2 – Внешний вид нижней части БП с расположением интерфейсных соединителей

Модем УКВ предназначен для приема и передачи поправок по протоколам RTCMv2.3, v3.2.

Корпус модема УКВ выполнен из алюминиевого сплава, что позволяет обеспечить защиту внутренних элементов от внешних воздействующих факторов.

Для определения фазового центра антенны на нижней части корпуса модема УКВ имеется шильд, на котором указана ось фазового центра и положение фазового центра антенны (см. **рОшибка! Неизвестный аргумент ключа.**).

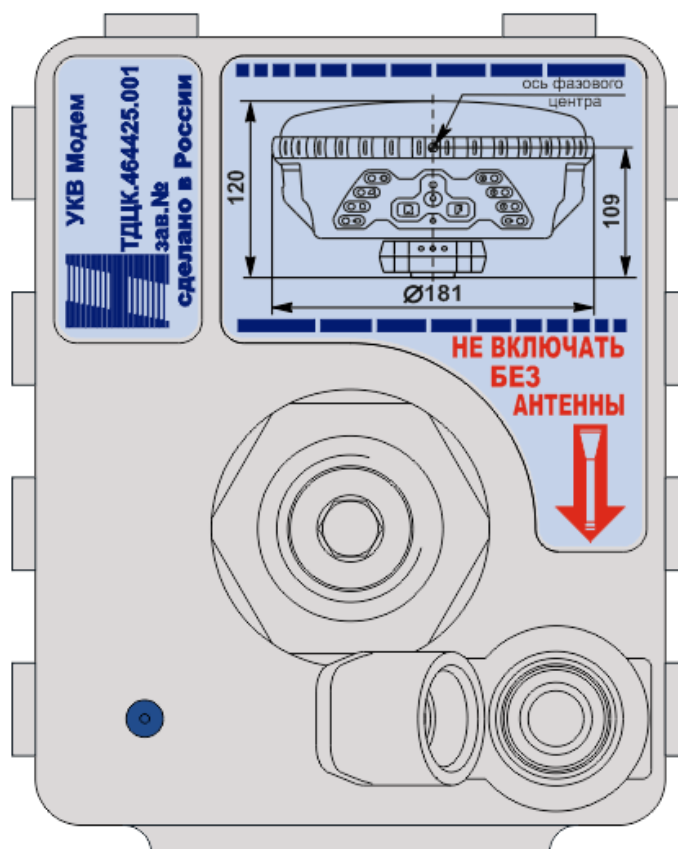


Рисунок 3 - Нижняя часть корпуса модема УКВ

Для подключения антенны УКВ на нижней части корпуса модема УКВ расположен соединитель SMA.

Для обеспечения крепления БП в процессе эксплуатации в нижней части корпуса имеется гайка с резьбой 5/8 дюйма для крепления на веху или штатив.

Пломбирование БП осуществляется мастикой пломбировочной термостойкой, наносимой на винт, расположенный под аккумуляторной батареей.

Пломбирование модема УКВ не предусмотрено, так как его конструкция не предусматривает разборки без специальных инструмента и оснастки.

Общий вид аппаратуры ПС приведен на рисунке 4. Внешний вид аппаратуры ПС со стороны нижней панели с указанием места нанесения знака утверждения типа приведен на рисунке 5.

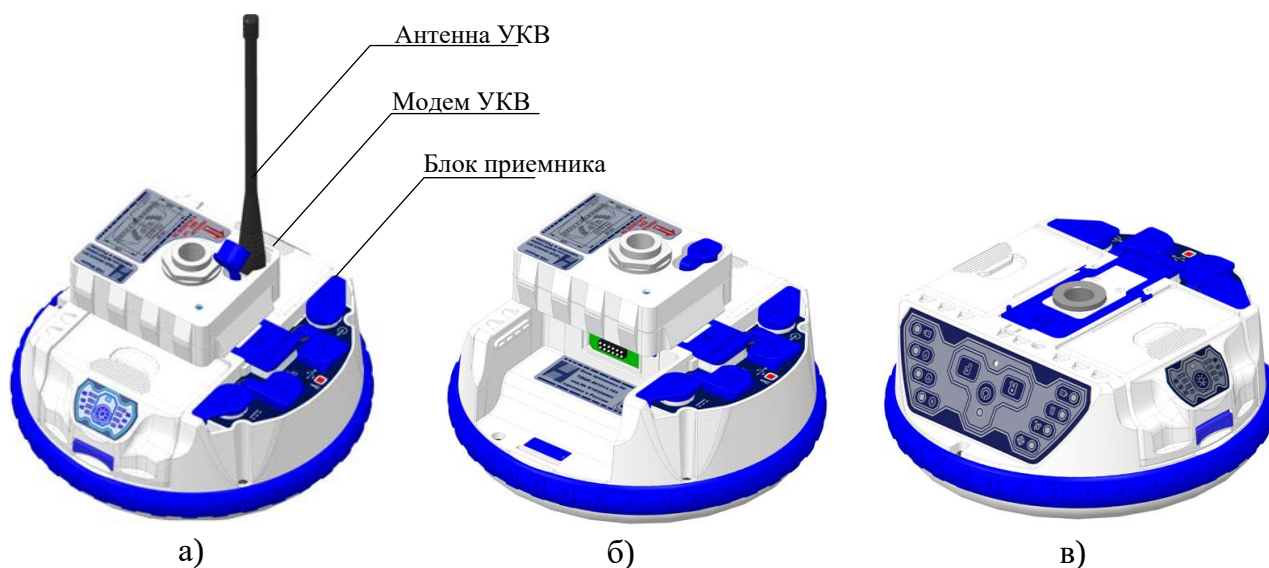


Рисунок 4 – Общий вид аппаратуры ПС: а) БП с модемом и антенной УКВ и установленным блоком аккумуляторным сменным, б) БП с модемом УКВ без блока аккумуляторного сменного, в) БП с установленным блоком аккумуляторным сменным

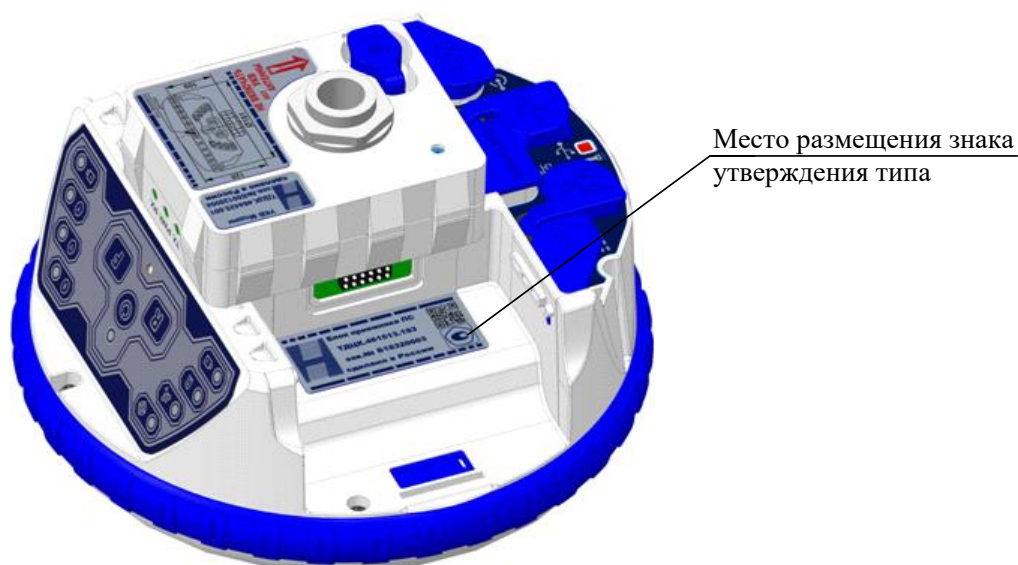


Рисунок 5 – Внешний вид аппаратуры со стороны нижней панели с указанием места нанесения знака утверждения типа

Программное обеспечение

Аппаратура ПС поставляется со встроенным программным обеспечением (далее – ПО). Программа «Комплект программного обеспечения ГЕО» позволяет осуществлять измерительный процесс в полевых условиях. В комплекте с аппаратурой ПС поставляется также ПО постобработки: «STOREGIS» и «RC», устанавливаемое на персональный компьютер. С помощью указанного ПО обеспечивается взаимодействие с аппаратурой ПС, настройка и управление рабочим процессом, хранение и передача результатов измерений, а также конвертирование измерений в формат RINEX.

Разделение на метрологически значимое и не значимое ПО не произведено.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	«Комплект программного обеспечения ГЕО»
Идентификационное наименование ПО	geo_4_krca.swu
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 4.38.00
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	726bac1632f1c75cbee9cc5e3352d6e8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
<i>Режим «Автономный»</i> Доверительные границы допускаемой абсолютной погрешности (при доверительной вероятности 0,997) определения координат в неподвижном состоянии, м в плане по высоте	$\pm 3,6$ $\pm 6,0$
<i>Режим «Дифференциальные кодовые измерения»¹⁾</i> Доверительные границы допускаемой абсолютной погрешности (при доверительной вероятности 0,997) определения координат в неподвижном состоянии, м в плане по высоте	$\pm 1,8$ $\pm 2,7$
<i>Режимы «Кинематика с постобработкой» и «Кинематика в реальном времени (RTK)»²⁾</i> Доверительные границы допускаемой абсолютной погрешности измерений длины базиса (при доверительной вероятности 0,997), мм в плане по высоте	$\pm 3 \cdot (8,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D)^{3)}$ $\pm 3 \cdot (15,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D)$
<i>Режимы «Статика» и «Быстрая статика»²⁾</i> Доверительные границы допускаемой абсолютной погрешности измерений длины базиса (при доверительной вероятности 0,997), мм в плане по высоте	$\pm 3 \cdot (5 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D)^{3)}$ $\pm 3 \cdot (10 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D)$

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
<i>Режим "Абсолютное высокоточное позиционирование в реальном времени (PPP)"</i> ⁴⁾ Доверительные границы допускаемой абсолютной погрешности (при доверительной вероятности 0,997) определения координат в неподвижном состоянии, м в плане $\pm 0,3$ по высоте $\pm 0,4$	
¹⁾ При эллипсоидальном расстоянии между базовой станцией и ровером от 0,07 до 30 км. Принимаемые навигационные сигналы базовой станцией: СНС ГЛОНАСС L1OF, L2OF и GPS L1C/A, L2 CL/CM. СКО погрешности формирования дифференциальных кодовых поправок базовой станцией не более 0,3 м. ²⁾ Диапазон длин базисов от 0,07 до 100 км. ³⁾ Где D – измеряемое расстояние, мм. ⁴⁾ При наличии потока высокоточной ассистирующей навигационной информации, обеспечивающей СКО погрешности определения координат потребителя по каждой координатной оси не более 0,3 м.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество каналов	432
Принимаемые сигналы	ГЛОНАСС: L1OF, L2OF, L3OC, L1OC, L2OC; GPS: L1C/A, L2 CL/CM, L5, L1C; GALILEO: E1, E5B, E5A; BEIDOU: B1, B2, B2a, B1C; SBAS: L1, L5
Напряжение питания постоянного тока, В	от 10 до 36
внешний источник	от 8,4 до 12,6
от встроенных блоков аккумуляторных	
Диапазон рабочей температуры, °C	от -40 до +60
Габаритные размеры БП (без модема УКВ), мм, не более	
диаметр	181
высота	86
Габаритные размеры модема УКВ (без антенны), мм, не более	
длина	91
ширина	73
высота	28
Масса, кг, не более:	
- БП (без модема УКВ)	1,65
- модем УКВ	0,34

Знак утверждения типа

наносится на корпус БП в виде наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации в виде наклейки типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность аппаратуры ПС

Наименование	Обозначение	Количество
1 Аппаратура ПС ТДЦК.468139.004 в составе:	-	1 компл.
1.1 блок приемника ПС, включающий блок аккумуляторный сменный	ТДЦК.461513.183 ТДЦК.563251.029	1 шт. 2 шт.
1.2 комплект кабелей ПС в составе: - кабель питания - кабель RS-232 - кабель USB 2.0 (1 м) - кабель RJ45 cat5E (3 м) - кабель сетевой	ТДЦК.464939.125 ТДЦК.685621.606 ТДЦК.685621.607 А - microB CBL-UA-MUB-1 CUI Devices PC-UTP-RJ45-Cat.5e-3m Cabeus SCZ-1 220 B	1 компл. 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт.
1.3 комплект монтажных частей ПС в составе: - переход - ключ Г-образный	ТДЦК.468911.148 ТДЦК.301619.001 950 BM BlackLaser 6 ммWera	1 компл. 1 шт. 1 шт.
1.4 блок аккумуляторный сменный	ТДЦК.563251.029	по заказу
1.5 модем УКВ	ТДЦК.464425.001	по заказу
1.6 упаковка ПС	ТДЦК.305648.133	1 шт.
1.7 адаптер питания	ТДЦК.436617.037	1 шт.
1.8 устройство зарядное	ТДЦК.435151.005	1 шт.
1.9 контроллер полевой	ТДЦК.469636.020	1 шт.
2 Аппаратура ПС ТДЦК.468139.004. Руководство по эксплуатации.	ТДЦК.468139.004 РЭ	1 экз.
3 Аппаратура ПС ТДЦК.468139.004. Формуляр	ТДЦК.468139.004 ФО	1 экз.
4 Аппаратура ПС ТДЦК.468139.004. Методика поверки	651-21-023 МП	

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации ТДЦК.468139.004 РЭ «Аппаратура ПС ТДЦК.468139.004. Руководство по эксплуатации», раздел 7.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к аппаратуре ПС ТДЦК.468139.004

Приказ Росстандарта от 29.12.2018 № 2831 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для координатно-временных средств измерений».

Техническая документация изготовителя АО «КБ НАВИС».

Изготовитель

Акционерное общество «Конструкторское бюро навигационных систем» (АО «КБ НАВИС»), г. Москва

ИНН 7725075060

Адрес: 121170, Россия, Москва, ул. Кульнева, д. 3, стр. 1, пом. III, ком. 5, 6

Телефон: (495) 665-61-48

Факс: (495) 665-61-49

Web-сайт: www.navis.ru

E-mail: navis@navis.ru

Испытательный центр

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

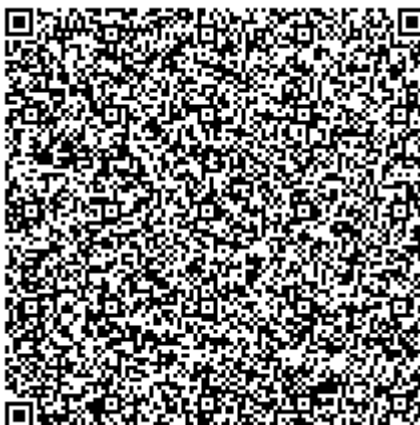
Адрес: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ

Телефон (факс): (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83172-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Аппаратура РС ТДЦК.468139.003

Назначение средства измерений

Аппаратура РС ТДЦК.468139.003 (далее по тексту – аппарататура РС) предназначена для измерений приращений координат и геодезических определений относительного и абсолютного местоположения объектов.

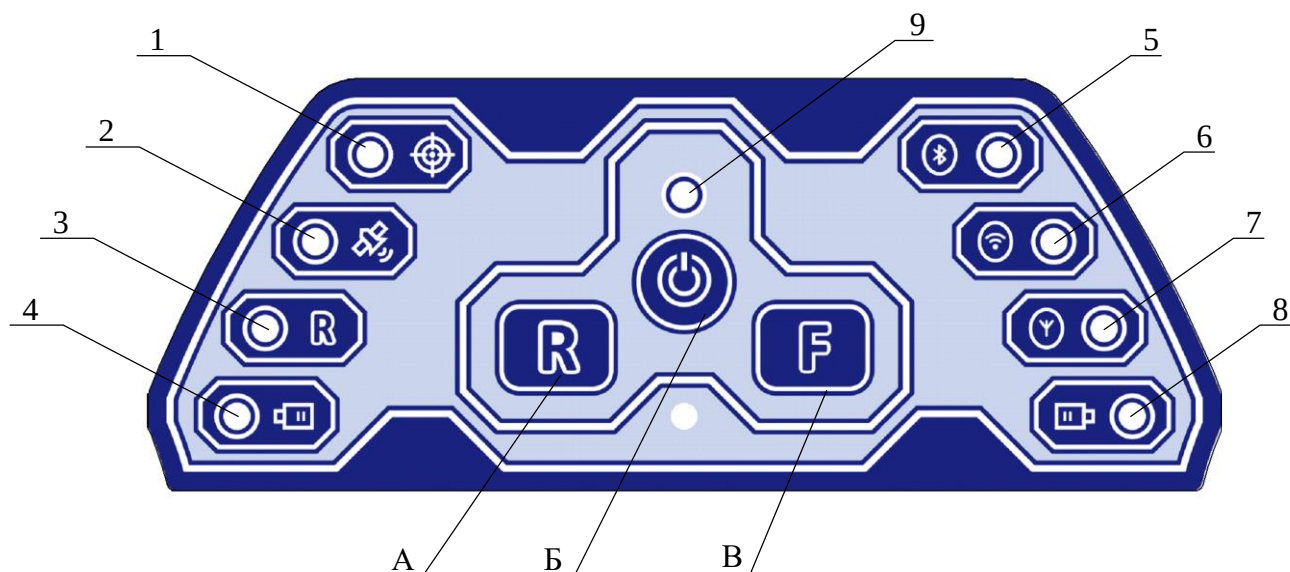
Описание средства измерений

Принцип действия аппаратуры РС основан на измерении параметров навигационных сигналов глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС в частотных диапазонах L1OF, L2OF, L3OC, L1OC, L2OC; GPS в частотных диапазонах L1C/A, L2 CL/CM, L5, L1C; Galileo в частотных диапазонах E1, E5B, E5A; BeiDou в частотных диапазонах B1, B2, B2a, B1C; SBAS в частотных диапазонах L1, L5 и их последующей обработке. Принятый широкополосный сигнал преобразуется, фильтруется, оцифровывается и распределяется по 432-м параллельным каналам, при этом осуществляется непрерывная калибровка задержек сигналов ГЛОНАСС во всех частотных каналах. Процессор аппаратуры РС контролирует процесс отслеживания сигнала.

Конструктивно аппаратура РС состоит из двух функционально законченных узлов: блока приемника аппаратуры РС ТДЦК.461513.181 (далее – БП) и модуля антенного гибридного ГНСС (далее – АМСА-3) в составе комплекта монтажных частей ТДЦК.468911.130 (далее – КМЧ).

БП представляет собой специализированную навигационную аппаратуру, работающую по сигналам НКА ГНСС. На корпусе аппаратуры расположены соединители для подключения антенн Wi-Fi/Bluetooth.

В верхней части корпуса БП находятся 9 светодиодов и 3 функциональные кнопки. Внешний вид панели управления БП показан на рисунке 1.



- 1 – режим работы RTKRover/Base, состояние приема/передачи поправок;
- 2 – статус приема сигналов и навигационного решения;
- 3 – статус регистрации данных;
- 4 – состояние блока аккумуляторного сменного левого;
- 5 – состояние Bluetooth;
- 6 – состояние Wi-Fi;
- 7 – состояние GSM-модема;
- 8 – состояние блока аккумуляторного сменного правого;
- 9 – состояние питания;
- А – включение/выключение записи данных;
- Б – включение/выключение питания;
- В – многофункциональная

Рисунок 1 – Внешний вид панели управления БП

Внешний вид БП со стороны задней панели с установленными интерфейсными соединителями показан на рисунке **Ошибка! Неизвестный аргумент ключа..**



- 1 – соединитель для подключения источника постоянного тока напряжением от 10 до 36 В или адаптера питания от сети 220 В 50 Гц;
2 – соединитель для подключения к локальной сети Ethernet;
3 – соединитель для подключения по интерфейсу RS-232;
4 – соединитель для подключения различного оборудования (Flash-card и др.);
5 – соединитель для подключения по интерфейсу USB к персональному компьютеру;
6 – соединитель для подключения внешней антенны;
7 – соединитель для передачи метки времени;
8 – клемма заземления

Рисунок 2 – Общий вид БП со стороны задней панели



Рисунок 3 – Общий вид БП со стороны передней панели с подключенными Wi-Fi/Bluetooth антеннами

На передней панели БП расположена крышка аккумуляторного отсека, вмещающего в себя два аккумуляторных сменных блока. На противоположных боковых панелях БП расположены соединители для подключения Wi-Fi/Bluetooth антенн. Общий вид с подключенными антеннами Wi-Fi/Bluetooth показан на рисунке **Ошибка! Неизвестный аргумент ключа..**

АМСА-3 поставляется с установленным КМЧ. Внешний вид АМСА-3 с КМЧ показан на рисунке **Ошибка! Неизвестный аргумент ключа..**

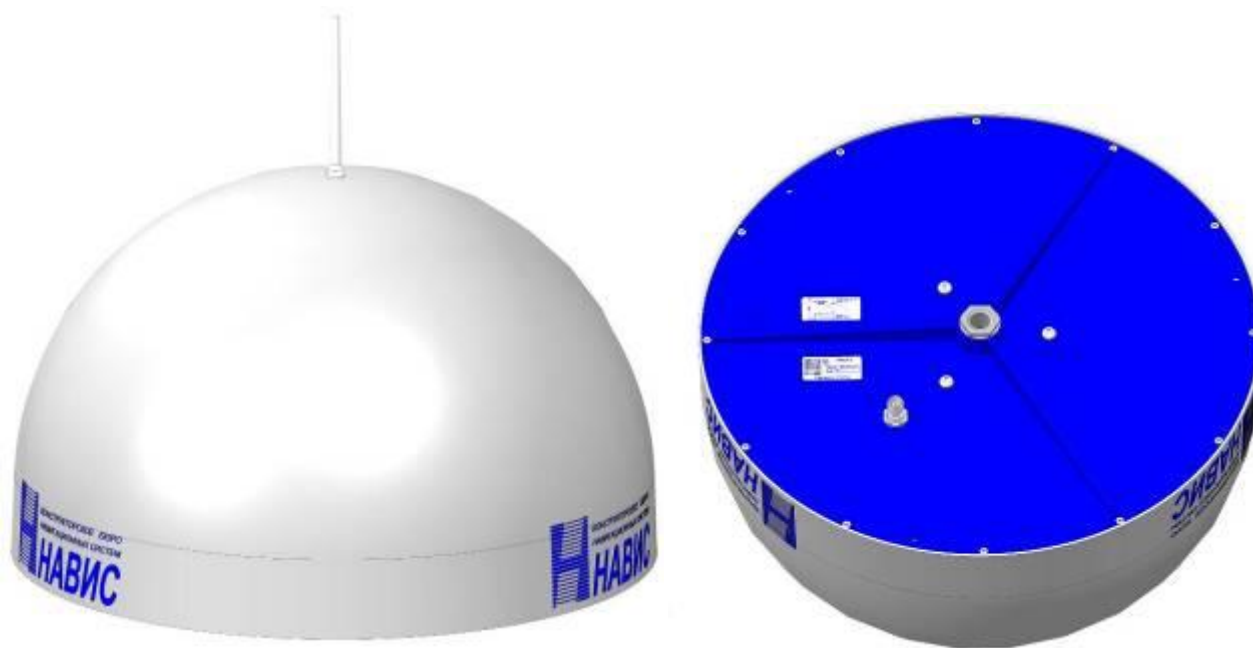


Рисунок 4 – Внешний вид АМСА-3 с КМЧ

Для определения фазового центра антенны на нижней части основания КМЧ имеется шильд, на котором указана ось фазового центра и положение фазового центра АМСА-3.

Для обеспечения крепления КМЧ в процессе эксплуатации в нижней части корпуса имеется гайка с резьбой 5/8 дюйма для крепления на веху или штатив. Материал корпусных деталей БП алюминиевый сплав. Накладки синего цвета, расположенные на передней и задней панелях БП - резиновый эластомер.

Материал обтекателя КМЧ - стеклоткань, для обеспечения формы и жесткости пропитана специальным связующим компонентом. Материал основания - алюминиевый сплав.

Пломбирование передней крышки БП не предусмотрено для обеспечения доступа потребителя к съемным аккумуляторам. Задняя крышка БП пломбируется термостойкой мастикой одного крепежного винта в месте, показанном на рисунке **Ошибка! Неизвестный аргумент ключа.** способом 12 по

ОСТ 92-8918-77. Место пломбировки защищено защитной заглушкой.

Пломбирование КМЧ не предусмотрено.

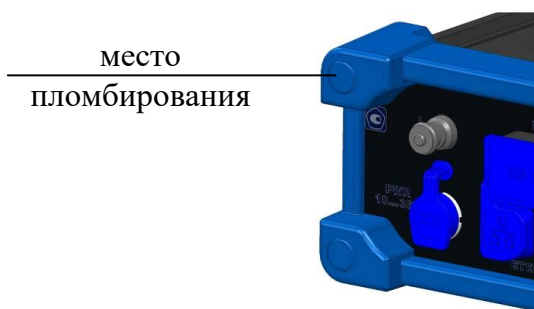


Рисунок 5 – Указание места пломбирования

Общий вид БП с указанием места нанесения знака утверждения типа приведен на рисунке
Ошибка! Неизвестный аргумент ключа..

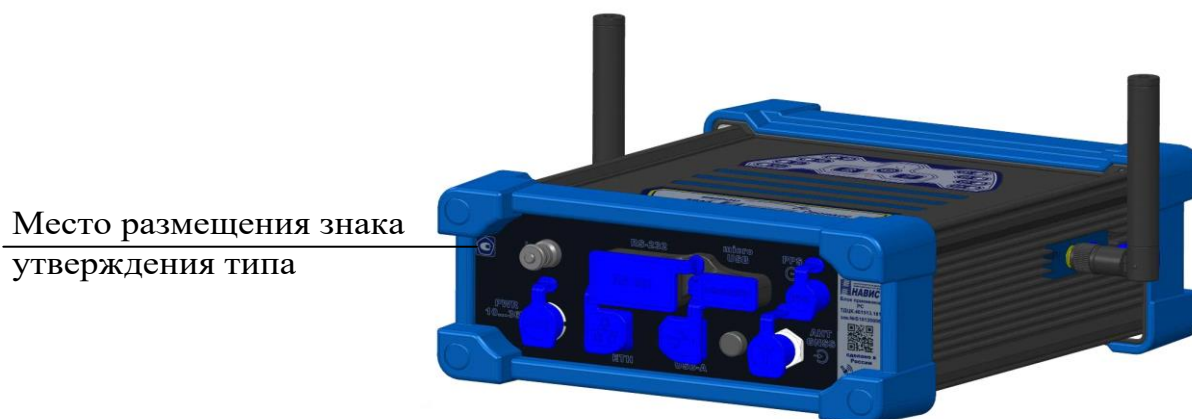


Рисунок 6 – Общий вид БП с указанием места нанесения знака утверждения типа

Программное обеспечение

Аппаратура РС поставляется со встроенным программным обеспечением (далее –ПО). Программа «Комплект программного обеспечения ГЕО» позволяет осуществлять измерительный процесс в полевых условиях. В комплекте с аппаратурой РС поставляется также ПО постобработки: «STOREGIS» и «RC», устанавливаемое на персональный компьютер. С помощью указанного ПО обеспечивается взаимодействие с аппаратурой РС, настройка и управление рабочим процессом, хранение и передача результатов измерений, а также конвертирование измерений в формат RINEX.

Разделение на метрологически значимое и не значимое ПО не произведено.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	«Комплект программного обеспечения ГЕО»
Идентификационное наименование ПО	geo_4_krca.swu
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 4.38.00
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	726bac1632f1c75cbee9cc5e3352d6e8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
<i>Режим «Автономный»</i> Доверительные границы допускаемой абсолютной погрешности (при доверительной вероятности 0,997) определения координат в неподвижном состоянии, м в плане $\pm 3,6$ по высоте $\pm 6,0$	
<i>Режим «Дифференциальные кодовые измерения»¹⁾</i> Доверительные границы допускаемой абсолютной погрешности (при доверительной вероятности 0,997) определения координат в неподвижном состоянии, м в плане $\pm 1,8$ по высоте $\pm 2,7$	
<i>Режимы «Кинематика с постобработкой» и «Кинематика в реальном времени (RTK)»²⁾</i> Доверительные границы допускаемой абсолютной погрешности измерений длины базиса (при доверительной вероятности 0,997), мм в плане $\pm 3 \cdot (8,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D)^{3)}$ по высоте $\pm 3 \cdot (15,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D)$	
<i>Режимы «Статика» и «Быстрая статика»²⁾</i> Доверительные границы допускаемой абсолютной погрешности измерений длины базиса (при доверительной вероятности 0,997), мм в плане $\pm 3 \cdot (5 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D)^{3)}$ по высоте $\pm 3 \cdot (10 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D)$	
<i>Режим "Абсолютное высокоточное позиционирование в реальном времени (PPP)"⁴⁾</i> Доверительные границы допускаемой абсолютной погрешности (при доверительной вероятности 0,997) определения координат в неподвижном состоянии, м в плане $\pm 0,3$ по высоте $\pm 0,4$	
¹⁾ При эллипсоидальном расстоянии между базовой станцией и ровером от 0,07 до 30 км. Принимаемые навигационные сигналы базовой станцией: СНСГЛОНАСС L1OF, L2OF и GPS L1C/A, L2 CL/CM. СКО погрешности формирования дифференциальных кодовых поправок базовой станцией не более 0,3 м. ²⁾ Диапазон длин базисов от 0,07 до 100 км. ³⁾ Где D – измеряемое расстояние, мм. ⁴⁾ При наличии потока высокоточной ассистирующей навигационной информации, обеспечивающей СКО погрешности определения координат потребителя по каждой координатной оси не более 0,3 м.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество каналов	432
Принимаемые сигналы	ГЛОНАСС: L1OF, L2OF, L3OC, L1OC, L2OC; GPS: L1C/A, L2 CL/CM, L5, L1C; GALILEO: E1, E5B, E5A; BEIDOU: B1, B2, B2a, B1C; SBAS: L1, L5
Напряжение питания постоянного тока, В внешний источник от встроенных блоков аккумуляторных	от 10 до 36 от 8,4 до 12,6
Диапазон рабочих температур, °С	от -40 до +60
Габаритные размеры БП (с установленными антеннами Wi-Fi), мм, не более длина ширина высота	266 242 90
Габаритные размеры АМСА-3 с КМЧ, мм, не более диаметр высота	380 346
Масса, кг, не более - БП (с блоками аккумуляторными сменными и антеннами Wi-Fi) - АМСА-3 с КМЧ	3,5 3,9

Знак утверждения типа

наносится на корпус БП в виде наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации в виде наклейки типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность аппаратуры РС

Наименование	Обозначение	Количество
1 Аппаратура РС ТДЦК.468139.003 в составе:	-	1 компл.
1.1 блок приемника РС в составе: - блок аккумуляторный сменный - антенны Wi-Fi	ТДЦК.461513.181 ТДЦК.563251.029 Nearson. Inc	1 шт. 2 шт. 2 шт.
1.2 модуль антенный гибридный ГНСС, включающий КМЧ	ТДЦК.464659.031 ТДЦК468911.130	1 компл. 1 шт.
1.3 комплект кабелей РС в составе: - кабель питания - кабель ВЧ - кабель RJ45cat5E (3 м) - кабель RS-232 (1,8 м) -кабель USB 2.0 (1 м) - кабель сетевой	ТДЦК.464939.123 ТДЦК.685621.606 ТДЦК.468543.318 PC-UTP-RJ45-Cat.5eCabeus DB9M-DB9F 30-9506-99 AIM-Cambridge A - microB CBL-UA-MUB-1 CUI Devices SCZ-1 220 B	1 компл. 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт.

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество
1.4 комплект монтажных частей РС в составе: - ножка - переход - устройство грозозащиты	ТДЦК.468911.145 ТДЦК.745352.032 ТДЦК.715135.002 P8AX25-T/MFCitel	1 компл. 2 шт. 1 шт. 1 шт.
1.5 крепежный набор саморез «прессшайба», острый, 4,2×13,0 мм в составе: - шайба 4.21 - шайба DIN 127-B4-A2 - винт В2.М4-6gx8.21.12X18Н10Т	СВ0342013-Р3Stinger ГОСТ 10450 - ГОСТ 17473	1 шт. 8 шт. 8 шт. 8 шт.
1.6 блок аккумуляторный сменный	ТДЦК.563251.029	по заказу
1.7 упаковка РС	ТДЦК.305648.132	1 шт.
1.8 адаптер питания	ТДЦК.436617.037	1 шт.
1.9 устройство зарядное	ТДЦК.435151.005	1 шт.
2 Аппаратура РС ТДЦК.468139.003. Руководство по эксплуатации.	ТДЦК.468139.003 РЭ	1 экз.
3 Аппаратура РС ТДЦК.468139.003. Формуляр	ТДЦК.468139.003 ФО	1 экз.
4 Аппаратура РС ТДЦК.468139.003. Методика поверки	651-21-022 МП	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации ТДЦК.468139.003 РЭ «Аппаратура РС ТДЦК.468139.003. Руководство по эксплуатации», раздел 6.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к аппаратуре РС ТДЦК.468139.003

Приказ Росстандарта от 29.12.2018 № 2831 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для координатно-временных средств измерений»

ТДЦК.468139.003 ТУ «Аппаратура РС ТДЦК.468139.003. Технические условия».

Изготовитель

Акционерное общество «Конструкторское бюро навигационных систем»
(АО «КБ НАВИС»), г. Москва

ИНН 7725075060

Адрес: 121170, Россия, Москва, ул. Кульнева, д. 3, стр. 1, пом. III, ком. 5, 6

Телефон: (495) 665-61-48

Факс: (495) 665-61-49

Web-сайт: www.navis.ru

E-mail: navis@navis.ru

Испытательный центр

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

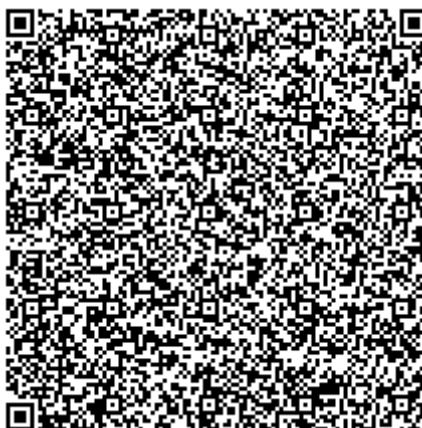
Адрес: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ

Телефон (факс): (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83173-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительные программно-технические «Азимут ДТ»

Назначение средства измерений

Комплексы измерительные программно-технические «Азимут ДТ» (далее - комплексы) предназначены для измерения значений текущего времени, синхронизированного с национальной шкалой времени UTC(SU), присвоения временной метки видеокадрам, измерений интервалов времени, измерений текущих навигационных параметров и определения на их основе координат комплексов в плане.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов в части измерения значений текущего времени и координат основан на параллельном приеме и обработке сигналов навигационных космических аппаратов космических навигационных систем ГЛОНАСС/GPS с помощью приемника, входящего в состав комплекса, автоматической синхронизации шкалы времени комплекса с национальной шкалой времени UTC(SU), и записи текущего момента времени и координат в сохраняемые фото- и видеокадры, формируемые комплексом.

Принцип действия комплексов в части измерения интервалов времени основан на вычислении разницы между метками времени, присвоенными начальному и конечному кадру.

Комплексы выпускаются в четырех исполнениях («Азимут ДТ-01», «Азимут ДТ-02», «Азимут ДТ-03», «Азимут ДТ-04», отличающихся применяемым ТВ датчиком (детализирующий или поворотный) и напряжением питания.

Режим работы комплексов круглосуточный.

Комплексы конструктивно состоят из ТВ датчика и вычислительного модуля. В состав каждого вычислительного модуля входит управляющий контроллер, аппаратура навигационная потребителей глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС, GPS (рег. № 50034-12), блок питания, LTE роутер и специализированное программное обеспечение (ПО).

Общий вид комплексов, место пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунках 1- 3.

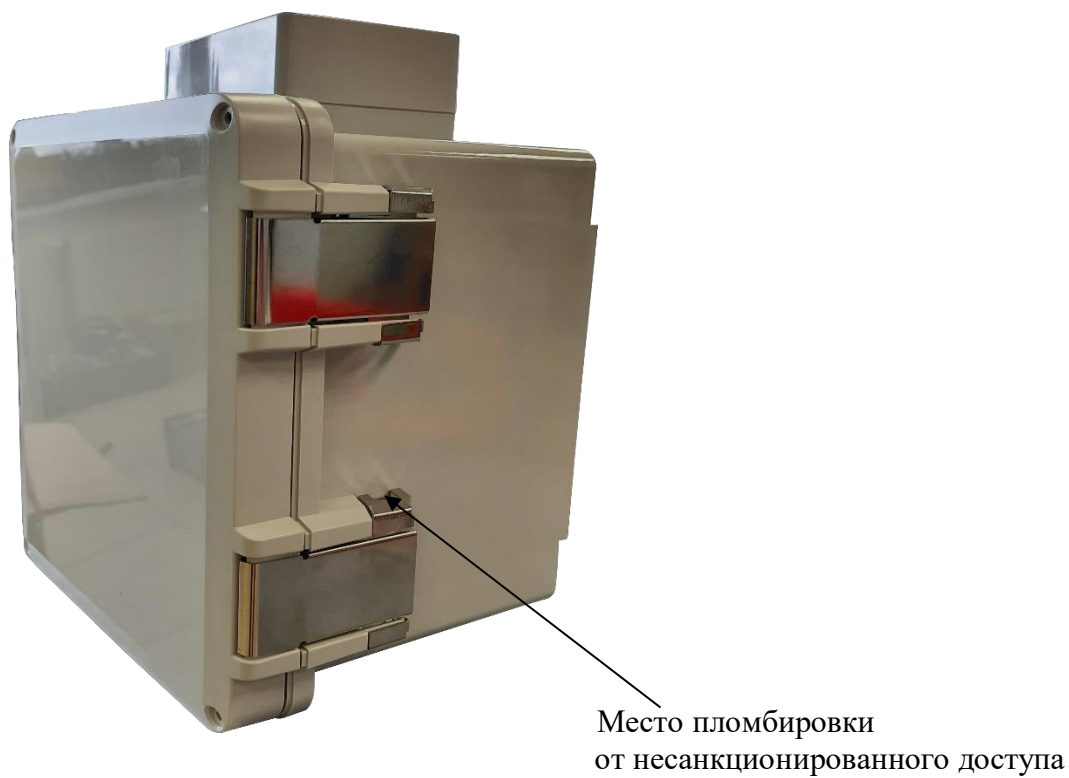


Рисунок 1 - Общий вид вычислительного модуля



Рисунок 2 – ТВ датчик детализирующий



Рисунок 3 – ТВ датчик поворотный

Пример маркировки комплексов с указанием места нанесения знака утверждения типа приведен на рисунке 4. Этикетка с маркировкой располагается на нижней части вычислительного модуля в виде наклейки.

Место нанесения знака утверждения типа

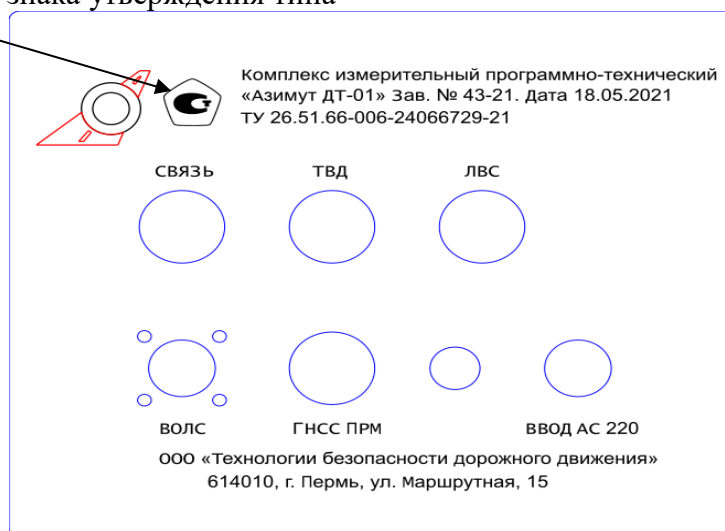


Рисунок 4 – Пример маркировки комплексов с указанием места нанесения знака утверждения типа

Знак поверки на комплексы не наносится.

Программное обеспечение

Функционирование комплексов осуществляется под управлением специализированного программного обеспечения Азимут 4.

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

Таблица 1- Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Азимут 4
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 4.0.0
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации внутренней шкалы времени комплекса с национальной шкалой времени UTC(SU), мкс	± 5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности присвоения временной метки видеокадру, мс	± 50
Диапазон измерений интервалов времени, с	от 5 до $6,048 \cdot 10^5$
Пределы допускаемой погрешности измерений интервалов времени, с	$\pm 0,5$
Границы допускаемой абсолютной погрешности (при доверительной вероятности 0,95 и геометрическом факторе PDOP ≤ 3) определения координат в плане, м	± 5

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания сети переменного тока (частота 50 ± 1 Гц) для исполнений «Азимут ДТ-01», «Азимут ДТ-03», В	от 90 до 300
Напряжение питания сети постоянного тока для исполнений «Азимут ДТ-02», «Азимут ДТ-04», В	от 9 до 32
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность воздуха при 30 °C, %	от -60 до +60 до 95
Масса без крепежных, установочных, съемных элементов и блоков питания, кг, не более: - вычислительный модуль - ТВ датчик детализирующий - ТВ датчик поворотный	3,7 3,2 4,7
Габаритные размеры без крепежных, установочных, съемных элементов и блоков питания, мм, не более: - вычислительный модуль - длина - ширина - высота - ТВ датчик детализирующий - длина - ширина - высота - ТВ датчик поворотный - диаметр - высота	180 255 290 430 120 140 190 332

Знак утверждения типа

наносится на этикетку, расположенную на нижней части вычислительного модуля, в виде наклейки и типографским способом на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность комплексов

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс «Азимут ДТ» в составе: – вычислительный модуль – ТВ датчик детализирующий – ТВ датчик поворотный		1 шт. 1 шт. (по заказу) 1 шт. (по заказу)
Руководство по эксплуатации *	ТБДД.466534.040 РЭ	1 экз.
Паспорт	ТБДД.466534.040 ПС	1 экз.
Руководство оператора*	ТБДД.466534.040 РО1	1 экз.
Методика поверки	651-21-037 МП	1 экз.
* - данная документация поставляется в электронном виде на CD или DVD диске		

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в разделе «Описание и работа изделия» документа ТБДД.466534.040 РЭ «Комплекс измерительный программно-технический «Азимут ДТ». Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к комплексам измерительным программно-техническим «Азимут ДТ»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» в части пп. 12.42.1, 12.42.2, 12.43

ГОСТ Р 57144-2016 «Специальные технические средства, работающие в автоматическом режиме и имеющие функции фото- и киносъемки, видеозаписи, для обеспечения контроля за дорожным движением. Общие технические требования» в части п. 5.5

ТУ 26.51.66-006-24066729-21 «Комплекс измерительный программно-технический «Азимут ДТ». Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Технологии безопасности дорожного движения» (ООО «ТБДД»)

ИНН 5904286923

Адрес: 614010, г. Пермь, ул. Маршрутная, д.15

Телефон (факс): +7 (342) 281-14-14

Web-сайт: tbdd.ru

E-mail: info@tbdd.ru

Испытательный центр

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

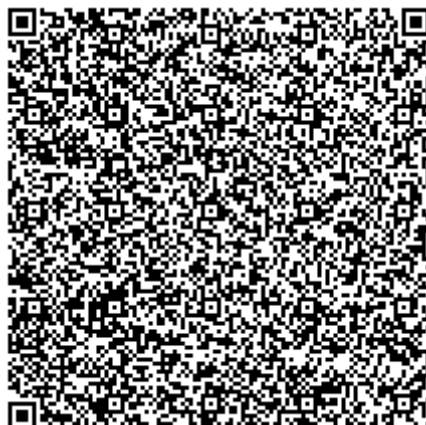
Адрес: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ

Телефон (факс): +7(495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

Аттестат аккредитации 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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83174-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи перемещения токовых вихревые BN-3300XL

Назначение средства измерений

Преобразователи перемещения токовых вихревые BN-3300XL (далее – преобразователи) предназначены для измерений виброперемещения и относительного перемещения (осевого смещения) на объектах Арктик СПГ.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей основан на взаимодействии электромагнитного поля, создаваемого преобразователем, с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых в электропроводящем объекте измерения. Изменение расстояния между чувствительным элементом преобразователя и объектом измерений в процессе перемещения контролируемого объекта приводит к пропорциональному изменению выходного напряжения.

Конструктивно преобразователи состоят из датчика, генератора гармонических колебаний (проксиметра) и соединительного кабеля. Датчик питается высокочастотным напряжением от проксиметра. Измерение виброперемещения происходит без механического контакта преобразователя с контролируемым объектом. Датчик выполнен в виде неразборного цилиндрического корпуса с внешней резьбой для проходного монтажа.

Преобразователи перемещения токовых вихревые BN-3300XL имеют варианты исполнения 5, 8 мм и исполнения NSV, которые отличаются диапазонами измерений.

К преобразователям данного типа относятся преобразователи перемещения токовых вихревые модификации BN-3300XL исполнение 5, 8 мм заводские номера 20F01YL9, 20B00C08, 20B00C09, 20B00C0A, 20B00C0C, 20B00C0E, 20B00C0G, 20B00C0H, 20B00C0J, 20B00C0K, 20B00C0L, 20B00C0M, 20B00C0N, 20F00ETK, 20F00ETL, 20F00ETM, 20F00ETN, 20F00ETP, 20F00ETR, 20F00ETT, 20F00ETU, 20F00ETW, 20F00ETX, 20F00ETY, 20F00ETZ, 20F00EU0, 20F00EU1, 20F00EU2, 20F00EU3, 20F00EU4, 20F00EU5, 20F00EU6, 20F00EU7, 20F00EU8, 20F00EU9, 20F00EUA, 20F00EUC, 20F022DN, 20F022DP, 20F022DR, 20F022DT, 20F022DU, 20F022DW, 20F022DX, 20F022DY, 20F022DZ, 20F022E0, 20F022E1, 20F022E2, 20F022E3, 20F022E4, 20F022E5, 20F022E6, 20F022E7, 20F022E8, 20F022E9, 20F022EA, 20F022EC, 20F022ED, 20F022EE, 20F022EG, 20F022EH, 20F022EJ, 20F022EK, 20F022EL, 20F022EM, 20F022EN, 20F022EP, 20F022ER, 20F022ET, 20F022EU, 20F022EW, 20F022EX, 20F022EY, 20F022EZ, 20F022G0, 20F022G1, 20F022G2, 20F022G3, 20F022G4, 20F022G5, 20F022G6, 20F022G7, 20F022G8, 20F022G9, 20F022GA, 20F022GC, 20F022GD, 20F022GE, 20F022GG, 20F022GH, 20F022GJ, 20F022GK, 20F022GL, 20F022GM, 20F022GN, 20F022GP, 20F022HH, 20F022HJ, 20F022HK, 20F022HL, 20F022HM, 20F022HN, 20F022HP, 20F022HR, 20F022HT, 20F022HU, 20F022HW, 20F022HX, 20F022HY, 20F022HZ, 20F022J0, 19I019E3, 19I019E4, 19I019E5, 19I019E6, 19I019E7, 19I019E8, 19I019E9, 19I019EA, 19I019EC, 19I019ED, 19I019EE, 19I019EG, 19I019EH, 19I019EJ, 19I019EK, 19I019EL, 19I019EM, 19I019EN, 19I019EP, 19I019ER, 19I019ET, 19I019EU, 19I019EW, 19I019EX, 19I019EY, 19I019EZ, 19I019G0, 19I019G1, 19I019G2, 19I019G3, 19I019G4, 19I019G5, 19I019G6, 19I019G7, 19I019G8, 19I019G9, 19I019GA, 19I019GC, 19I019GD, 19I019GE, 19I019GG, 19I019GH, 19I019GJ, 19I019GK, 19I019GL, 19I0196H, 19I0196J,

19I0196K, 19I0196L, 19I0196M, 19I0196N, 19I0196P, 19I0196R, 19I0196T, 19I0196U, 19I0196W, 19I0196X, 19I0196Y, 19I0196Z, 19I01970, 19I01971, 19I01972, 19I01973, 19I01974, 19I01975, 19I01976, 19I01977, 19I01978, 19I01979, 19I0197A, 19I0197C, 19I0197D, 19I0197E, 19I0197G, 19I0197H, 19J000PM, 19J000PN, 19J000PP, 19J000PR, 19J000PT, 19J000PU, 19J000PW, 19J000PX, 19J000PY, 19J000PZ, 19J000R0, 19J000R1, 19J000R2, 19J000R3, 19J000R4, 19J000R5, 19J000R6, 19J000R7, 19J000R8, 19J000R9, 19J000RA, 19J000RC, 19J000RD, 19J000RE, 19J000RG, 19J000RH, 19J000RJ, 19J000RK, 19J000RL, 19J000RM, 19J0022U, 19J0022W, 19J0022X, 19J0022Y, 19J0022Z, 19J0023A, 19J0023C, 19J0023D, 19J0023E, 19J0023G, 19J0023H, 19J0023J, 19J0023K, 19J0023L, 19J0023M, 19J0023N, 19J0023P, 19J0023R, 19J0023T, 19J0023U, 19J00230, 19J00231, 19J00232, 19J00233, 19J00234, 19J00235, 19J00236, 19J00237, 19J00238, 19J00239, 19J00K54, 19J00K55, 19J00K56, 19J00K57, 19J00K58, 19J00K59, 19J00K5A, 19J00K5C, 19J00K5D, 19J00K5E, 19J00K5G, 19J00K5H, 19J00K5J, 19J00K5K, 19J00K5L, 20B00552, 20B00553, 20B00554, 20B00555, 20F021A6, 20F021A7, 20F021A8, 20F021A9, 20F021AA, 20F021AC, 20F021AD, 20F021AE, 20F021AG, 20F021AH, 20F021AJ, 20F021AK, 20F021AL, 20F021AM, 20F021AN, 20F021AP, 20F021AR, 20F021AT, 20F021AU, 20F021AW, 20F021AX, 20F021AY, 20F021AZ, 20F021C0, 20F021C1, 20F021C2, 20F021C3, 20F021C4, 20F021C5, 20F021C6, 20F021C7, 20F021C8, 20F021C9, 20F021CA, 20F021CC, 20F021CD, 20F021CE, 20F021CG, 20F021CH, 20F021CJ, 20F021CK, 20F021CL, 20F021CM, 20F021CN, 20F021CP, 20F021CR, 20F021CT, 20F021CU, 20F021CW, 20F021CX, 20F021CY, 20F021CZ, 20F021D0, 20F021D1, 20F021D2, 20F021D3, 20F021D4, 20F021D5, 20F021D6, 20F021D7, 19I01G92, 19I01G93, 19I01G94, 19I01G95, 19I01G96, 19I01G97, 19I01G98, 19I01G99, 19I01G9A, 19I01G9C, 19I01G9D, 19I01G9E, 19I01GYP, 19I01GYR, 19I01GYT, 19I01GYU, 19I01GYW, 19I01GYX, 19I01GYY, 19I01GYZ, 19I01GZ0, 19I01GZ1, 19I01GZ2, 19I01GZ3, 19I01GZ4, 19I01GZ5, 19I01GZ6, 19I01GZ7, 19I01GZ8, 19I01GZ9, 19I01GZA, 19I01GZC, 19I01GZD, 19I01GZE, 19I01GZG, 19I01GZH, 19I01GZJ, 19I01GZK, 19I01GZL, 19I01GZM, 19I01GZN, 19I01GZP, 19I01GX9, 19I01GXA, 19I01GXC, 19I01GXD, 19I01GXE, 19I01GXG, 19I01GXH, 19I01GXJ, 19I01G XK, 19I01GXL, 19I01GXM, 19I01GXN, 19I01GXP, 19I01GXR, 19I01GXT, 19I01GXU, 19I01GXW, 19I01GXX, 19I01GXY, 19I01GXZ, 19I01GY0, 19I01GY1, 19I01GY2, 19I01GY3, 19I01GY4, 19I01GY5, 19I01GY6, 19I01GY7, 19I01GY8, 19I01GY9, 19I02DXP, 19I02DXR, 19I02DXT, 19I02DXU, 19I02DXW, 19I02DXX, 19I02DXY, 19I02DXZ, 19I02DY0, 19I02DY1, 19I02DY2, 19I02DY3, 19I02DY4, 19I02DY5, 19I02DY6, 19I02DY7, 19I02DY8, 19I02DY9, 19I02DZ1, 19I02DZ2, 19I02DZ3, 19I02DZ4, 19I02DZ5, 19I02DZ6, 19I02DZ7, 19I02DZ8, 19I02DZ9, 19I02DZA, 19I02DZC, 19I02DZD, 19I02DZE, 19I02DZG, 19I02DZH, 19I02DZJ, 19I02DZK, 19I02DZL, 19I02DZM, 19I02DZN, 19I02DZP, 19I02DZR, 19I02DZT, 19I02DZU, 19I02DZW, 19I02DZX, 19I02DZY, 19I02DZZ, 19I02E00, 19J0062T, исполнение NSV заводские номера 20D01LMT, 20D01LMU, 20D01LMW, 20D01LMX, 20D01LMY, 20D01LMZ, 20C02C8G, 20C02C8H, 20C02C8J, 20C02C8K, 20C02C8L, 20C02C8M, 20C02CA2, 20C02CA3, 20C02CA4, 20C02CA5, 20C02CA6, 20C02CA7, 20D00D3N, 20D00D3P, 20D00D3R, 20D00D3T, 20D00D3U, 20D00D3W, 20D00D3X, 20D00D3Y, 20D00D3Z, 20D0040, 20D0041, 20D0042, 20D0043, 20D0044, 20D0045, 20D0046, 20D0047, 20D0048, 20D00D49, 20D00D4A, 20D00D4C, 20D00D4D, 20D00D4E, 20D00D4G, 20D00D4H, 20D00D4J, 20D00D4K, 20D01LEJ, 20D01LEK, 20D01LEL, 20D01LEM, 20D01LEN, 20D01LEP, 20D01LER, 20D01LET, 20D01LEU, 20D01LEW, 20C02C7A, 20C02C7C, 20C02C7D, 20C02C7E, 20C02C7G, 20C02C7H, 20C02C7J, 20C02C7K, 20C02C7L, 20C02C7M, 20C02C7N, 20C02C7P, 20C02C7R, 20C02C7T, 20C02C7U, 20C02C75, 20C02C76, 20C02C77, 20C02C78, 20C02C79, 20D00D4N, 20D00D4P, 20D00D4R, 20D00D4T, 20D00D4U, 20D00D4W, 20D00D4X, 20D00D4Y, 20D00D4Z, 20D00D50, 20D00D51, 20D00D52, 20D00D53, 20D00D54, 20D00D55, 20D00D5R, 20D00D5T, 20D00D5U, 20D00D5W, 20D00D5X, 20D00D5Y, 20D00D5Z, 20D00D60, 20D00D61, 20D00D62, 20D00D63, 20D00D64, 20D00D65, 20D00D66, 20D00D67, 20D00D67, 20D00D57, 20D00D58, 20D00D59, 20D00D5A, 20D00D5C, 20D00D5D, 20D00D5E, 20D00D5G, 20D00D5H, 20D00D5J, 20D00D5K, 20D00D5L, 20D00D5M, 20D00D5P, 20A029XA, 20A029XY, 20A029XZ, 20A029Y0, 20B006LK, 20B006LL, 20B006LM, 20B006LN, 20B006L3, 20B006L4, 20B006L5, 20B006L6, 20B000PT, 20B000PU, 20B000R4, 20B000R5, 20B000R6, 20B000R7, 20D01KX8,

20D01KX9, 20D01KXA, 20D01KXC, 20D01KXD, 20D01KXE, 20D01KXG, 20D01KXH, 20D01KXJ, 20D01KXK, 20D01KXL, 20D01KXM, 20D01KXN, 20D01KXP, 20D01KXR, 20D01KXT, 20C026GD, 20C026GE, 20C026GG, 20C026GH, 20C026GJ, 20C026GK, 20C026GL, 20C026GM, 20C026GN, 20C026GP, 20C026GR, 20C026GT, 20C026GU, 20C026GW, 20C026GX, 20C026GY, 20C026H0, 20C026H1, 20C026H2, 20C026H3, 20C026H4, 20C026H5, 20C026H6, 20C026H7, 20C026H8, 20C026H9, 20C026HA, 20C026HC, 20C026HD, 20C026HE, 20C026HG, 20C026HH, 20D006CL, 20D006CM, 20D006CN, 20D006CP, 20D006J7, 20D006J8, 20D006J9, 20D006JA, 20D006JC, 20D006JD, 20D006JE, 20D006JG, 20D006JH, 20D006JJ, 20D006JK, 20D006JL, 20D006JM, 20D006JN, 20D006JP, 20D006JR, 20D006JT, 20D006JU, 20D006JW, 20D006JX, 20D006EXC, 20D006CR, 20D006CU, 20D006CW, 20D008AM, 20D008AN, 20D008AP, 20D008AR, 20D008AT, 20D008AU, 20D008AW, 20D008AX, 20D008AY, 20D008AZ, 20D008C0, 20D008C1, 20D008C2, 20D008C3, 20D008C4, 20D008C5, 20D008C6, 20D008C7, 20D008C8, 20D008C9, 20D008CZ, 20D008D0, 20D008D1, 20D008D2, 20D008D3, 20D008D4, 20D008D5, 20D008D6, 20D008D7, 20D008D8, 20D008D9, 20D008DA, 20D008DC, 20D008DD, 20D008DE, 20D008DG, 20D008DH, 20D008DJ, 20D008DK, 20D008DL, 2D006E8, 2D006E9, 2D006EA, 2D006EC, 20A02A7A, 20A02A7C, 20A02A7D, 20A02A7E, 20A02A7G, 20A02A7H, 20A02A7J, 20A02A7K, 20A02A7L, 20A02A7M, 20A02A72, 20A02A73, 20A02A74, 20A02A75, 20A02A76, 20A02A77, 20A02A78, 20A02A79, 20B0009A, 20B0009C, 20B0009D, 20B0009E.

Общий вид преобразователей перемещения токовихревых BN-3300XL представлен на рисунке 1. Пломбирование преобразователей не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и (или) в паспорт.



Рисунок 1 - Общий вид преобразователей перемещения токовихревых BN-3300XL

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	NSV	5, 8 мм
Номинальное значение коэффициента преобразования, мВ/мкм	7,87	
Пределы отклонения действительного значения коэффициента преобразования от номинального значения, %	±20	±10
Диапазон измерений виброперемещения, мкм	от 1 до 500	от 1 до 1000
Диапазон рабочих частот, Гц	от 0 до 1000	
Нелинейность амплитудной характеристики, %	±1,5	
Неравномерность частотной характеристики в диапазоне рабочих частот, %	±2,5	
Диапазон измерений относительного перемещения (осевого смещения), мм	от 0,25 до 1,78	от 0,25 до 2,3
Пределы основной относительной погрешности измерения относительного перемещения (осевого смещения), %	±3	
Пределы допускаемого дополнительного отклонения коэффициента преобразования от номинального значения, вызванного изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений в диапазоне рабочих температур, %/°C	±0,02	
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °C	от 18 до 28	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Электрическое сопротивление изоляции, не менее, МОм	50
Электрическая прочность изоляции, не менее, В	1000
Напряжение питания, В	от -17,5 до 26
Потребляемая мощность, Вт	0,82
Рабочий диапазон температур, °C	от -52 до +177
Габаритные размеры датчика, мм, не более	
- диаметр	10
- длина	250
Габаритные размеры проксиметра, мм, не более	
- диаметр	81,3
- ширина	61,2
- высота	63,5
Масса комплекта, г, не более	720

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Количество
Преобразователи перемещения токовых револьверных BN-3300XL в составе:	
- датчики	400 шт.
- проксиметры	326 шт.
Паспорт	726 экз.
Методика поверки МП 204/3-16-2020	1 экз.
Руководство по эксплуатации	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 1.5 руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям перемещения токовых револьверных BN-3300XL

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2772 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения»

Техническая документация фирмы «Bently Nevada, LLC», США

Изготовитель

Фирма «Bently Nevada, LLC», США

Адрес: 1631 Bently Parkway South Minden, Nevada 89423, США

Телефон: +1 775 782 3611

Факс: +1 775 215 2876

Web-сайт: www.ge-mcs.com/bently-nevada

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.

Регистрационный № 83174-21

Характер производства: единичное

Дата утверждения акта испытаний, на основании которого принято решение об утверждении типа средств измерений: 25.12.2020 г.

Заводские, серийные номера или буквенно-цифровые обозначения средств измерений, изготовленных для испытаний и (или) представленных на испытания: 20F01YL9, 20B00C08, 20B00C09, 20B00C0A, 20B00C0C, 20B00C0E, 20B00C0G, 20B00C0H, 20B00C0J, 20B00C0K, 20B00C0L, 20B00C0M, 20B00C0N, 20F00ETK, 20F00ETL, 20F00ETM, 20F00ETN, 20F00ETP, 20F00ETR, 20F00ETT, 20F00ETU, 20F00ETW, 20F00ETX, 20F00ETY, 20F00ETZ, 20F00EU0, 20F00EU1, 20F00EU2, 20F00EU3, 20F00EU4, 20F00EU5, 20F00EU6, 20F00EU7, 20F00EU8, 20F00EU9, 20F00EUA, 20F00EUC, 20F022DN, 20F022DP, 20F022DR, 20F022DT, 20F022DU, 20F022DW, 20F022DX, 20F022DY, 20F022DZ, 20F022E0, 20F022E1, 20F022E2, 20F022E3, 20F022E4, 20F022E5, 20F022E6, 20F022E7, 20F022E8, 20F022E9, 20F022EA, 20F022EC, 20F022ED, 20F022EE, 20F022EG, 20F022EH, 20F022EJ, 20F022EK, 20F022EL, 20F022EM, 20F022EN, 20F022EP, 20F022ER, 20F022ET, 20F022EU, 20F022EW, 20F022EX, 20F022EY, 20F022EZ, 20F022G0, 20F022G1, 20F022G2, 20F022G3, 20F022G4, 20F022G5, 20F022G6, 20F022G7, 20F022G8, 20F022G9, 20F022GA, 20F022GC, 20F022GD, 20F022GE, 20F022GG, 20F022GH, 20F022GJ, 20F022GK, 20F022GL, 20F022GM, 20F022GN, 20F022GP, 20F022HH, 20F022HJ, 20F022HK, 20F022HL, 20F022HM, 20F022HN, 20F022HP, 20F022HR, 20F022HT, 20F022HU, 20F022HW, 20F022HX, 20F022HY, 20F022HZ, 20F022J0, 19I019E3, 19I019E4, 19I019E5, 19I019E6, 19I019E7, 19I019E8, 19I019E9, 19I019EA, 19I019EC, 19I019ED, 19I019EE, 19I019EG, 19I019EH, 19I019EJ, 19I019EK, 19I019EL, 19I019EM, 19I019EN, 19I019EP, 19I019ER, 19I019ET, 19I019EU, 19I019EW, 19I019EX, 19I019EY, 19I019EZ, 19I019G0, 19I019G1, 19I019G2, 19I019G3, 19I019G4, 19I019G5, 19I019G6, 19I019G7, 19I019G8, 19I019G9, 19I019GA, 19I019GC, 19I019GD, 19I019GE, 19I019GG, 19I019GH, 19I019GJ, 19I019GK, 19I019GL, 19I0196H, 19I0196J, 19I0196K, 19I0196L, 19I0196M, 19I0196N, 19I0196P, 19I0196R, 19I0196T, 19I0196U, 19I0196W, 19I0196X, 19I0196Y, 19I0196Z, 19I01970, 19I01971, 19I01972, 19I01973, 19I01974, 19I01975, 19I01976, 19I01977, 19I01978, 19I01979, 19I0197A, 19I0197C, 19I0197D, 19I0197E, 19I0197G, 19I0197H, 19J000PM, 19J000PN, 19J000PP, 19J000PR, 19J000PT, 19J000PU, 19J000PW, 19J000PX, 19J000PY, 19J000PZ, 19J000R0, 19J000R1, 19J000R2, 19J000R3, 19J000R4, 19J000R5, 19J000R6, 19J000R7, 19J000R8, 19J000R9, 19J000RA, 19J000RC, 19J000RD, 19J000RE, 19J000RG, 19J000RH, 19J000RJ, 19J000RK, 19J000RL, 19J000RM, 19J0022U, 19J0022W, 19J0022X, 19J0022Y, 19J0022Z, 19J0023A, 19J0023C, 19J0023D, 19J0023E, 19J0023G, 19J0023H, 19J0023J, 19J0023K, 19J0023L, 19J0023M, 19J0023N, 19J0023P, 19J0023R, 19J0023T, 19J0023U, 19J00230, 19J00231, 19J00232, 19J00233, 19J00234, 19J00235, 19J00236, 19J00237, 19J00238, 19J00239, 19J00K54, 19J00K55, 19J00K56, 19J00K57, 19J00K58, 19J00K59, 19J00K5A, 19J00K5C, 19J00K5D, 19J00K5E, 19J00K5G, 19J00K5H, 19J00K5J, 19J00K5K, 19J00K5L, 20B00552, 20B00553, 20B00554, 20B00555, 20F021A6, 20F021A7, 20F021A8, 20F021A9, 20F021AA, 20F021AC, 20F021AD, 20F021AE, 20F021AG, 20F021AH, 20F021AJ, 20F021AK, 20F021AL, 20F021AM, 20F021AN, 20F021AP, 20F021AR, 20F021AT, 20F021AU, 20F021AW, 20F021AX, 20F021AY, 20F021AZ, 20F021C0, 20F021C1, 20F021C2, 20F021C3, 20F021C4, 20F021C5, 20F021C6, 20F021C7, 20F021C8, 20F021C9, 20F021CA, 20F021CC, 20F021CD, 20F021CE, 20F021CG, 20F021CH, 20F021CJ, 20F021CK, 20F021CL, 20F021CM, 20F021CN, 20F021CP, 20F021CR, 20F021CT, 20F021CU, 20F021CW, 20F021CX, 20F021CY, 20F021DZ, 20F021D0, 20F021D1, 20F021D2, 20F021D3, 20F021D4, 20F021D5, 20F021D6, 20F021D7, 19I01G92, 19I01G93, 19I01G94, 19I01G95, 19I01G96, 19I01G97, 19I01G98, 19I01G99, 19I01G9A, 19I01G9C, 19I01G9D, 19I01G9E, 19I01G9P, 19I01GYR, 19I01GYT, 19I01GYU, 19I01GYW, 19I01GYX, 19I01GYY, 19I01GYZ, 19I01GZ0, 19I01GZ1, 19I01GZ2, 19I01GZ3, 19I01GZ4, 19I01GZ5, 19I01GZ6, 19I01GZ7, 19I01GZ8, 19I01GZ9, 19I01GZA, 19I01GZC, 19I01GZD, 19I01GZE, 19I01GZG, 19I01GZH, 19I01GZJ, 19I01GZK, 19I01GZL, 19I01GZM, 19I01GZN, 19I01GZP, 19I01GX9, 19I01GXA, 19I01GXC, 19I01GXD, 19I01GXE, 19I01GXG, 19I01GXH, 19I01GXJ, 19I01GXK, 19I01GXL, 19I01GXM, 19I01GXN, 19I01GXP, 19I01GXR, 19I01GXT, 19I01GXU, 19I01GXW, 19I01GXX, 19I01GXY, 19I01GXZ, 19I01GY0, 19I01GY1, 19I01GY2, 19I01GY3, 19I01GY4, 19I01GY5, 19I01GY6, 19I01GY7, 19I01GY8, 19I01GY9, 19I02DXP, 19I02DXR, 19I02DXT, 19I02DXU, 19I02DXW, 19I02DXX, 19I02DXY, 19I02DXZ, 19I02DY0, 19I02DY1, 19I02DY2, 19I02DY3, 19I02DY4, 19I02DY5, 19I02DY6, 19I02DY7, 19I02DY8, 19I02DY9, 19I02DZ1, 19I02DZ2, 19I02DZ3, 19I02DZ4, 19I02DZ5, 19I02DZ6, 19I02DZ7, 19I02DZ8, 19I02DZ9, 19I02DZA, 19I02DZC, 1

20D00D5C, 20D00D5D, 20D00D5E, 20D00D5G, 20D00D5H, 20D00D5J, 20D00D5K, 20D00D5L, 20D00D5M,
20D00D5P, 20D00GA9, 20A029XX, 20A029XY, 20A029XZ, 20A029Y0, 20B006LK, 20B006LL, 20B006LM,
20B006LN, 20B006L3, 20B006L4, 20B006L5, 20B006L6, 20B000PT, 20B000PU, 20B000R4, 20B000R5, 20B000R6,
20B000R7, 20D01KX8, 20D01KX9, 20D01KXA, 20D01KXC, 20D01KXD, 20D01KXE, 20D01KXG, 20D01KXH,
20D01KXJ, 20D01KXK, 20D01KXL, 20D01KXM, 20D01KXN, 20D01KXP, 20D01KXR, 20D01KXT, 20C026GD,
20C026GE, 20C026GG, 20C026GH, 20C026GJ, 20C026GK, 20C026GL, 20C026GM, 20C026GN, 20C026GP,
20C026GR, 20C026GT, 20C026GU, 20C026GW, 20C026GX, 20C026GY, 20C026H0, 20C026H1, 20C026H2,
20C026H3, 20C026H4, 20C026H5, 20C026H6, 20C026H7, 20C026H8, 20C026H9, 20C026HA, 20C026HC, 20C026HD,
20C026HE, 20C026HG, 20C026HH, 20D006CL, 20D006CM, 20D006CN, 20D006CP, 20D006J7, 20D006J8, 20D006J9,
20D006JA, 20D006JC, 20D006JD, 20D006JE, 20D006JG, 20D006JH, 20D006JJ, 20D006JK, 20D006JL, 20D006JM,
20D006JN, 20D006JP, 20D006JR, 20D006JT, 20D006JU, 20D006JW, 20D006JX, 20D00EXC, 20D006CR, 20D006CU,
20D006CW, 20D008AM, 20D008AN, 20D008AP, 20D008AR, 20D008AT, 20D008AU, 20D008AW, 20D008AX,
20D008AY, 20D008AZ, 20D008C0, 20D008C1, 20D008C2, 20D008C3, 20D008C4, 20D008C5, 20D008C6, 20D008C7,
20D008C8, 20D008C9, 20D008CZ, 20D008D0, 20D008D1, 20D008D2, 20D008D3, 20D008D4, 20D008D5, 20D008D6,
20D008D7, 20D008D8, 20D008D9, 20D008DA, 20D008DC, 20D008DD, 20D008DE, 20D008DG, 20D008DH,
20D008DJ, 20D008DK, 20D008DL, 2D006E8, 2D006E9, 2D006EA, 2D006EC, 20A02A7A, 20A02A7C, 20A02A7D,
20A02A7E, 20A02A7G, 20A02A7H, 20A02A7J, 20A02A7K, 20A02A7L, 20A02A7M, 20A02A72, 20A02A73,
20A02A74, 20A02A75, 20A02A76, 20A02A77, 20A02A78, 20A02A79, 20B0009A, 20B0009C, 20B0009D, 20B0009E

Код идентификации производства средств измерений: ОС

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83175-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции «Африканда» Октябрьской ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Мурманской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции «Африканда» Октябрьской ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Мурманской области (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

Второй уровень - измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК.

Третий уровень - измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора и обработки данных (ЦСОД) АИИС КУЭ (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных, программное обеспечение (ПО) «Энергия Альфа 2», устройство синхронизации времени УСВ-3 (УСВ), каналы сбора данных с уровня регионального Центра энергоучета, каналы передачи данных субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД регионального Центра энергоучета, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные передаются в ЦСОД ОАО «РЖД», где происходит оформление отчетных документов.

Дальнейшая передача информации от ЦСОД ОАО «РЖД» третьим лицам осуществляется по каналу связи сети Internet в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ.

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит УСВ-3, которое синхронизировано с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера ИВК с УСВ-3 осуществляется встроенным программным обеспечением сервера ИВК при каждом сеансе связи. При расхождении шкал времени сервера ИВК и УСВ-3 равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени сервера ИВК.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера ИВК осуществляется встроенным программным обеспечением по сети Ethernet при каждом сеансе связи. При расхождении шкал времени УСПД и сервера ИВК равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени УСПД.

Сравнение шкалы времени счетчиков электрической энергии со шкалой времени УСПД осуществляется встроенным программным обеспечением по интерфейсу RS-485 при каждом сеансе связи. При расхождении шкал времени счетчиков и УСПД равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени счетчиков.

Факт корректировки времени отражается в журналах событий счетчиков электрической энергии, УСПД и сервера ИВК с указанием времени (включая секунды) корректируемого компонента и величины коррекции.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Энергия Альфа 2».

ПО «Энергия Альфа 2» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2», установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.3.16
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№№ ИК		Наименование присоединения	Состав ИК АИИС КУЭ			
			Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД/УСВ
ТП «Африканда»						
1	ОЛ-112	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 75/1 Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №) 60541-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = 110000/√3 /100/√3 рег. № 60353-15	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327 рег. № 41907-09	
2	ОЛ-111	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 75/1 рег. № 60541-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = 110000/√3 /100/√3 рег. № 60353-15	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	УСВ-3 Рег. № 51644-12	

Примечания

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

2 Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов.

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)									
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %				Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 – 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	1,0	1,1	1,1	1,8	1,2	1,2	1,3	2,0
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	0,6	0,7	0,8	1,3	0,8	0,9	1,0	1,4
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,5	0,5	0,6	0,9	0,8	0,8	0,9	1,2
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,5	0,5	0,6	0,9	0,8	0,8	0,9	1,2
Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)									
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %					
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)				
1 – 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	1,8	1,5	2,3	2,0				
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,4	0,9	2,0	1,6				
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,0	0,8	1,8	1,5				
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,0	0,8	1,8	1,5				
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), 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 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.									

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УСВ: - антенный блок - блок питания и интерфейсы магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -60 до +40 от -40 до +60 от +1 до +50 от -40 до +70 от -25 до +60 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 2 35000 24 45000 2 0,99 1
Глубина хранения информации электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТБМО-110	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Методика поверки	МП 206.1-057-2021	1 экз.
Формуляр	71319484.411711.001.25.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) подстанции «Африканда» Октябрьской ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Мурманской области», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции «Африканда» Октябрьской ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Мурманской области

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

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги» (ОАО «РЖД»)

ИНН 7708503727

Адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д.2

Телефон: +7 (499) 262-99-01

Факс: +7 (499) 262-90-95

Web-сайт: www.rzd.ru

E-mail: info@rzd.ru

Испытательный центр

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

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

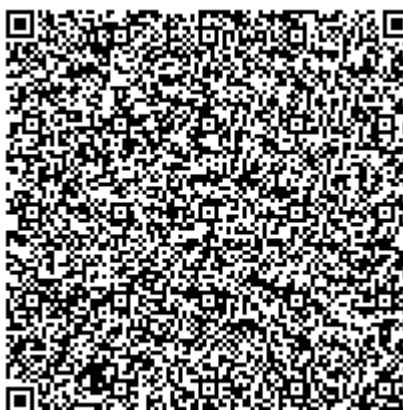
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации 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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83176-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ, которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

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

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная	OSKF 525 кл.т. 0,2S Ктт = 3000/1 рег. № 29687-05	ТН-1 579, ф. А: OTCF 550 кл.т. 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 50464-12 ТН-1 579, ф. В, С: OTCF 550 кл.т. 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 49760-12 ТН-2 579: OTCF 550 кл.т. 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 49760-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10 PCTB-01 рег. № 40586-12
2	КВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Ангара № 1	OSKF 525 кл.т. 0,2S Ктт = 3000/1 рег. № 29687-05	ТН-1 577: OTCF 550 кл.т. 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 49760-12 ТН-2 577: OTCF 550 кл.т. 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 49760-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	КВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Ангара № 2	OSKF 525 кл.т. 0,2S Ктт = 3000/1 рег. № 29687-05	ТН-1 578: ОТСФ 550 кл.т. 0,2 К _{тн} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 49760-12 ТН-2 578: ОТСФ 550 кл.т. 0,2 К _{тн} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 49760-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
4	ВЛ 220 кВ Ангара – БоАЗ № 1	OSKF 245 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 29687-05	ТН 220 1СШ: ОТСФ 245 кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 50464-12 ТН 220 2СШ: ОТСФ 245 кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 50464-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10 РСТВ-01 рег. № 40586-12
5	ВЛ 220 кВ Ангара – БоАЗ № 2	OSKF 245 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 29687-05	ТН 220 2СШ: ОТСФ 245 кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 50464-12 ТН 220 1СШ: ОТСФ 245 кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 50464-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ВЛ 220 кВ Ангара – БоАЗ № 3	OSKF 245 кл.т. 0,2S К _{тт} = 2000/1 рег. № 29687-05	ТН 220 3СШ: ОТСФ 245 кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 50464-12 ТН 220 4СШ: ОТСФ 245 кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 50464-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
7	ВЛ 220 кВ Ангара – БоАЗ № 4	OSKF 245 кл.т. 0,2S К _{тт} = 2000/1 рег. № 29687-05	ТН 220 4СШ: ОТСФ 245 кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 50464-12 ТН 220 3СШ: ОТСФ 245 кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 50464-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10 РСТВ-01 рег. № 40586-12
8	ТСН-5 10 кВ	ТОЛ-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ.06 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Примечания

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

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

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

Продолжение таблицы 3

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

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии - для счетчиков реактивной энергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка до отказа, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	OSKF 525	9 шт.
Трансформатор тока	OSKF 245	12 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10	3 шт.
Трансформатор напряжения	OTCF 550	18 шт.
Трансформатор напряжения	OTCF 245	12 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	8 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1 шт.
Радиосервер точного времени	PCTB-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.028.290.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Ангара», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц.

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

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

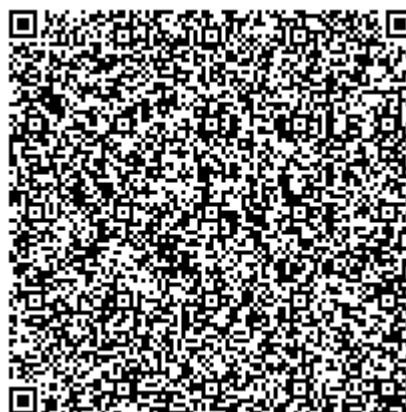
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83177-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Сибири с использованием элементов АИИС КУЭ тяговых подстанций Бада, Пеньковская Забайкальской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Забайкальского края

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Сибири с использованием элементов АИИС КУЭ тяговых подстанций Бада, Пеньковская Забайкальской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Забайкальского края (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительный канал (ИК) АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни.

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета (ИВКЭ), реализован на базе устройств сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327 (регистрационный номер 41907-09), выполняющих функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий Центр сбора данных ОАО «РЖД» на базе программного обеспечения (ПО) «Энергия Альфа 2», сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС ПАО «ФСК ЕЭС» на базе специализированного программного обеспечения (далее по тексту - СПО) «АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)», устройства синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Первичные ток и напряжение преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД регионального Центра энергоучета, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), далее по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные передаются в Центр сбора данных ОАО «РЖД», где происходит оформление отчетных документов.

Дальнейшая передача информации от Центра сбора данных ОАО «РЖД» на сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС ПАО «ФСК ЕЭС» осуществляется по каналу связи сети Internet в формате XML-макетов в соответствии с регламентами оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в программно-аппаратный комплекс Коммерческого оператора оптового рынка электроэнергии и мощности (ПАК КО) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» по точкам поставки тяговых подстанций Бада, Пеньковая в сечении коммерческого учета производится с сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС ПАО «ФСК ЕЭС» в виде файла-отчета с результатами измерений, в формате XML с использованием ЭЦП.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В состав СОЕВ входят УССВ, часы УСПД, счетчиков, Центра сбора данных ОАО «РЖД», сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС ПАО «ФСК ЕЭС». Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU).

Центр сбора данных ОАО «РЖД» оснащен УССВ УСВ-3 (регистрационный номер 51644-12). Синхронизация часов Центра сбора данных ОАО «РЖД» с УССВ осуществляется каждые 5 мин независимо от расхождения показаний.

Сравнение показаний часов УСПД и Центра сбора данных ОАО «РЖД» происходит при каждом сеансе связи УСПД – Центр сбора данных. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 2 с.

В состав ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС ПАО «ФСК ЕЭС» входит УССВ РСТВ-01 (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию шкалы часов сервера с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера 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. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Энергия Альфа 2» и СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

ПО «Энергия Альфа 2» и СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используются при учете электрической энергии и обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Метрологически значимой частью ПО «Энергия Альфа 2» является файл enalpha.exe. Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2» указаны в таблице 1.

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe. Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) указаны в таблице 2.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.3.3
Цифровой идентификатор ПО (MD 5)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60
Другие идентификационные данные (если имеются)	enalpha.exe

Таблица 2 - Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220 кВ Бада, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальский - Бада (ВЛ-285)	ТГФ 220-П* кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 20645-05	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 20344-05	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-327 рег. № 41907-09

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
2	ПС 220 кВ Бада, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Бада - Хилок (ВЛ-287)	ТГФ 220-II* кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 20645-05	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-05	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-327 рег. № 41907-09
3	ПС 220 кВ Бада, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Тарбагатай - Бада (ВЛ-288)	ТГФ 220-II* кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 20645-05	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-05	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
4	ПС 220 кВ Бада, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Бада - Харагун (ВЛ-290)	ТГФ 220-II* кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 20645-05	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-05	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
5	ПС 220 кВ Пеньковская, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Ксеньевская - Пеньковская (ВЛ-221)	ф. А, С: ТБМО-220 кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 60541-15 ф. В: ТБМО-220 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 27069-05	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-05	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
6	ПС 220 кВ Пеньковская, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Пеньковская - Могоча (ВЛ-223)	ф. А, В: ТБМО-220 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 27069-05 ф. С: ТБМО кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 60541-15	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-05	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 4 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 3, – активная, реактивная.					

Таблица 4 - Метрологические характеристики

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

Таблица 5 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии - для счетчиков реактивной энергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков, УСПД - для серверов, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-327: - срок службы, лет, не менее УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч РСТВ-01: - среднее время наработки на отказ, ч	50000 72 30 45000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТГФ 220-II*	12 шт.
Трансформатор тока	ТБМО-220 УХЛ1	3 шт.
Трансформатор тока	ТБМО-220	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	12 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный	ЕвроАЛЬФА	6 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Устройство синхронизации времени	РСТВ-01	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	2 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.026.299.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с применением системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Сибири с использованием элементов АИИС КУЭ тяговых подстанций Бада, Пеньковская Забайкальской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Забайкальского края, аттестованной ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Сибири с использованием элементов АИИС КУЭ тяговых подстанций Бада, Пеньковская Забайкальской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Забайкальского края

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»

(ФБУ «Ростест-Москва»)

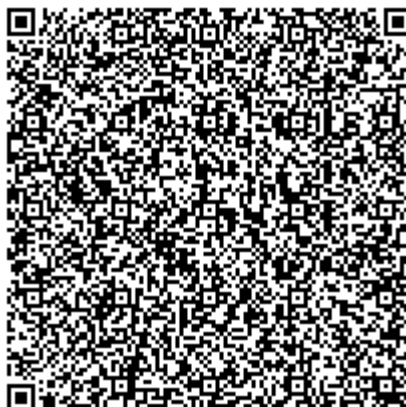
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83178-21

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители сопротивления изоляции SEW IN

Назначение средства измерений

Измерители сопротивления изоляции SEW IN (далее – измерители) предназначены для измерения электрического сопротивления изоляции.

Описание средства измерений

Принцип работы измерителей основан на измерении силы тока, создаваемого при подаче испытательного напряжения на исследуемую цепь, и вычислении сопротивления цепи после аналогово-цифрового преобразования. Значения измеряемых величин отображаются на жидкокристаллическом дисплее в соответствующей размерности.

Конструктивно измерители выполнены в пластмассовых корпусах портативного исполнения с батарейным питанием.

Измерители выпускаются в ряде модификаций, отличающихся диапазонами измеряемого сопротивления изоляции и испытательного напряжения, габаритными размерами, а также набором дополнительных измерительных функций.

Измерители имеют 8 модификаций: 4305 IN, 4310 IN, 6213A IN, 6305 IN, 6305A IN, 6310 IN, 8005 IN, 8010 IN.

Модификации 8005 IN, 8010 IN дополнительно имеют функцию измерения сопротивления низкоомных цепей и режим проверки целостности цепи.

Модификации 8005 IN, 8010 IN имеют режим измерения емкости.

Все модификации, за исключением 6213A IN, имеют режим измерения постоянного и переменного напряжения.

Все модификации, за исключением 8005 IN и 8010 IN, имеют функцию вычисления индекса поляризации (PI) и коэффициента диэлектрической абсорбции (DAR).

На верхней (лицевой) панели измерителей расположены: жидкокристаллический дисплей, органы управления, клеммы для подключения измерительных проводов (у модификаций 8005 IN и 8010 IN клеммы расположены на верхней панели), разъем интерфейса передачи данных (модификации 6305 IN, 6305A IN, 6310 IN), разъем подключения зарядного устройства аккумуляторной батареи (модификация 6305 IN).

На задней панели измерителей расположен отсек батарейного питания и заводской (серийный) номер в виде наклейки.

Общий вид измерителей, места нанесения знака утверждения типа и знака поверки представлены на рисунках 1 – 4. Пломбирование измерителей не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид измерителей модификаций 4305 IN и 4310 IN, места нанесения знака утверждения типа (А) и знака поверки (Б)



Рисунок 2 – Общий вид измерителей модификации 6213A IN, места нанесения знака утверждения типа (А) и знака поверки (Б)



Рисунок 3 – Общий вид измерителей модификаций 6305 IN, 6305A IN и 6310 IN места нанесения знака утверждения типа (А) и знака поверки (Б)



Рисунок 4 – Общий вид измерителей модификаций 8005 IN и 8010 IN места нанесения знака утверждения типа (А) и знака поверки (Б)

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) измерителей записано в памяти внутреннего контроллера и служит для управления режимами работы, выбора встроенных измерительных и вспомогательных функций. В модификациях 8005 IN, 8010 IN возможность отображения версии программного обеспечения не предусмотрена.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии ¹⁾ (идентификационный номер ПО)	не ниже 1.00
Примечания: ¹⁾ ПО модификаций 8005 IN, 8010 IN идентификационного номера не имеет	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики 4305 IN, 4310 IN

Наименование характеристики	Значение
Измерение сопротивления изоляции	
Испытательное напряжение, В - модификация 4305 IN - модификация 4310 IN	500, 1000, 2500, 5000 1000, 2500, 5000, 10000
Верхний предел измерений сопротивления изоляции, ГОм - при испытательном напряжении 500 В - при испытательном напряжении 1000 В - при испытательном напряжении 2500 В - при испытательном напряжении 5000 В - при испытательном напряжении 10000 В	100 200 500 1000 2000
Разрешение (R _г) - в диапазоне от 0 до 999 МОм - в диапазоне от 1 до 9,99 ГОм - в диапазоне от 10 до 99,9 ГОм - в диапазоне от 100 до 999 ГОм - в диапазоне от 1 до 2 ТОм	1 МОм 0,01 ГОм 0,1 ГОм 1 ГОм 0,01 ТОм
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения сопротивления изоляции, МОм	$\pm(0,05 \cdot R_{\text{изм}} + 5 \cdot R_{\text{г}})$
Измерение напряжения	
Диапазон измерений напряжения постоянного тока, В	от ± 30 до ± 600
Диапазон измерений напряжения переменного тока ¹⁾ , В	от 30 до 600
Разрешение, В	1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения напряжения постоянного и переменного тока, В	$\pm(0,02 \cdot U_{\text{изм}} + 3)$
Примечания: R _{изм} – измеренное значение сопротивления изоляции, МОм R _г – разрешение для данного диапазона измерений, МОм U _{изм} – измеренное значение напряжения, В ¹⁾ При номинальной частоте переменного напряжения 50 или 60 Гц	

Таблица 3 – Метрологические характеристики 6213A IN

Наименование характеристики	Значение
Измерение сопротивления изоляции	
Испытательное напряжение, В	от 500 до 10000 с шагом 500
Верхний предел измерений сопротивления изоляции, ГОм	
- при испытательном напряжении до 1000 В	50
- при испытательном напряжении до 2500 В	125
- при испытательном напряжении до 5000 В	250
- при испытательном напряжении до 10000 В	500
Разрешение (R_r)	
- в диапазоне от 0 до 0,099 ГОм	0,001 МОм
- в диапазоне от 0,1 до 0,999 ГОм	0,01 МОм
- в диапазоне от 1 до 9,99 ГОм	0,1 МОм
- в диапазоне от 10 до 500 ГОм	1 МОм
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения сопротивления изоляции, МОм	$\pm(0,05 \cdot R_{изм} + 2 \cdot R_r)$
Примечания: $R_{изм}$ – измеренное значение сопротивления изоляции, МОм R_r – разрешение для данного диапазона измерений, МОм	

Таблица 4 – Метрологические характеристики 6305 IN, 6305A IN, 6310 IN

Наименование характеристики	Значение
Измерение сопротивления изоляции	
Испытательное напряжение, В	
- модификации 6305 IN, 6305A IN	500, 1000, 2500, 5000
- модификация 6310 IN	1000, 2500, 5000, 10000
Верхний предел измерений сопротивления изоляции, ТОм	
- при испытательном напряжении 500 В	1
- при испытательном напряжении 1000 В	2
- при испытательном напряжении 2500 В	5
- при испытательном напряжении 5000 В	10
- при испытательном напряжении 10000 В	20
Разрешение (R_r)	
- в диапазоне от 0 до 999 МОм	1 МОм
- в диапазоне от 1 до 9,99 ГОм	0,01 ГОм
- в диапазоне от 10 до 99,9 ГОм	0,1 ГОм
- в диапазоне от 100 до 999 ГОм	1 ГОм
- в диапазоне от 1 до 9,99 ТОм	0,01 ТОм
- в диапазоне от 10 до 20 ТОм	0,1 ТОм

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения сопротивления изоляции, МОм - при испытательном напряжении 500 В - в диапазоне от 0 до 100 ГОм - в диапазоне от 0,1 до 1 ТОм - при испытательном напряжении 1000 В - в диапазоне от 0 до 200 ГОм - в диапазоне от 0,2 до 2 ТОм - при испытательном напряжении 2500 В - в диапазоне от 0 до 500 ГОм - в диапазоне от 0,5 до 5 ТОм - при испытательном напряжении 5000 В - в диапазоне от 0 до 1000 ГОм - в диапазоне от 1 до 10 ТОм - при испытательном напряжении 10000 В - в диапазоне от 0 до 2000 ГОм - в диапазоне от 2 до 20 ТОм	$\pm(0,05 \cdot R_{\text{изм}} + 5 \cdot R_r)$ $\pm(0,12 \cdot R_{\text{изм}})$ $\pm(0,05 \cdot R_{\text{изм}} + 5 \cdot R_r)$ $\pm(0,12 \cdot R_{\text{изм}})$ $\pm(0,05 \cdot R_{\text{изм}} + 5 \cdot R_r)$ $\pm(0,12 \cdot R_{\text{изм}})$ $\pm(0,05 \cdot R_{\text{изм}} + 5 \cdot R_r)$ $\pm(0,12 \cdot R_{\text{изм}})$ $\pm(0,05 \cdot R_{\text{изм}} + 5 \cdot R_r)$ $\pm(0,12 \cdot R_{\text{изм}})$
Измерение напряжения	
Диапазон измерений напряжения постоянного тока, В	от ± 30 до ± 600
Диапазон измерений напряжения переменного тока ¹⁾ , В	от 30 до 600
Разрешение, В	1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения напряжения постоянного и переменного тока, В	$\pm(0,02 \cdot U_{\text{изм}} + 3)$
Примечания: $R_{\text{изм}}$ – измеренное значение сопротивления изоляции, МОм R_r – разрешение для данного диапазона измерений, МОм $U_{\text{изм}}$ – измеренное значение напряжения, В ¹⁾ При номинальной частоте переменного напряжения 50 или 60 Гц	

Таблица 5 – Метрологические характеристики 8005 IN, 8010 IN

Наименование характеристики	Значение
Измерение сопротивления изоляции	
Испытательное напряжение, В	
- модификация 8005 IN	50, 100, 250, 500
- модификация 8010 IN	125, 250, 500, 1000

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений сопротивления изоляции, ГОм - модификация 8005 IN - при испытательном напряжении 50 В - при испытательном напряжении 100 В - при испытательном напряжении 250 В - при испытательном напряжении 500 В - модификация 8010 IN - при испытательном напряжении 125 В - при испытательном напряжении 250 В - при испытательном напряжении 500 В - при испытательном напряжении 1000 В	от 0 до 20 от 0 до 40 от 0 до 100 от 0 до 200 от 0 до 25 от 0 до 50 от 0 до 100 от 0 до 200
Разрешение (R_r) - в диапазоне от 0 до 19,99 МОм - в диапазоне от 20 до 199,9 МОм - в диапазоне от 200 до 1999 МОм - в диапазоне от 2,00 до 19,99 ГОм - в диапазоне от 20 до 200 ГОм	0,01 МОм 0,1 МОм 1 МОм 0,1 ГОм 1 ГОм
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения сопротивления изоляции, МОм	$\pm(0,03 \cdot R_{изм} + 5 \cdot R_r)$
Измерение сопротивления цепи	
Верхние пределы предел измерений - в режиме проверки целостности цепи - в режиме «МΩ»	20 Ом, 200 Ом, 2000 Ом 20 кОм, 200 кОм, 2 МОм, 20 МОм
Разрешение (R_r) - режим проверки целостности цепи - в диапазоне от 0 до 19,99 Ом - в диапазоне от 20 до 199,9 Ом - в диапазоне от 200 до 2000 Ом - режим "МΩ" - в диапазоне от 0,00 до 19,99 кОм - в диапазоне от 20,0 до 199,9 кОм - в диапазоне от 200 до 2000 кОм - в диапазоне от 2 до 20 МОм	0,01 Ом 0,1 Ом 1 Ом 0,01 кОм 0,1 кОм 1 кОм 0,01 МОм
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения сопротивления цепи, Ом - в диапазоне от 0 до 19,99 Ом - в диапазоне от 20 Ом до 20 МОм	$\pm(0,03 \cdot R_{изм} + 0,2)$ $\pm(0,03 \cdot R_{изм} + 3 \cdot R_r)$
Примечания: $R_{изм}$ – измеренное значение сопротивления, Ом R_r – разрешение для данного диапазона измерений	

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Измерение напряжения	
Верхние пределы измерений напряжения постоянного тока	$\pm 200 \text{ мВ}, \pm 2000 \text{ мВ}, \pm 20 \text{ В}, \pm 600 \text{ В}$
Верхние пределы измерений напряжения переменного тока	200 мВ, 2000 мВ, 20 В, 600 В
Разрешение (U_r)	
- в диапазоне от 0,0 до 199,9 мВ	0,1 мВ
- в диапазоне от 200 до 2000 мВ	1 мВ
- в диапазоне от 0,0 до 199,9 В	0,1 В
- в диапазоне от 200 до 600 В	1 В
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения напряжения постоянного и переменного тока, В	$\pm(0,03 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot U_r)$
Измерение емкости	
Верхние пределы измерений емкости	200 нФ, 2000 нФ, 20 мкФ
Разрешение (C_r)	
- в диапазоне от 0,0 до 199,9 нФ	0,1 нФ
- в диапазоне от 200 до 1999 нФ	1 нФ
- в диапазоне от 2 мкФ до 20 мкФ	0,01 мкФ
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения емкости, нФ	$\pm(0,03 \cdot C_{\text{изм}} + 5 \cdot C_r)$
Примечания:	
$C_{\text{изм}}$ – измеренное значение емкости, нФ	
C_r – разрешение для данного диапазона измерений емкости, нФ	
$U_{\text{изм}}$ – измеренное значение напряжения, В	
U_r – разрешение для данного диапазона измерений	

Таблица 6 – Основные технические характеристики измерителей

Наименование характеристики	Значение
Элемент питания	
- модификации 4305 IN, 4310 IN	1,5 В (тип С), 8 шт; 3 В (тип CR2032), 1 шт ¹⁾
- модификация 6213A IN	1,5 В (тип С), 8 шт
- модификация 6305 IN,	12 В/2,3 А·ч (аккумуляторная батарея) ¹⁾
- модификации 6305A IN, 6310 IN	1,5 В (тип С), 8 шт
- модификации 8005 IN, 8010 IN	1,5 В (тип АА), 6 шт
Масса, кг, не более	
- модификации 4305 IN, 4310 IN	2,12
- модификация 6213A IN	3,60
- модификация 6305 IN,	3,76
- модификации 6305A IN, 6310 IN	4,29
- модификации 8005 IN, 8010 IN	0,65
Примечания:	
¹⁾ Установлен в приборе	

Продолжение таблицы 6

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	
- модификации 4305 IN, 4310 IN	250×190×127
- модификация 6213A IN	330×260×160
- модификации 6305 IN, 6305A IN, 6310 IN	330×260×160
- модификации 8005 IN, 8010 IN	221×110×57
Нормальные условия измерения:	
- температура окружающего воздуха, °С	от +18 до +28
- относительная влажность, %, не более	80
Рабочие условия применения:	
- температура окружающего воздуха, °С	от 0 до +40
- относительная влажность воздуха (при температуре +35 °С), не более	80

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность измерителей сопротивления изоляции SEW IN

Наименование	Обозначение	Количество, шт
Измеритель сопротивления изоляции	Модификация (по заказу): 4305 IN, 4310 IN, 6213A IN, 6305 IN, 6305A IN, 6310 IN, 8005 IN, 8010 IN	1
Комплект измерительных проводов	-	1
Комплект элементов питания	-	1
Сетевой адаптер питания (6305 IN)	-	1
Кабель USB (6305 IN, 6305A IN, 6310 IN)	-	1
Руководство по эксплуатации	-	1
Методика поверки	ПР-04-2021МП	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Назначение» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к измерителям сопротивления изоляции SEW IN

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

Техническая документация изготовителя Standard Electric Works Co., Ltd., Тайвань

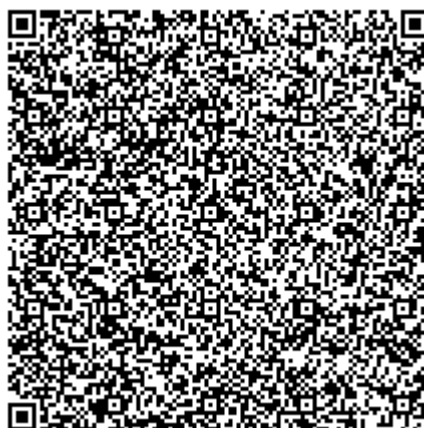
Изготовитель

Standard Electric Works Co., Ltd., Тайвань
Адрес: 5F, No. 105, Jhongcheng Road, Tucheng District, New Taipei City 23674, TAIWAN
Телефон: + 886-2-22681528
Факс: +886-2-2268-1529
Web-сайт: <http://www.sew.com.tw>
E-mail: sales@sew.com.tw

Испытательный центр

Акционерное общество «Приборы, Сервис, Торговля» (АО «ПриСТ»)
Адрес: 119071, г. Москва, 2-й Донской проезд, д. 10, стр. 4, комната 31
Телефон: +7(495) 777-55-91
Факс: +7(495) 640-30-23
Web-сайт: <http://www.prist.ru>
E-mail: prist@prist.ru

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



Регистрационный № 83179-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы T-I Max CH₂O

Назначение средства измерений

Газоанализаторы T-I Max CH₂O (далее – газоанализаторы) предназначены для измерений объемной доли формальдегида (CH₂O) в воздушных средах.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов T-I Max CH₂O – оптический, основан на спектроскопии внутрирезонаторного затухания. Метод заключается в измерении времени затухания излучения в оптическом резонаторе высокой добротности, который заполняется анализируемой пробой газовой смеси.

Генерируемое лазерное излучение поступает в резонатор и многократно отражается от расположенных внутри зеркал. Каждый раз, отражаясь от выходного зеркала, излучение частично покидает резонатор и регистрируется полупроводниковым приемником. В результате обработки поступающего с приемника сигнала определяется время затухания излучения, которое обратно пропорционально содержанию CH₂O в анализируемой пробе газовой смеси. На входе газовой пробы в газоанализатор расположены фильтр для очистки от пыли и вентиль тонкой регулировки. Отбор пробы осуществляется газоанализатором принудительно, в непрерывном циклическом режиме.

Газоанализаторы являются стационарными приборами, в состав которых входят:

- измерительный блок, включающий аппаратное и аппаратно-программное обеспечение для управления, сбора и передачи данных;
- внешний вакуумный насос, обеспечивающий вакуум, необходимый для прохождения пробы анализируемого газа через газоанализатор.

Результаты измерений выводятся на жидкокристаллический дисплей, расположенный на лицевой панели.

На лицевой панели газоанализатора расположены:

- жидкокристаллический дисплей;
- USB разъем;
- кнопка включения/выключения газоанализатора.

На задней панели газоанализатора расположены:

- USB разъем;
- разъемы для подачи анализируемой газовой смеси;
- порт Ethernet;
- порт RS-232;
- порт RS-485.

Заводской номер указывается на задней панели газоанализатора типографским методом.

Общий вид средства измерений, схема пломбировки от несанкционированного доступа, место нанесения знака поверки представлены на рисунке 1.

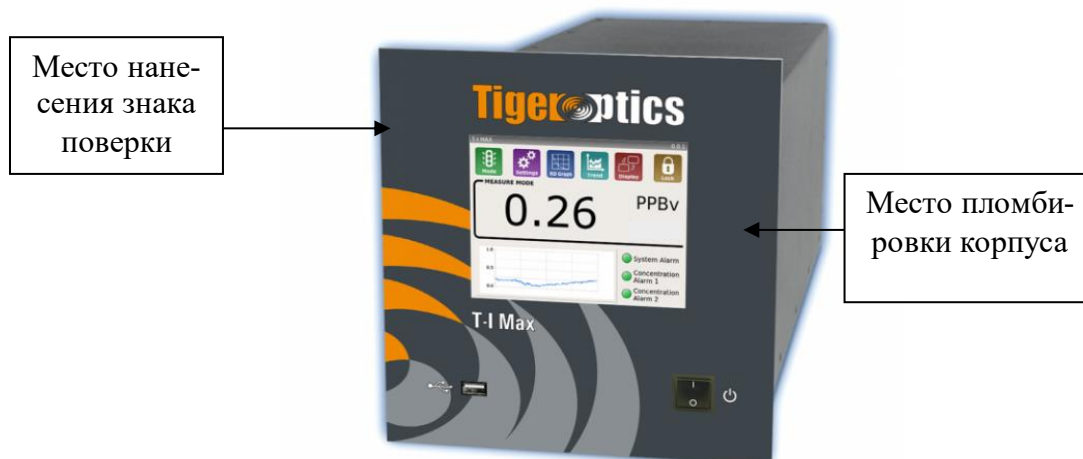


Рисунок 1 – Общий вид газоанализатора T-I Max CH₂O

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение (ПО).

ПО осуществляет функции:

- расчет содержания определяемого компонента;
- отображение результатов измерений на дисплее;
- передачу результатов измерений по интерфейсу связи с компьютером;
- контроль целостности программных кодов ПО, настроечных и калибровочных констант;
- контроль общих неисправностей (связь, конфигурация);
- контроль архивации измерений;
- отображения результатов измерений и управления по цифровому интерфейсу RS-232 и MODBUS TCP на ПК.

MODBUS TCP на ПК.

Влияние встроенного ПО учтено при нормировании метрологических характеристик газоанализаторов.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	встроенное ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	не ниже 1.0.7
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний объемной доли формальдегида, млн ⁻¹	от 0 до 100
Диапазон измерений объемной доли формальдегида, млн ⁻¹	от 0 до 0,037 включ. св. 0,037 до 3,0
Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности измерений объемной доли формальдегида, %, в диапазоне от 0 до 0,037 млн ⁻¹ включ.	±20

Продолжение Таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объемной доли формальдегида, %, в диапазоне св. 0,037 до 3,0 млн ⁻¹	±20
Предел допускаемой вариации показаний, в долях от предела допускаемой основной погрешности	0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от влияния изменения температуры окружающей среды от 20 °С в пределах условий эксплуатации на каждые 10 °С, в долях от предела допускаемой основной погрешности	±0,18
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от влияния изменения относительной влажности окружающей среды в пределах условий эксплуатации в долях от предела допускаемой основной погрешности	±0,7
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от влияния содержания неизмеряемых компонентов, указанных в таблице 3, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,17
Пределы допускаемого изменения выходного сигнала за 24 часа непрерывной работы, в долях от предела допускаемой основной погрешности	±0,5
Нормальные условия измерений -температура окружающей среды, °С -атмосферное давление, кПа -относительная влажность, %	от 15 до 25 от 84 до 106 от 30 до 80
¹⁾ Приведенная к верхнему пределу диапазона измерений. ²⁾ Предельно допустимая концентрация формальдегида в атмосферном воздухе - 0,037 млн ⁻¹ в соответствии с ГН 2.1.6.3492-17, в воздухе рабочей зоны - 0,4 млн ⁻¹ в соответствии с ГН 2.2.5.3532-18.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время прогрева, мин, не более	60
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 90 до 250 50/60
Масса, кг, не более - измерительный блок - внешний вакуумный насос *	15 6,7
Габаритные размеры газоанализатора, мм, не более -длина -ширина -высота	600 218 223
Потребляемая мощность, В·А, не более - измерительный блок - внешний вакуумный насос *	40 60
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от 10 до 40 от 30 до 80 от 84 до 106

Продолжение Таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Объемный расход газовой смеси на входе газоанализатора, дм ³ /мин, не более	2,0
Содержание неизмеряемых компонентов, млн ⁻¹ , не более:	
- озон (O ₃)	0,9
- оксид углерода (CO)	25000,0
- диоксид углерода (CO ₂)	1847,8
- диоксид серы (SO ₂)	10,0
Средний срок службы, лет	25
Средняя наработка на отказ, ч	40000
* допускается применение аналогичных вакуумных насосов, обеспечивающих требуемое давление в резонаторе измерительного блока	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации (типографским методом) и на табличку на задней панели газоанализатора (методом шелкографии или типографским методом).

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность газоанализатора

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор	T-I Max CH ₂ O	1 шт.
Насос вакуумный	-	1 шт. по запросу
Руководство по эксплуатации	РЭ	1 экз.
Методика поверки	МП-242-2402-2020	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации «Газоанализаторы T-I Max CH₂O. Руководство по эксплуатации» п. № 3.9 «Начало работы».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газоанализатору T-I max CH₂O

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2664 от 14.12.2018 г. Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах

ГОСТ Р 50760-95 Анализаторы газов и аэрозолей для контроля атмосферного воздуха. Общие технические условия

РД 52.04.186-89 Руководство по контролю загрязнения атмосферы

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия

Техническая документация фирмы «Tiger Optics, LLC», США

Изготовитель

Фирма «Tiger Optics, LLC», США
Адрес: 250 Titus Avenue, Warrington, PA 18976-2426, USA

Испытательный центр

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

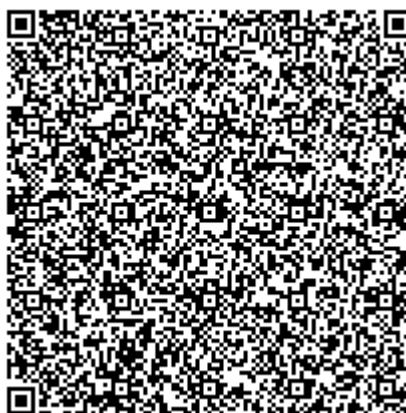
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83180-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Полуприцепы-цистерны SF

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

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

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

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

К ППЦ данного типа относятся:

- SF3B зав. №№ X8ASF3B30K0000524; X8ASF3B30K0000525; X8ASF3B30K0000526; X8ASF3B30K0000527;

- SF4B30 зав. №№ X8ASF4B30J0000074; X8ASF4B30J0000075; X8ASF4B30J0000076; X8ASF4B30J0000077; X8ASF4B30J0000078; X8ASF4B30J0000079.

Общий вид ППЦ представлен на рисунках 1 и 2.

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

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



Рисунок 1 – Общий вид ППЦ SF3B



Рисунок 2 – Общий вид ППЦ SF4B30

Место нанесения знака поверки

Указатель уровня налива

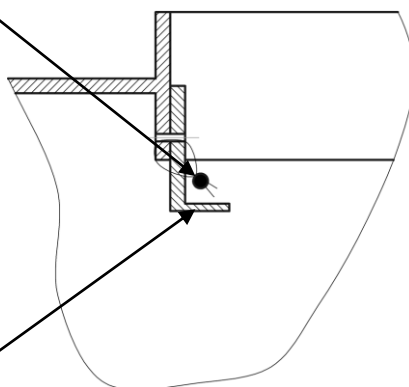


Рисунок 3 – Схема пломбировки от несанкционированного изменения положения указателя уровня налива, обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	SF3B	SF4B30
Модификация		
Заводской номер	X8ASF3B30K0000524 X8ASF3B30K0000525 X8ASF3B30K0000526 X8ASF3B30K0000527	X8ASF4B30J0000074 X8ASF4B30J0000075 X8ASF4B30J0000076 X8ASF4B30J0000077 X8ASF4B30J0000078 X8ASF4B30J0000079
Номинальная вместимость, м ³	29,2	
Пределы допускаемой относительной погрешности ТМ, %	±0,4	
Разность между номинальной и действительной вместимостью ТМ, %, не более	±1,5	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	SF3B	SF4B30
Модификация		
Заводской номер	X8ASF3B30K0000524 X8ASF3B30K0000525 X8ASF3B30K0000526 X8ASF3B30K0000527	X8ASF4B30J0000074 X8ASF4B30J0000075 X8ASF4B30J0000076 X8ASF4B30J0000077 X8ASF4B30J0000078 X8ASF4B30J0000079
Разрешенная максимальная масса, кг	41000	46000
Температура окружающей среды при эксплуатации, °С	от -45 до +40	

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Полуприцеп-цистерна	SF3B, SF4B30	1 шт.
Запасные части, инструменты и принадлежности	—	1 комплект
Формуляр	—	1 экз.
Паспорт транспортного средства	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 2 формуляра.

Нормативные документы, устанавливающие требования к полуприцепам-цистернам SF

Государственная поверочная схема для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденная Приказом Росстандарта от 07 февраля 2018 г. № 256

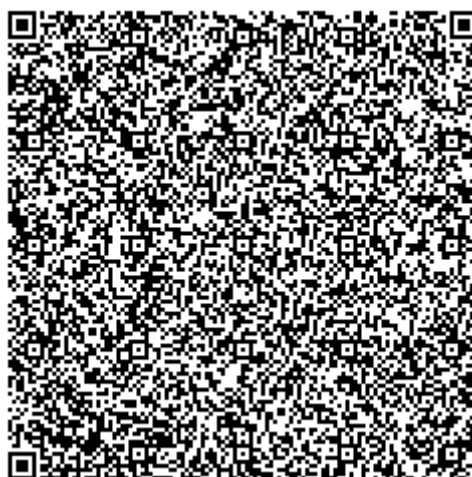
Изготовитель

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

Испытательный центр

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

Аттестат аккредитации ФБУ «Омский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311670 от 01.07.2016 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83181-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Колонки заправочные газовые (ГЗК) РМ СТАРК

Назначение средства измерений

Колонки заправочные газовые (ГЗК) РМ СТАРК (далее по тексту – колонки) предназначены для измерений массы компримированного природного газа (далее по тексту – КПП) при выдаче его в топливные баллоны транспортных средств, передвижных автомобильных газовых заправщиков (далее по тексту – ПАГЗ) и иных газовых баллонов и баллонных связей.

Описание средства измерений

Принцип действия колонок состоит в следующем: КПП из баллонной связки или напрямую из компрессорной установки автомобильной газонаполнительной компрессорной станции (АГНКС) подводится к колонке. Далее через входной фильтр, а также через понижающий регулятор давления поступает на вход электромагнитного/пневматического клапана. При подаче команды о начале заправки транспортного средства, открывается электромагнитный/пневматический клапан, газ поступает в массовый счетчик-расходомер (далее по тексту – расходомер), из которого через раздаточный рукав с заправочным устройством поступает в транспортное средство. Информация о массе КПП, прошедшего через расходомер, поступает в электронно-вычислительное устройство. На дисплее колонки отображается масса или объем отпускаемого КПП, цена за килограмм или нормальный кубический метр и стоимость выданной дозы.

Установка показаний на цифровом табло разового учета выданной массы или объема и стоимости в положении нуля производится автоматически перед выдачей новой дозы.

Задание дозы и архивирование отпущенного количества КПП возможно, как с пульта управления колонки (опционально), встроенного в колонку на лицевой части панели с одной стороны, или с помощью контроллера, который располагается в помещении оператора–кассира и подключается к персональному компьютеру.

Основными составляющими колонки являются:

- корпус;
- счетчик-расходомер массовый C4000 KG Meter производства «Compac Industries Ltd.», Новая Зеландия, счетчик-расходомер массовый Micro Motion (регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 45115-16), счетчик расходомер массовый ЭЛМЕТРО-Фломак (регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 47266-16), расходомер массовый OPTIGAS 4010C (регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 57811-14), расходомер-счетчик массовый кориолисовый Rotamass мод. RC (регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 75394-19);

- электронно-вычислительное устройство С4000 производства «Compac Industries Ltd.», Новая Зеландия;
- запорно-регулирующая арматура (электромагнитные или пневматические клапаны, краны, регуляторы);
- дисплей;
- раздаточный рукав с заправочным и предохранительным устройством, выдерживающий давление не менее 24,5 МПа.

Принцип измерений, монтируемых внутри счетчиков-расходомеров массовых, основан на действии сил Кориолиса на элементы среды,двигающейся по петле трубопровода, которая колеблется с частотой вынуждающей силы, создаваемой катушкой индуктивности при пропускании через неё электрического тока заданной частоты.

Колонки в зависимости от исполнения отличаются:

- количеством раздаточных рукавов;
- номинальным массовым расходом КПП через рукав;
- массой;
- количеством входных газовых линий.

Пример условного обозначения колонок:

ГЗК РМ СТАРК -15- 1п- 1л- xxx*

ГЗК РМ СТАРК	XX	XX	XX	XXX	П
					ГЗК для заправки ПАГЗ
					Марка массомера
					Кол-во входных газовых линий: - 1 – одна линия; - 2 – две линии; - 3 – три линии.
					Количество заправочных рукавов
					Расход газа (15, 50, 80 кг/мин)

Модификации:

ГЗК РМ СТАРК -15-1п-1л-xxx*
 ГЗК РМ СТАРК -15-1п-2л-xxx*
 ГЗК РМ СТАРК -15-1п-3л-xxx*
 ГЗК РМ СТАРК -15-2п-1л-xxx*
 ГЗК РМ СТАРК -15-2п-2л-xxx*
 ГЗК РМ СТАРК -15-2п-3л-xxx*
 ГЗК РМ СТАРК -50-1п-1л-xxx*
 ГЗК РМ СТАРК -50-1п-2л-xxx*
 ГЗК РМ СТАРК -50-1п-3л-xxx*
 ГЗК РМ СТАРК -50-2п-1л-xxx*
 ГЗК РМ СТАРК -50-2п-2л-xxx*
 ГЗК РМ СТАРК -50-2п-3л-xxx*
 ГЗК РМ СТАРК -80-1п-1л-xxx*
 ГЗК РМ СТАРК -80-1п-2л-xxx*
 ГЗК РМ СТАРК -80-1п-3л-xxx*
 ГЗК РМ СТАРК -80-2п-1л-xxx*
 ГЗК РМ СТАРК -80-2п-2л-xxx*
 ГЗК РМ СТАРК -80-2п-3л-xxx*
 ГЗК РМ СТАРК -80-1п-1л-xxx* –П

*- маркировка «xxx» изменяется в соответствии с моделью массового расходомера применяемого в изделии.

Например:

- С – Compas
- MM – MicroMotion
- EL – Эльметро
- KR – KRONE OPTIGAS
- YG – YOKOGAWA ROTAMASS

Общий вид колонок приведен на рисунке 1.

В колонке пломбируются фиксирующая крышка расходомера, и место присоединения расходомера к колонке.

Знак поверки рекомендуется наносить на свидетельство о поверке в соответствии с действующим законодательством и в виде наклейки поверителя в соответствии с рисунком 2.

Знак утверждения типа наносится на маркировочную табличку колонок фотографическим способом в соответствии с рисунком 3. Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на маркировочную табличку колонок буквенно-цифровыми ударными клеймами в соответствии с рисунком 3



Рисунок 1 – Общий вид колонок

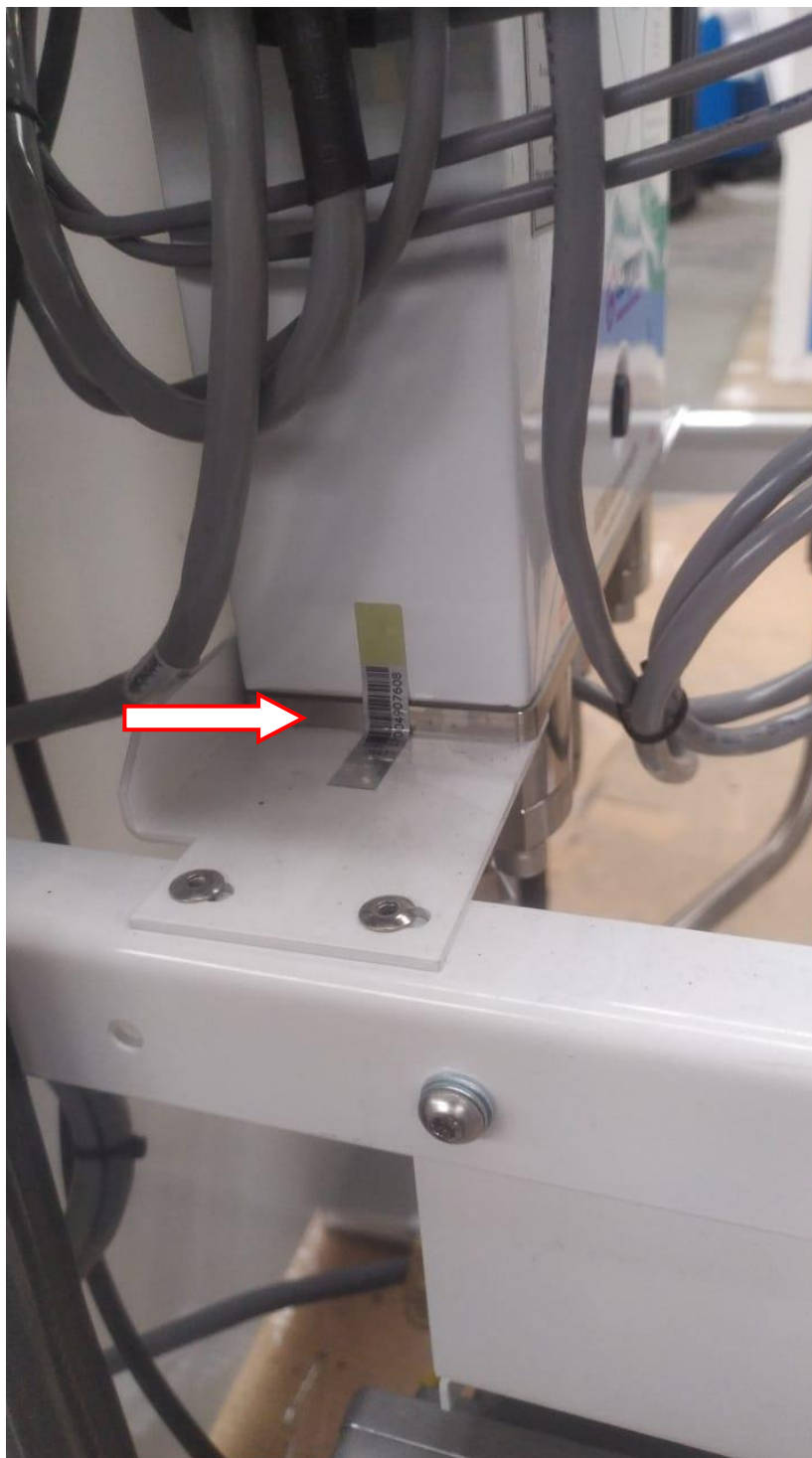


Рисунок 2 – Места нанесения знака поверки на: преобразователи расхода массовые

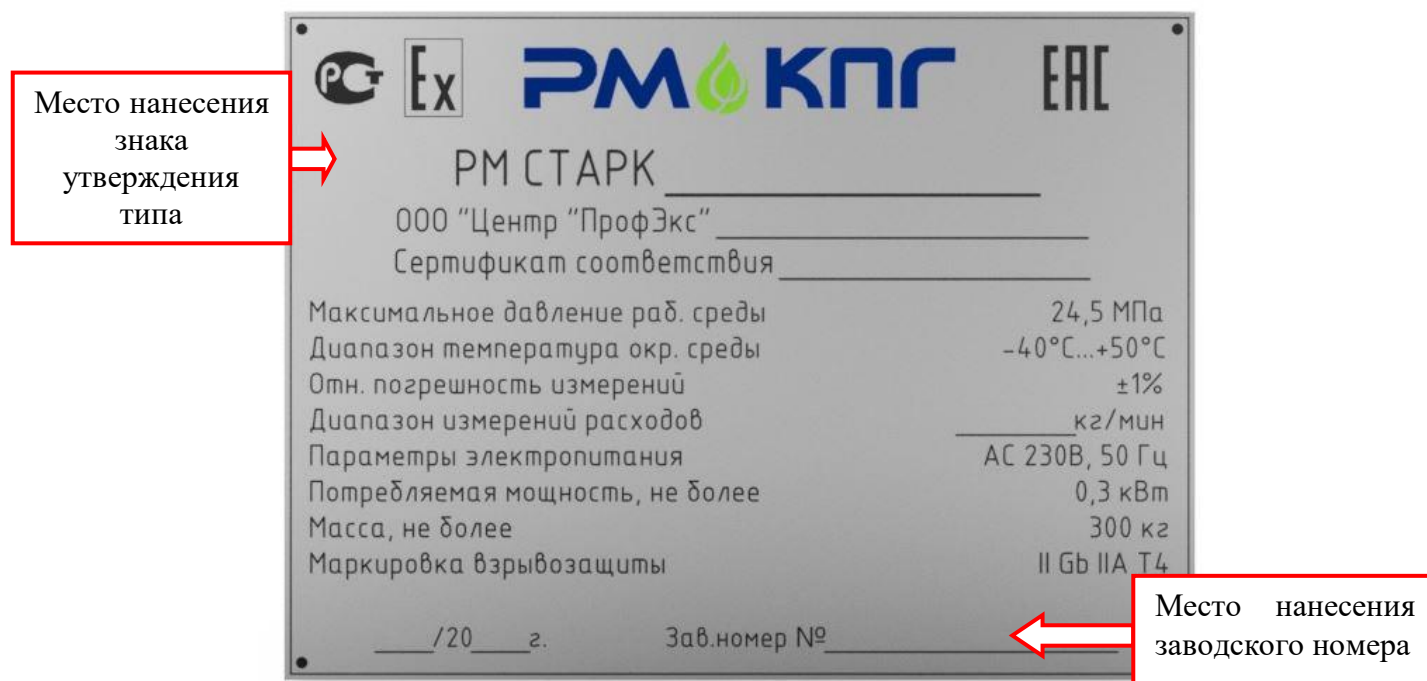


Рисунок 3 – Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее по тексту – ПО) загружается в электронно-вычислительное устройство С4000 и выполняет функции управления клапанами, подсчетом массы или объема отпускаемого КПП, вывода информации о массе или объема отпущенного КПП и его стоимости на дисплей и интерфейсы связи, управления режимами работы колонок.

Защита ПО обеспечивается использованием паролей доступа.

Метрологические характеристики нормированы с учетом влияния ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	HIU, HIA
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 29285
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	CRC16

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальный массовый расход, кг/мин, для исполнений колонок: ГЗК РМ СТАРК -15-xx-xx-xxx; ГЗК РМ СТАРК -50- xx-xx-xxx; ГЗК РМ СТАРК -80- xx-xx-xxx.	15 50 80
Минимальная масса дозы выдачи, кг	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы отпущенной дозы, %	±0,5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество раздаточных рукавов, шт, не более	2
Длина раздаточного рукава, м, не менее	3
Дискретность указателей разового и суммарного учета	0,01
Дискретность указателя суммарного учета	1
Максимальное рабочее давление КПП, МПа	24,5
Верхний предел показаний указателя разового и суммарного учета: - выданного КПП, кг. - цены за 1 кг КПП, руб. - стоимость выданной дозы, руб/кг	99999,99 9999,99 99999,99
Рабочие условия измерений: - относительная влажность окружающего воздуха, % - температура окружающего воздуха, °С	от 35 до 95 от –40 до +50
Параметры источника питания переменного тока: -напряжение, В -частота, Гц	230 от 50 до 60
Потребляемая мощность, не более, Вт	500
Габаритные размеры ШхДхВ, мм, не более	1100х650х2700
Масса, кг, не более	300
Средняя наработка на отказ, не менее, ч	2000
Средний срок службы, лет, не менее	12
Степень защиты	IP23
Маркировка взрывозащиты	II Gb IIA T4

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку колонки фотографическим способом и на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Колонка заправочная газовая (ГЗК)	РМ СТАРК	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РМ.407371.030РЭ	1 экз.
Паспорт	РМ.407371.030ПС	1 экз.
Методика поверки	МП-ИНС-001/01-2011	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Разделе 1 «Общие указания, состав и назначение. РМ.407371.030ПС».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к колонкам заправочным газовым (ГЗК) РМ СТАРК»

Постановление Правительства РФ от 16.11.2020 г. №1847 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

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

ТУ 26.51.52.014-001-2020 Колонки заправочные газовые (ГЗК) РМ СТАРК. Технические условия.

Изготовитель

«Общество с ограниченной ответственностью «РМ КПГ» (ООО «РМ КПГ»)

ИНН: 7703791013

Юридический адрес: 123022, Россия, г. Москва, ул. Рочдельская, д.15, стр.1, каб. 30.

Адрес производства: 603004, Россия, Нижегородская область, город Нижний Новгород, проспект Ленина, дом 88

Телефон: + 7(495)775-07-34

E-mail: rmcng@rmcng.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ИНЭКС СЕРТ» (ООО «ИНЭКС СЕРТ»)

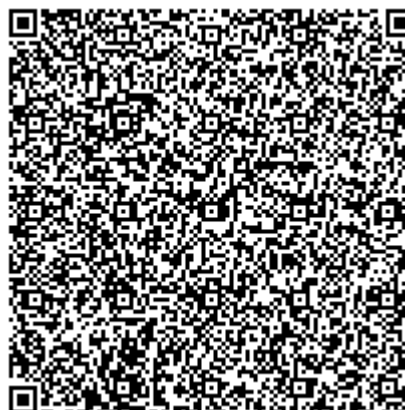
Адрес: 121471, Россия, г. Москва, ул. Маршала Неделина, дом 34, корп. 2

Телефон: +7 (495) 664-23-42

Web-сайт: <http://www.inexcert.ru>

E-mail: info@inexcert.ru

Регистрационный номер № RA.RU.312302 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



Регистрационный № 83182-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители крутящего момента силы ТТ01

Назначение средства измерений

Измерители крутящего момента силы ТТ01 (далее – измерители) предназначены для измерений крутящего момента силы при откручивании или закручивания крышек бутылок, банок и иной тары из различных материалов.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей заключается в преобразовании деформации упругого тела датчика с наклеенными на него тензорезисторами в пропорциональный приложенному крутящему моменту силы сигнал разбаланса тензометрического моста с последующим его преобразованием в цифровой сигнал и отображением результатов измерений на ЖК-дисплее.

Измерители представляют собой цилиндрический алюминиевый корпус, в котором размещаются датчик крутящего момента силы, измерительная схема и ЖК-дисплей.

Наверху корпуса измерителей расположены два ползуна, расстояние между которыми регулируется с помощью винта. В ползунах предусмотрены отверстия для установки в них металлических пальцев с резиновой оболочкой или V-образных металлических захватов (опционально, по отдельному заказу потребителя) для фиксации испытываемой тары на измерителях. Также для фиксации испытываемой тары предусмотрены плоские резиновые захваты, которые крепятся к боковым частям ползунунов.

Металлические пальцы с резиновой оболочкой входят в базовый комплект поставки, металлические пальцы с резиновой оболочкой увеличенной длины, V-образные металлические и плоские резиновые захваты в базовый комплект поставки не входят и могут быть поставлены по дополнительному заказу потребителя. Также по требованию заказчика могут быть поставлены захваты нестандартной конструкции, отвечающие особой специфике испытаний заказчика.

Управление измерителями происходит при помощи пятиклавишной клавиатуры, расположенной рядом с ЖК-дисплеем.

Общий вид измерителей приведен на рисунке 1.

Общий вид плоских резиновых и V-образных металлических захватов приведён на рисунках 2 и 3.

Измерители имеют возможность подключения к персональному компьютеру с помощью стандартных портов USB и RS-232 для последующей визуализации результатов измерений, их регистрации и распечатки. Питание измерителей осуществляется от сети переменного тока через блок питания.

Измерители крутящего момента силы ТТ01 выпускаются в следующих моделях: МТТ01-12, МТТ01-25, МТТ01-50, МТТ01-100 (буква «М» в начале наименования модели – механический способ задания нагрузки). Модели измерителей отличаются между собой диапазоном измерения крутящего момента силы.

Наименование модели указано на идентификационной табличке, расположенной под клавиатурой. Пример идентификационной таблички и место её нанесения приведены на рисунке 4. Также наименование модели отображается на ЖК-дисплее при включении измерителей.

Серийный номер наносится на идентификационную табличку, расположенную на нижней панели измерителей в специально отведённом для неё месте. Пример идентификационной таблички и место её нанесения приведены на рисунке 5. Также серийный номер отображается на ЖК-дисплее при включении измерителей.



Рисунок 1 – Общий вид измерителей крутящего момента силы ТТ01



Рисунок 2 – Общий вид плоских резиновых захватов



Рисунок 3 – Общий вид V-образных металлических захватов



Рисунок 4 – Пример идентификационной таблички с наименованием модели и место её нанесения



Рисунок 5 – Пример идентификационной таблички с серийным номером и место её нанесения

Пломбирование измерителей крутящего момента силы TT01 не предусмотрено.

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

Программное обеспечение

Метрологически значимое встроенное программное обеспечение (далее – ВПО) установлено в энергонезависимую память измерителей, расположенную внутри корпуса измерителей.

ВПО предназначено для обеспечения взаимодействия узлов измерителей, проведения измерений, обработки, сохранения и экспорта измеренных значений.

ВПО защищено ключам электронной защиты и по уровню защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «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	ВПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 2.2.3
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений крутящего момента силы, Н·м: - модель МТТ01-12 - модель МТТ01-25 - модель МТТ01-50 - модель МТТ01-100	от 0,20 до 1,35 от 0,20 до 2,90 от 0,20 до 5,70 от 0,20 до 11,50
Пределы допускаемой приведённой ¹⁾ погрешности измерений крутящего момента силы, %	±0,3
Дискретность отсчёта измерений крутящего момента силы, Н·м: - модель МТТ01-12 - модель МТТ01-25 - модель МТТ01-50 - модель МТТ01-100	0,001 0,002 0,005 0,005
¹⁾ – к удвоенному значению верхнего предела измерений	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц - напряжение постоянного тока, В	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1 9
Габаритные размеры (Ш×Д×В), мм, не более	199,3×270,5×121,8
Масса, кг, не более	3,8
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 96 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и на идентификационную табличку, расположенную на нижней панели измерителей.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Измеритель крутящего момента силы ТТ01 ¹⁾	-	1 шт.
Блок питания	-	1 шт.
Комплект пальцев	-	1 шт.
Комплект захватов	-	По заказу
Кабель передачи данных	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	МП-305/07-2021	1 экз.
¹⁾ – модель в соответствии с заказом потребителя		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Режимы работы» документа «Измерители крутящего момента силы ТТ01. Руководство по эксплуатации.»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к измерителям крутящего момента силы ТТ01

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

Техническая документация Mark-10 Corporation, США

Изготовитель

Mark-10 Corporation, США

Адрес: 11 Dixon Avenue, Copiague, NY 11726 USA

Тел./факс: +1 631-842-9200 / +1 631-842-9201

E-mail: info@mark-10.com

Испытательный центр

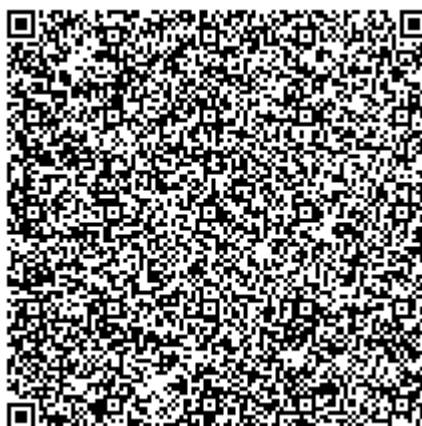
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

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

Телефон: +7 (495) 274-0101

E-mail: info@prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83183-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики массы жидкости ВДУ

Назначение средств измерений

Счетчики массы жидкости ВДУ (далее ВДУ) предназначены для измерения массы рабочих жидкостей (продуктов «О» и «Г») в составе специальных подвижных заправочных весоизмерительных комплексов (ПВИК).

Описание средства измерений

ВДУ представляют собой программируемые счетчики массы жидкости и имеют модификации ВДУ-65 и ВДУ-80, отличающиеся диаметром присоединительного трубопровода и диапазоном рабочих расходов. ВДУ рассчитаны на последовательное дозирование продуктов «О» и «Г» и включают следующие устройства:

- блок задания дозы БЗД (далее – БЗД);
- преобразователь расхода и температуры (далее - ПРТ) ПРТ-65-Г или ПРТ-80-Г, подключаемый к блоку БЗД при дозировании продукта "Г";
- преобразователь расхода и температуры ПРТ-65-О или ПРТ-80-О, подключаемый к блоку БЗД при дозировании продукта "О";
- стабилизатор потока (далее - СП) СП-65-Г или СП-80-Г, присоединенный к преобразователю расхода и температуры ПРТ-65-Г (ПРТ-80-Г);
- стабилизатор потока СП-65-О или ПРТ-80-О, присоединенный к преобразователю расхода и температуры ПРТ-65-О (ПРТ-80-О);

Состав модификаций ВДУ приведен в таблице 1.

Таблица 1

Состав счетчика массы жидкости ВДУ-65		Состав счетчика массы жидкости ВДУ-80	
При дозировании продукта «О»	При дозировании продукта «Г»	При дозировании продукта «О»	При дозировании продукта «Г»
Блок задания дозы БЗД		Блок задания дозы БЗД	
Преобразователь расхода и температуры ПРТ-65-О	Преобразователь расхода и температуры ПРТ-65-Г	Преобразователь расхода и температуры ПРТ-80-О	Преобразователь расхода и температуры ПРТ-80-Г
Стабилизатор потока СП-65-О	Стабилизатор потока СП-65-Г	Стабилизатор потока СП-80-О	Стабилизатор потока СП-80-Г

Принцип действия ВДУ основан на эффекте Кармана – образовании регулярной дорожки вихрей за расположенным в движущемся потоке плохобтекаемым телом. Частота следования вихрей пропорциональна объемному расходу, причем единичный вихрь соответствует определенному объему жидкости. Масса жидкости получается путем умножения объема импульса на плотность жидкости, являющуюся функцией температуры, и суммирования получающихся масс импульсов нарастающим итогом. Температура жидкости, используемая для вычисления плотности, измеряется с помощью встроенного термометра сопротивления.

ПРТ имеет два независимых канала измерений. Измерение текущего значения массы жидкости начинается по команде "Начало дозирования", поступающей от БЗД. В момент совпадения заданной и измеренной масс жидкости ВДУ посылает сигнал "Отсечка", и по снятии команды "Начало дозирования" суммирование заканчивается.

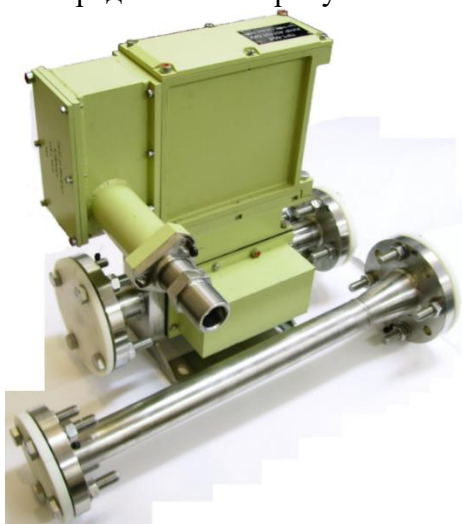
Блок БЗД выполняет функции источника питания ПРТ, задатчика дозы, индикатора заданной дозы, типа продукта, текущих значений объемного расхода, температуры и массы выданной дозы, а также передает измерительную информацию в цифровом виде в систему документирования ПВИК и обменивается командами (передаваемыми "сухими" контактами) с системой управления ПВИК.

СП обеспечивает выравнивание эпюры скоростей, а также устраняет закрутку потока и другие возмущения потока, вызванные местными сопротивлениями, расположенными вверх по потоку от ПРТ.

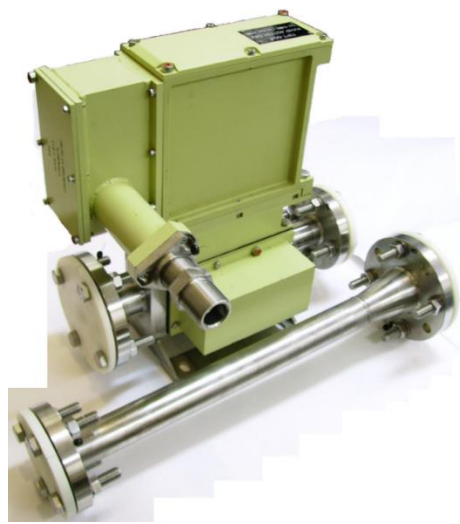
При программировании ВДУ в память микроконтроллера (далее - МК) блока ПРТ заносятся: зависимость числа Струхала от числа Рейнольдса в виде таблицы, зависимости вязкости и плотности от температуры в виде формул, геометрические параметры ПРТ, градуировочные характеристики датчиков температуры.

При изготовлении в память МК блока ПРТ вводятся параметры, соответствующие жидкости-имитатору (воде). При выпуске из производства в память МК блока ПРТ заносятся параметры рабочей жидкости.

Внешний вид составных частей ВДУ с указанием места нанесения знака утверждения типа представлен на рисунке 1.



Блоки ПРТ-65(80)-Г и СП-65(80)-Г



Блоки ПРТ-65(80)-О и СП-65(80)-О



Блок БЗД

Место нанесения знака
утверждения типа

Рисунок 1 - Внешний вид составных частей ВДУ

Места пломбирования на блоках ПРТ и БЗД для предотвращения несанкционированного изменения настроек ВДУ показаны на рисунках 2 и 3.

Места пломбирования



Рисунок 2 – Места пломбирования крышки блока ПРТ

Место пломбирования



Рисунок 3 – Место пломбирования откидной крышки передней панели БЗД

Программное обеспечение

ВДУ функционирует под управлением встроенного программного обеспечения (далее - ПО), состоящего из ПО блока ПРТ и ПО блока БЗД.

ПО блока ПРТ выполняет следующие основные функции:

- подготовка к проведению измерений, тестирование ПРТ;
- проведение измерений, передача результатов в БЗД.

ПО блока БЗД выполняет следующие основные функции:

- тестирование ВДУ в составе ПРТ и БЗД;
- управление работой ВДУ, в том числе ввод значения набираемой дозы;

– прием измерительной информации от ПРТ, визуализация результатов измерений в цифровом представлении.

Конструкция ВДУ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО ВДУ и измерительную информацию за счет:

- пломбирования электронных модулей ПРТ и БЗД, содержащих метрологически значимое ПО;
- наличия в применяемых МК встроенных средств защиты записанного ПО;
- отсутствие в интерфейсе связи с системой управления ПВИК команд, позволяющих влиять на ПО, содержащееся в памяти МК.

Идентификационные данные приведены в Таблице 2

Таблица 2

Наименование источника кода	Идентификационные данные (признаки)	Значение
Контроллер ПРТ-65-Г (1 или 2 канал)	Идентификационное наименование ПО	VDU_Prg_Code
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.00
	Цифровой идентификатор	2ABE91BF
Контроллер ПРТ-65-О (1 или 2 канал)	Идентификационное наименование ПО	VDU_Prg_Code
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.00
	Цифровой идентификатор ПО	3A163981
Контроллер ПРТ-80-Г (1 или 2 канал)	Идентификационное наименование ПО ПРТ (Г)	VDU_Prg_Code
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.00
	Цифровой идентификатор ПО	958779F4
Контроллер ПРТ-80-О (1 или 2 канал)	Идентификационное наименование ПО	VDU_Prg_Code
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.00
	Цифровой идентификатор ПО	852FD1CA
Контроллер блока БЗД	Идентификационное наименование ПО	VDU_Prg_Code
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.00
	Цифровой идентификатор ПО	8BF449B0
Контроллер канала БЗД (1 или 2 канал)	Идентификационное наименование ПО	VDU_Prg_Code
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.00
	Цифровой идентификатор ПО	416A8AB3

ПО хранится в защищенной от считывания и записи памяти микроконтроллеров, установленных на электронных модулях ПРТ и БЗД.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню "высокий" по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики ВДУ приведены в таблице 3.

Таблица 3

Наименование характеристики	Значение
Условный диаметр трубопровода, мм: ВДУ-65 ВДУ-80	65 80
Рабочие жидкости: по ГОСТ В17656-72 по ГОСТ В17803-72 по СанПиН 2.1.4.1074-2001	продукты группы "О" продукты группы "Г" вода*
Диапазон измерений массы жидкости, кг	от 1000 до 999999
Диапазон температур рабочих жидкостей, °С	от – 3 до + 20
Максимальное давление рабочей жидкости, МПа	2,5
Диапазон рабочих расходов, м ³ /ч: - ВДУ-65 - ВДУ-80	от 3,5 до 24 от 8 до 40
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	± 0,2
Относительная разность показаний каналов, %, не более	± 0,2
Необратимая потеря давления, МПа, не более: - на продукте группы "О" - на продукте группы "Г"	0,19 0,16
Дискретность задания дозы, кг	1
Дискретность индикаторов "Заданная доза" и "Измеренная доза", кг, шесть десятичных разрядов	1
Дискретность индикатора "Расход", м ³ /ч, три десятичных разряда	0,1
Дискретность индикатора "Температура", °С, три десятичных разряда	0,5
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота, Гц	220 ^{+27,5} _{-33,0} 50±1
Потребляемая мощность, Вт, не более	50
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С: - для ПРТ - для блока БЗД - относительная влажность окружающего воздуха при плюс 20°С, %, не более	от -50 до +50 от +5 до +50 98
Габаритные размеры ПРТ-65-О(Г), ПРТ-80-О(Г), мм, не более - высота - ширина - длина	496 400 447

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более: ПРТ-65-О(Г), ПРТ-80-О(Г)	
- высота	496
- ширина	400
- длина	447
СП-65-О(Г)	
- высота	180
- ширина	180
- длина	636
СП-80-О(Г)	
- высота	195
- ширина	195
- длина	677
БЗД	
- высота	136,5
- ширина	485
- длина	364
Масса, кг, не более:	
- ПРТ-65-О(Г)	45
- ПРТ-80-О(Г)	50
- СП-65-О(Г)	10
- СП-80-О(Г)	16
- БЗД	10
Назначенный срок службы, лет	15
Назначенный ресурс, ч	6000
* - вода является имитатором рабочих жидкостей и используется только при проведении поверки ВДУ	

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и на лицевую панель блока БЗД в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Комплектность ВДУ приведена в таблице 4.

Таблица 4

Наименование	Обозначение		Количество
	ВДУ-65	ВДУ-80	
Преобразователь расхода и температуры	ПРТ-65-Г	ПРТ-80-Г	1 шт.
Преобразователь расхода и температуры	ПРТ-65-О	ПРТ-80-О	1 шт.
Стабилизатор потока	СП-65-Г	СП-80-Г	1 шт.
Стабилизатор потока	СП-65-О	СП-80-О	1 шт.
Блок задания дозы	БЗД		1 шт.
Одиночный комплект ЗИП	КУНР.400740.001 ЗИ		1 компл.
Пульт проверочный с кабелями	ПП		1 компл.
Счетчики массы жидкости ВДУ-65 и ВДУ-80.	КУНР.400740.001 РЭ		1 экз.

Наименование	Обозначение		Количество
	ВДУ-65	ВДУ-80	
Преобразователь расхода и температуры	ПРТ-65-Г	ПРТ-80-Г	1 шт.
Преобразователь расхода и температуры	ПРТ-65-О	ПРТ-80-О	1 шт.
Стабилизатор потока	СП-65-Г	СП-80-Г	1 шт.
Стабилизатор потока	СП-65-О	СП-80-О	1 шт.
Руководство по эксплуатации			
Счетчик массы жидкости ВДУ-65 (ВДУ-80). Формуляр	КУНР.407331.001 ФО (КУНР.407331.002 ФО)		1 экз.
Ведомость ЗИП	КУНР.400740.001 ЗИ		1 экз.
Методика поверки	МП 208-021-2021		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе "Счетчики массы жидкости ВДУ-65 и ВДУ-80. Руководство по эксплуатации" КУНР.400740.001 РЭ, в разделе 8.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам массы жидкости ВДУ

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 объема жидкости

КУНР.400740.001 ТУ Счетчики массы жидкости ВДУ-65 и ВДУ-80. Технические условия

Изготовитель

Акционерное общество "Научно-производственное объединение измерительной техники" (АО "НПО ИТ")

ИНН 5018139517

Адрес: 141074, Российская Федерация, Московская область, г. Королев,
ул. Пи-онерская, дом 2, к. 4, офис эт./пом. 3/344

Факс: (495) 513-14-49/ 513-13-02

Web-сайт: www.npoit.ru

E-mail: npoit@npoit.ru

Испытательный центр

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

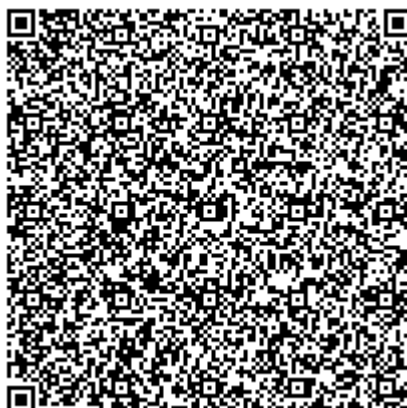
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83184-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Системы информационно-измерительные расширенного вибромониторинга
«TIK-RVM.2»**

Назначение средства измерений

Системы информационно-измерительные расширенного вибромониторинга «TIK-RVM.2» (далее - системы) предназначены для измерения виброускорения, виброскорости, виброперемещения, а также сигналов тока и напряжения.

Описание средства измерений

Система представляет собой многоуровневый модульный программно-аппаратный комплекс, принцип действия которого основан на сборе и преобразовании входных сигналов поступающих от первичных преобразователей в электрический сигнал, дальнейшей его обработке в нормирующем преобразователе и контроллере, сравнении полученных значений с установленными уровнями срабатывания (уставками), передачи на верхний уровень для последующего анализа и визуализации. Система позволяет осуществлять математический анализ полученных значений и определить техническое состояние технологического оборудования, оснащаемого системой. Также может осуществляться архивирование данных и хранение архива в базе данных системы, с возможностью последующего просмотра и анализа.

Система информационно-измерительная расширенного вибромониторинга «TIK-RVM.2» состоит из первичных преобразователей, контроллера, сетевого оборудования, оборудования подсистемы питания, сервера вибродиагностики и АРМ оператора. Сервер вибродиагностики может отсутствовать или его функции может выполнять АРМ оператора. АРМ оператора может отсутствовать или быть в панельном исполнении.

В качестве первичных преобразователей применяются вибропреобразователи DVA (рег. № 69044-17) с унифицированными выходными сигналами по току, напряжению или интерфейсу RS-485.

В качестве контроллера в системах информационно-измерительных расширенного вибромониторинга «TIK-RVM.2» применяется аппаратура TIK-PLC (рег. № 62594-15). Аппаратура может состоять из контроллеров TIK-PLC в исполнении, размещаемых на DIN-рейку или из крейта с установленными контроллерами TIK-PLC соответствующего исполнения и вспомогательных модулей.

Помимо контроллеров TIK-PLC, крейт может содержать следующие вспомогательные модули:

- Модуль питания (МП) – обеспечивает питание всех элементов крейта (установка обязательна);
- Модуль интерфейсный (МИ) - обеспечивает все алгоритмы работы крейта а именно: сбор данных с TIK-PLC, обработку данных, отработку по «уставкам» с учетом режимов работы агрегата, обмен данными с верхним уровнем по цифровым интерфейсам (может быть установлено до 2-х модулей, установка минимум 1-го модуля обязательна);
- Модуль дискретных входов (МДвх) – обеспечивает ввод дискретных сигналов в крейт о режимах работы агрегатов (установка обязательна);

- Модуль релейных выходов (МРВ) - обеспечивает выдачу предупредительных и аварийных дискретных сигналов (установка необязательна);
- Модуль аналоговых выходов (МА-14) – обеспечивает выдачу аналоговых сигналов 4...20 мА (установка необязательна);
- Модуль синхронизации (МС) - обеспечивает синхронизацию по времени при сбое выборок сигналов с другим крейтом (установка необязательна);
- Модуль питания искробезопасный (МПИ) – обеспечивает питание

УСО MV-6/MS-6.

Вспомогательные модули являются не метрологически значимым оборудованием. Маркировка модулей выполняется на фиксаторе снизу.



Рисунок 1 – Внешний вид крейта с вспомогательными модулями и контроллерами ТИК-PLC

Основное функциональное назначение сервера вибродиагностики – сбор, обработка собранных из аппаратуры ТИК-PLC данных, анализ технического состояния оборудования, архивирование и хранение данных.

Основное функциональное назначение АРМ оператора – визуализация измеренных значений и технического состояния агрегата, настройка и конфигурирование системы «ТИК-RVM.2».

Система позволяет осуществлять как простой мониторинг без функций математического анализа, так и диагностику технического состояния оборудования с функциями математического анализа.

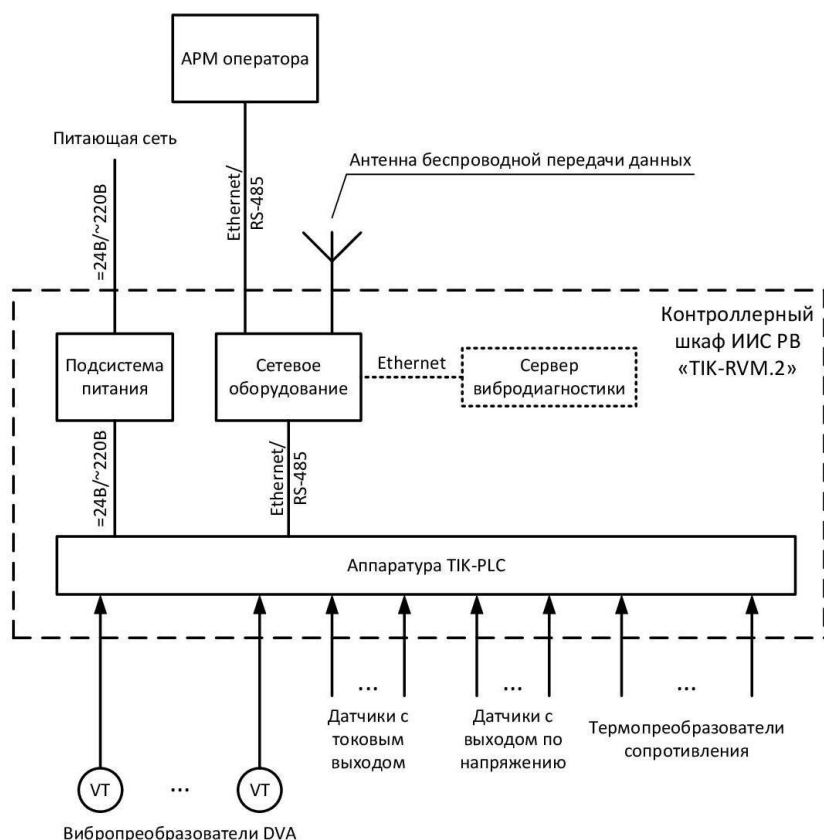
В зависимости от измеряемых характеристик, типов виброизмерительных каналов и преобразователей, осуществляемого мониторинга/диагностики системы выпускаются в различных модификациях.

Первичные преобразователи и контроллеры входящие в состав системы могут быть как в общепромышленном, так и во взрывобезопасном исполнении.

Система имеет модульную конструкцию и, в зависимости от варианта исполнения контроллеров, может быть выполнена в двух различных исполнениях:

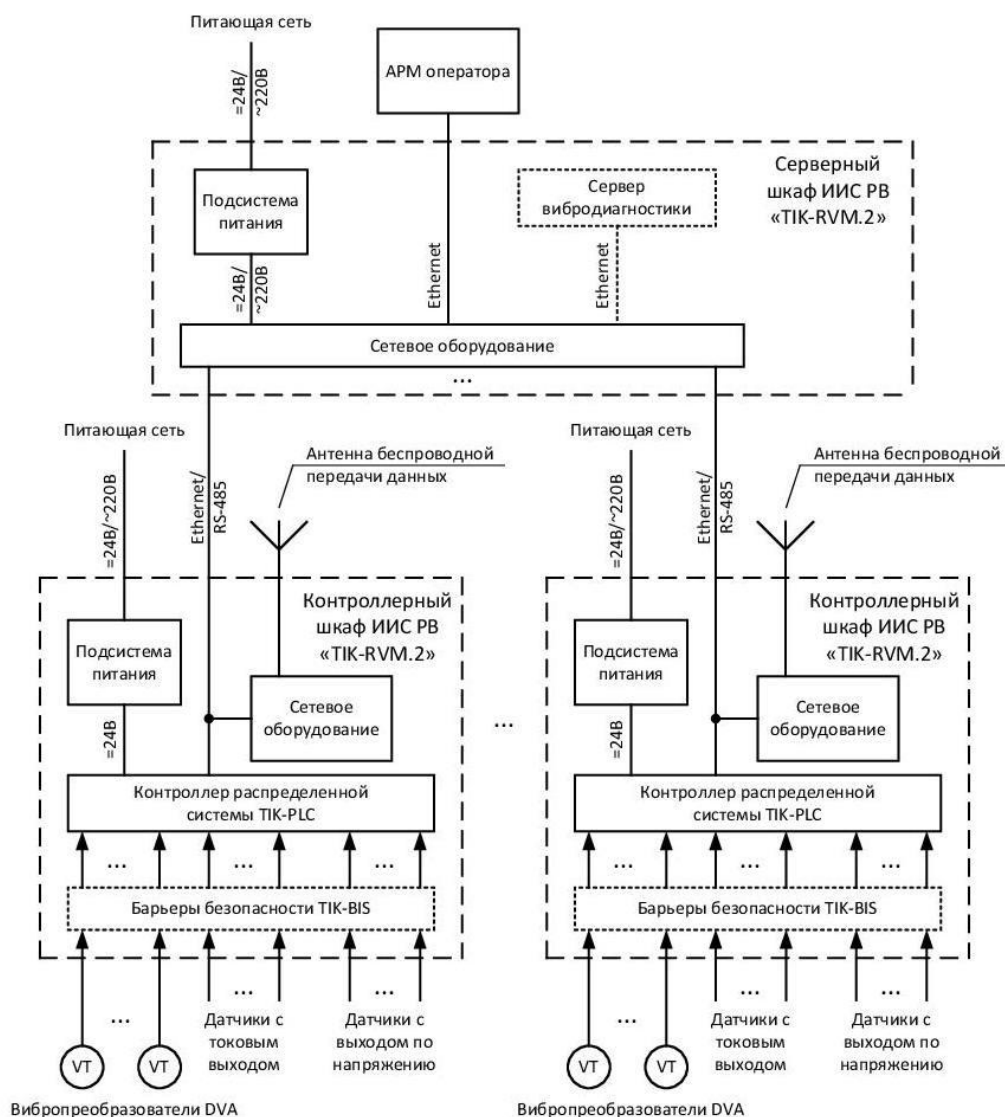
- 1) Исполнение с установкой контроллеров в корзину крейта, с последующим закреплением крейта в монтажные шины 19”;
- 2) Исполнение с установкой контроллеров на DIN-рейку.

Структурные схемы вариантов системы информационно-измерительной расширенного вибромониторинга «ТИК-RVM.2» приведены на рисунках 2 и 3.



1. Сервер вибродиагностики может отсутствовать или его функции может выполнять АРМ оператора
2. Передача данных на верхний уровень может осуществляться как по кабелям, так и с применением беспроводной связи. Кабель может быть с медными жилами и оптоволоконный.

Рисунок 2 – Структурная схема системы информационно-измерительной расширенного вибромониторинга «ТИК- RVM.2» в исполнении 1



1. Сервер вибродиагностики может отсутствовать или его функции может выполнять АРМ оператора
2. В случае необходимости система может быть оснащена барьерами безопасности ТИК-BIS. Данные барьеры обеспечивают искрозащиту измерительных цепей
3. Передача данных на верхний уровень может осуществляться как по кабелям, так и с применением беспроводной связи.

Рисунок 3 – Структурная схема системы информационно-измерительной расширенного вибромониторинга «ТИК- RVM.2» в исполнении 2

Внешний вид системы информационно-измерительной расширенного вибромониторинга «ТИК- RVM.2» приведен на рисунках 4-5. Пломбирование системы не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и (или) в паспорт.

Заводской номер системы информационно-измерительной расширенного вибромониторинга «ТИК- RVM.2» указан на маркировочной табличке.



Место нанесения заводского номера

Рисунок 4 - Внешний вид системы информационно-измерительной расширенного вибромониторинга «ТИК-RVM.2» в исполнении 1

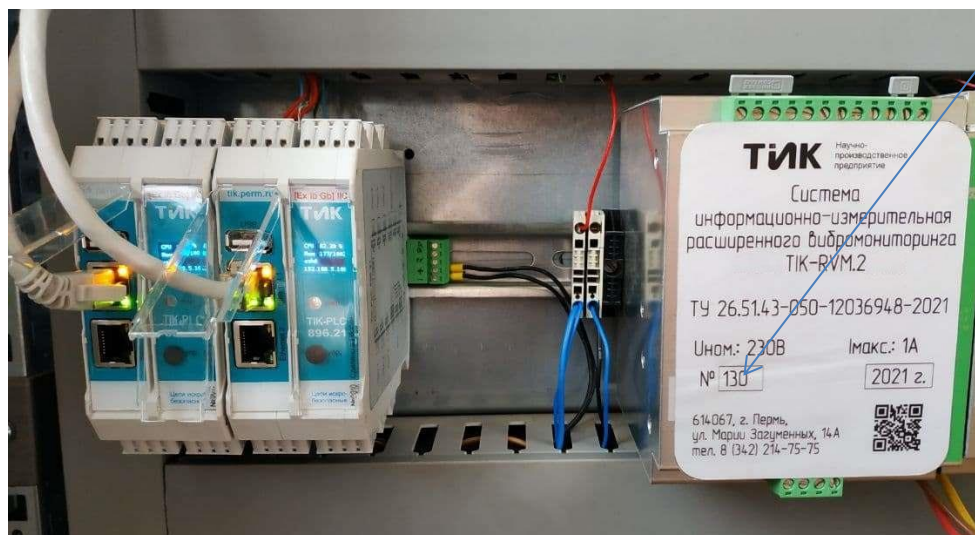


Рисунок 5 - Внешний вид системы информационно-измерительной расширенного вибромониторинга «ТИК-RVM.2» в исполнении 2

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы обеспечивает функционирование всех составляющих системы, выполняет получения данных от датчиков, обработку и последующую передачу данных в сервер вибродиагностики. Кроме того, ПО осуществляет функционирование алгоритмов защит в аппаратуре с выдачей аварийных и предупредительных дискретных сигналов.

Программное обеспечение сервера и АРМ оператора (ПО ТИК-Эксперт) служит для получения сервером данных от аппаратуры ТИК-PLC, их обработки, анализа, архивирования и хранения. ПО АРМ оператора обеспечивает удобный человеко-машинный интерфейс с целью визуализации измеренных значений, технического состояния и остаточного ресурса агрегатов и конфигурирования аппаратуры оператором.

ПО представляет собой сервисное программное обеспечение, которое поставляется совместно с системой.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТИК-Эксперт
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 4.9.13
Цифровой идентификатор ПО	-

Защита ПО от преднамеренного воздействия обеспечивается тем, что пользователь не имеет возможности изменять команды программы, обеспечивающие управление работой контроллера, сервера, АРМ и процессом измерений.

Защита ПО от непреднамеренных воздействий обеспечивается функциями резервного копирования.

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует по Р 50.2.077-2014 уровню «высокий».

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики системы информационно-измерительной расширенного вибромониторинга «ТИК-RVM.2»

Наименование характеристики	Значения
Канал измерения виброускорения	
Диапазоны измерения виброускорения (амплитудное значение)*, м/с ²	от 0,5 до 25 от 0,5 до 40 от 1 до 100 от 1 до 160 от 1 до 200 от 1 до 300 от 1 до 500 от 1 до 1000

Продолжение таблицы 2 - Метрологические характеристики системы информационно-измерительной расширенного вибромониторинга «ТІК-RVM.2»

Наименование характеристики	Значения
Диапазоны рабочих частот при измерении виброускорения*, Гц	от 5 до 500 от 2 до 1000 от 3 до 1000 от 5 до 1000 от 10 до 1000 от 2 до 2000 от 10 до 2000 от 2 до 3000 от 10 до 3000 от 2 до 5000 от 10 до 5000 от 2 до 10000 от 3 до 10000 от 5 до 10000 от 10 до 10000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения виброускорения на базовой частоте 80 Гц, %	±7,5
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения виброускорения, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий (от +15 до +25 °С), %	±2,5
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики при измерении виброускорения относительно базовой частоты 80 Гц, %, не более: - от $2F_n$ до $\frac{1}{2}F_v$, не более - ниже $2F_n$ Гц до F_n Гц и выше $\frac{1}{2}F_v$ Гц до F_v Гц, не более	±10 от -20 до +10
F_n – нижняя граница частотного диапазона, F_v – верхняя граница частотного диапазона.	
Канал измерения виброскорости	
Диапазоны измерений виброскорости*, мм/с	от 0.3 до 10 от 0.3 до 12,7 от 1 до 20 от 1 до 25 от 1 до 25,4 от 1 до 30 от 1 до 40 от 2 до 50 от 2 до 50,8 от 2 до 60 от 2 до 80 от 3 до 100
Диапазоны рабочих частот*, Гц	от 5 до 500 от 2 до 1000 от 3 до 1000 от 5 до 1000 от 10 до 1000 от 2 до 2000 от 10 до 2000 от 2 до 3000 от 10 до 3000

Продолжение таблицы 2 - Метрологические характеристики системы информационно-измерительной расширенного вибромониторинга «ГІК-RVM.2»

Наименование характеристики	Значения
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения виброскорости на базовой частоте 80 Гц, %	$\pm 7,5$
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения виброскорости, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий (от +15 до +25 °С), %	$\pm 2,5$
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики при измерении виброскорости относительно базовой частоты 80 Гц, %, не более: - от $2F_n$ до $\frac{1}{2}F_v$, не более - ниже $2F_n$ Гц до F_n Гц и выше $\frac{1}{2}F_v$ Гц до F_v Гц, не более	± 10 от -20 до +10
F_n – нижняя граница частотного диапазона, F_v – верхняя граница частотного диапазона.	
Канал измерения виброперемещения	
Диапазоны измерений виброперемещения*, мкм:	от 10 до 100 от 10 до 125 от 10 до 250 от 10 до 500 от 10 до 1000 от 10 до 2000
Диапазоны рабочих частот*, Гц	от 5 до 500 от 2 до 1000 от 3 до 1000 от 5 до 1000 от 10 до 1000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения виброперемещения на базовой частоте 80 Гц, %	$\pm 7,5$
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения виброперемещения, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий (от +15 до +25 °С), %	$\pm 2,5$
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики при измерении виброперемещения относительно базовой частоты 80 Гц, %, не более: - от $2F_n$ до $\frac{1}{2}F_v$, не более - ниже $2F_n$ Гц до F_n Гц и выше $\frac{1}{2}F_v$ Гц до F_v Гц, не более	± 10 от -20 до +10
F_n – нижняя граница частотного диапазона, F_v – верхняя граница частотного диапазона.	
Примечания: * – диапазон рабочих частот и диапазон рабочих амплитуд зависит от типа подключаемого первичного преобразователя и настроек измерительного канала. Настроенный диапазон измерения указан в паспорте на систему.	

Таблица 3 –Основные технические характеристики системы информационно-измерительной расширенного вибромониторинга «ТІК-RVM.2»

Наименование характеристики	Значения
Напряжения питания постоянного тока, В	от 22 до 26
Напряжения питания переменного тока (50±2 Гц), В	220
Рабочие условия эксплуатации: диапазон рабочих температур, °С контроллер (аппаратура ТІК-PLC) вибропреобразователи DVA	от – 20 до +40 от – 60 до +80
Нормальные условия измерений - температура окружающей среды, °С	от +15 до +25
Габаритные размеры шкафа (высота × длина × ширина), мм, не более:	2200 × 800 × 800 2000 × 1600 × 600
Масса шкафа, кг, не более:	200
Маркировка взрывозащиты: - на вибропреобразователи DVA - на аппаратуру ТІК-PLC	0Ex ia IIC T5...T6 Ga X/PO Ex ia I Ma X [Ex ib Gb] IIC
Примечания: Диапазон рабочих температур для вибропреобразователей DVA приведен максимальный. В зависимости от исполнения может быть уже.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта методом печати или наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Система информационно-измерительная расширенного вибромониторинга «ТІК-RVM.2»		1 шт.	
Диск (или флеш-карта) с ПО	ТІК-Эксперт		В соответствии с требованиями заказчика
Руководство по эксплуатации	ЛПЦА.468261.022 РЭ	1 шт.	
Паспорт	ЛПЦА.468261.022 ПС	1 шт.	
Соединительный кабель для подключения к ПК		1 шт.	
Методика поверки	МП 204/3-08-2021	1 экз.	

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации ЛПЦА.468261.022 РЭ раздел 2.2 «Порядок работы с системой».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам информационно-измерительным расширенного вибромониторинга «ТИК-RVM.2»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2772 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения»

ТУ 26.51.43-050-12036948-2021 Системы информационно-измерительные расширенного вибромониторинга «ТИК-RVM.2». Технические условия

Изготовитель

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

ИНН 5902140693

Адрес: 614067, г. Пермь, ул. Марии Загуменных, д. 14 «А»

Телефон: +7 (342) 214-75-75

Факс: +7 (342) 213-55-51

Web-сайт: www.tik.pf, www.tik.perm.ru

E-mail: tik@perm.ru

Испытательный центр

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

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

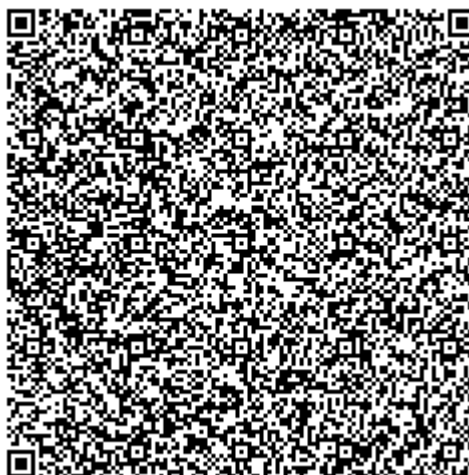
Телефон: +7 (495) 437 55 77

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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83185-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Чайковское ЛПУ МГ КС «Чайковская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Чайковское ЛПУ МГ КС «Чайковская» (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 обеспечение «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 Е1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и/или АРМ (основной канал);
- посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и/или АРМ (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	ИБК
1	ПС 110 кВ Чайковская, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.7	AR Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 21989-01	VR Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	CCB-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 110 кВ Чайковская, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.2	AR Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 21989-01	VR Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 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-владелец 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 ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀	
		δ _{W0} ^A %	δ _{W0} ^P %	δ _{W0} ^A %	δ _{W0} ^P %	δ _{W0} ^A %	δ _{W0} ^P %
1, 2	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 ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀	
		δ _W ^A %	δ _W ^P %	δ _W ^A %	δ _W ^P %	δ _W ^A %	δ _W ^P %
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 2	0,50	±5,4	±3,0	±3,0	±2,0	±2,3	±1,8

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
1, 2	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_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	2
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °C:	от 5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от 5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30

Окончание таблицы 5

1	2
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.411711.120.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Чайковское ЛПУ МГ КС «Чайковская». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	AR	6
Трансформаторы напряжения	VR	6
Счетчики	A1802RALQ-P4GB-DW-4	2
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	CCB-1Г	1
Сервер БД	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Чайковский" Чайковское ЛПУ МГ КС "Чайковская". Формуляр	АУВП.411711.120.ФО	1
ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Чайковский" Чайковское ЛПУ МГ КС "Чайковская". Методика поверки	МП-370-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 Чайковский» Чайковское ЛПУ МГ КС «Чайковская», 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 Чайковский» Чайковское ЛПУ МГ КС «Чайковская»

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

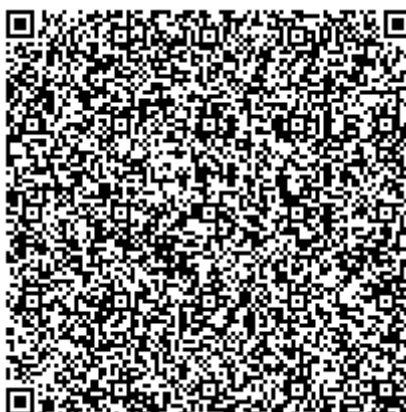
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83186-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Можгинское ЛПУ МГ КС «Агрызская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Можгинское ЛПУ МГ КС «Агрызская» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», 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.

ИБК 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 ИБК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИБК;
- 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

ИБК 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 ИБК, 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 ИБК;
- 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 ИБК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы и/или АРМ (основной канал);
- посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы и/или АРМ (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	ИБК
1	ПС 110 кВ Компрессорная, ЗРУ-10 кВ КС-20 Агрызская, 1СШ, яч. 1В-10	AR Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 21989-01	VR Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 21988-01	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 110 кВ Компрессорная, ЗРУ-10 кВ КС-20 Агрызская, 2СШ, яч. 4В-10	AR Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 21989-01	VR Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ 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 №№	$\cos \phi$	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{w_0}^A \%$	$\delta_{w_0}^P \%$	$\delta_{w_0}^A \%$	$\delta_{w_0}^P \%$	$\delta_{w_0}^A \%$	$\delta_{w_0}^P \%$
1, 2	0,50	$\pm 5,4$	$\pm 2,7$	$\pm 2,9$	$\pm 1,5$	$\pm 2,2$	$\pm 1,2$
	0,80	$\pm 2,9$	$\pm 4,4$	$\pm 1,6$	$\pm 2,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,9$
	0,87	$\pm 2,5$	$\pm 5,5$	$\pm 1,4$	$\pm 3,0$	$\pm 1,1$	$\pm 2,2$
	1,00	$\pm 1,8$	-	$\pm 1,1$	-	$\pm 0,9$	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	$\cos \phi$	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_w^A \%$	$\delta_w^P \%$	$\delta_w^A \%$	$\delta_w^P \%$	$\delta_w^A \%$	$\delta_w^P \%$
1, 2	0,50	$\pm 5,4$	$\pm 3,0$	$\pm 3,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,3$	$\pm 1,8$
	0,80	$\pm 2,9$	$\pm 4,6$	$\pm 1,7$	$\pm 2,8$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$
	0,87	$\pm 2,6$	$\pm 5,6$	$\pm 1,5$	$\pm 3,3$	$\pm 1,2$	$\pm 2,6$
	1,00	$\pm 1,8$	-	$\pm 1,1$	-	$\pm 0,9$	-

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

Примечание:

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;
 $\delta_{w_0}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;
 $\delta_{w_0}^P$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;
 δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;
 δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \Phi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от 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 $\cos \Phi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от 5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, 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.411711.139.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Можгинское ЛПУ МГ КС «Агрызская». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	AR	6
Трансформаторы напряжения	VR	6
Счетчики	A1802RALQ-P4GB-DW-4	2
Сервер синхронизации времени	CCB-1Г	1
Сервер БД	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Чайковский" Можгинское ЛПУ МГ КС "Агрызская". Формуляр	АУВП.411711.139.ФО	1
ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Чайковский" Можгинское ЛПУ МГ КС "Агрызская". Методика поверки	МП-367-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 Чайковский» Можгинское ЛПУ МГ КС «Агрызская», 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 Чайковский» Можгинское ЛПУ МГ КС «Агрызская»

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

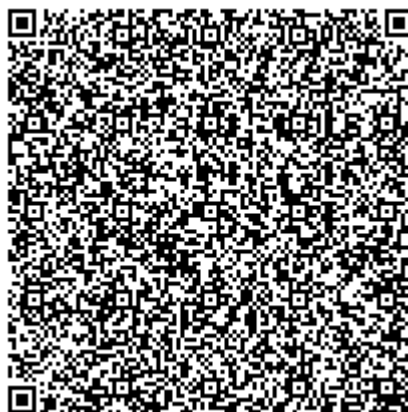
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83187-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Воткинское ЛПУ МГ КС «Игринская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Воткинское ЛПУ МГ КС «Игринская» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

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

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

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

ИБК 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 ИБК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИБК;
- 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

ИБК 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 ИБК, 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 ИБК;
- 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 ИБК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы и/или АРМ (основной канал);
- посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы и/или АРМ (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

№ И К	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	ПС 110 кВ Газовая, ЗРУ-10 кВ КС Игринская, 1 СШ, яч.13	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{тт} = 300/5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{тн} =10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-04	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 110 кВ Газовая, ЗРУ-10 кВ КС Игринская, 1 СШ, яч.17	ТОЛ 10ХЛЗ Кл.т. 0,5 К _{тт} = 50/5 Рег. № 7069-82	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{тн} =10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-04	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
3	ПС 110 кВ Газовая, ЗРУ-10 кВ КС Игринская, 2 СШ, яч.22	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{тт} = 300/5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{тн} =10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-04	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
4	ПС 110 кВ Газовая, ЗРУ-10 кВ КС Игринская, 2 СШ, яч.18	ТОЛ 10ХЛЗ Кл.т. 0,5 К _{тт} = 50/5 Рег. № 7069-82	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{тн} =10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-04	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 ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀	
		δ _{wo} ^A %	δ _{wo} ^P %	δ _{wo} ^A %	δ _{wo} ^P %	δ _{wo} ^A %	δ _{wo} ^P %
1, 2, 3, 4	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 №№	$\cos \phi$	$I_5 \leq I_{\text{изм}} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{\text{изм}} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120}$	
		$\delta_w^A \%$	$\delta_w^P \%$	$\delta_w^A \%$	$\delta_w^P \%$	$\delta_w^A \%$	$\delta_w^P \%$
1, 2, 3, 4	0,50	$\pm 5,4$	$\pm 3,0$	$\pm 3,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,3$	$\pm 1,8$
	0,80	$\pm 2,9$	$\pm 4,6$	$\pm 1,7$	$\pm 2,8$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$
	0,87	$\pm 2,6$	$\pm 5,6$	$\pm 1,5$	$\pm 3,3$	$\pm 1,2$	$\pm 2,6$
	1,00	$\pm 1,8$	-	$\pm 1,1$	-	$\pm 0,9$	-
Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ± 5 с							
Примечание: 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; $I_{\text{изм}}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ; δ_{w0}^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии; δ_{w0}^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии; δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения; δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.							

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: – ток, % от $I_{\text{ном}}$ – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – коэффициент мощности $\cos \phi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от 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 $I_{\text{ном}}$ – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – коэффициент мощности $\cos \phi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от 5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, 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

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
– тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	100
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;
- 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.411711.126.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Воткинское ЛПУ МГ КС «Игринская». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ 10ХЛЗ	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	6
Счетчики	A1802RALQ-P4GB-DW-4	4
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	CCB-1Г	1
Сервер БД	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Чайковский" Воткинское ЛПУ МГ КС "Игринская". Формуляр	АУВП.411711.126.ФО	1
ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Чайковский" Воткинское ЛПУ МГ КС "Игринская". Методика поверки	МП-369-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 Чайковский» Воткинское ЛПУ МГ КС «Игринская», 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 Чайковский» Воткинское ЛПУ МГ КС «Игринская»

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

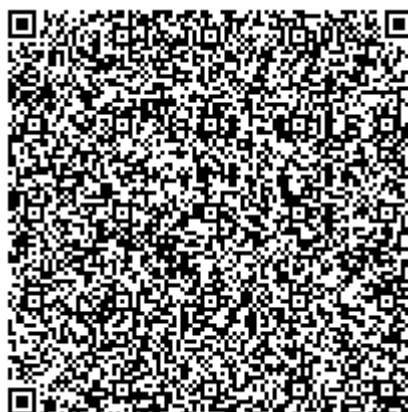
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83188-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры-счётчики электромагнитные Питерфлоу Т

Назначение средства измерений

Расходомеры-счётчики электромагнитные Питерфлоу Т (далее – расходомеры) предназначены для измерения объемного расхода и объема электропроводящих жидкостей в полностью заполненных трубопроводах.

Описание средства измерений

Принцип работы расходомера основан на законе электромагнитной индукции: в электропроводящей жидкости, движущейся в магнитном поле, индуцируется электродвижущая сила (ЭДС), пропорциональная скорости потока жидкости, которая, в свою очередь, пропорциональна объёмному расходу жидкости. Расходомеры могут работать как в прямом, так и в обратном направлении потока жидкости.

Расходомер состоит из первичного электромагнитного преобразователя расхода (далее – ПП) и измерительного преобразователя (далее – ИП). ПП представляет собой участок трубопровода из немагнитного материала с фланцами, покрытого внутри неэлектропроводящим материалом (футеровкой), помещенного между полюсами электромагнита и электродов, помещенных в поток жидкости, в направлении перпендикулярном как направлению движения жидкости, так и направлению силовых линий магнитного поля. Сигнал с электродов поступает в ИП, где усиливается и обрабатывается, после чего формируются выходные сигналы, несущие информацию о расходе и накопленном объеме. Расходомеры выпускаются только в интегральном исполнении (ИП жестко закреплен на ПП).

Расходомеры выпускаются в следующих модификациях:

- Питерфлоу Т 1: имеют ИП, изготовленный из пластика, два импульсных выхода и коммуникационный модуль либо с интерфейсом RS-485, либо с токовым выходом 4-20 мА, в зависимости от исполнения;

- Питерфлоу Т 3: имеют ИП, изготовленный из металла, один импульсный выход, токовый выход 4-20 мА с поддержкой HART. Опционально может быть установлен интерфейс RS-485.

Общий вид расходомеров-счётчиков Питерфлоу Т представлен на рисунке 1.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунках 2-5.

Заводской номер расходомера модификации 1 нанесен методом гравировки на фланец в соответствии с рисунком 7. Заводской номер расходомера модификации 3 нанесен методом гравировки на шильдик, размещенный на боковой стороне ИП в соответствии с рисунком 9.

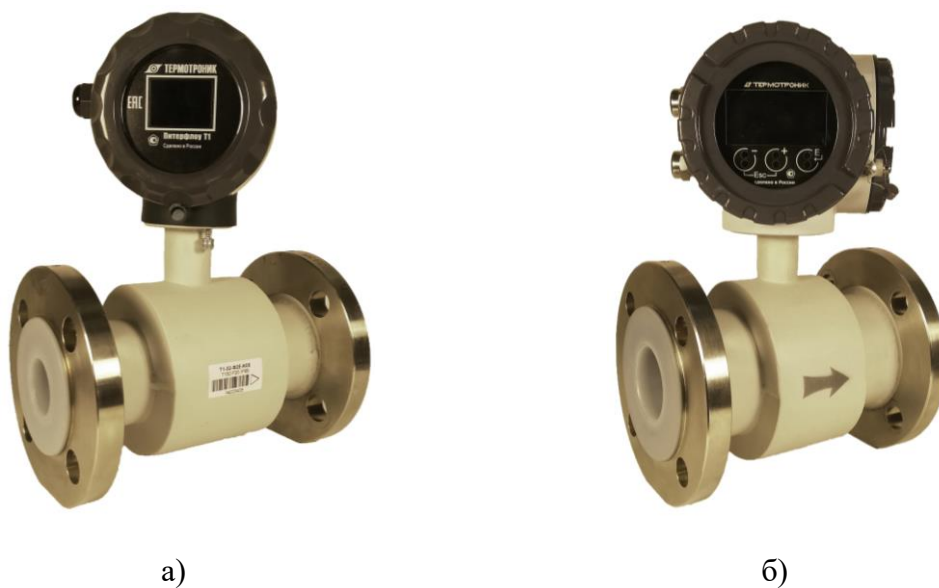


Рисунок 1 – Общий вид расходомеров-счётчиков Питерфлоу Т: а – модификация 1; б – модификация 3



Рисунок 2 – Места нанесения знака поверки на ИП расходомера-счётчика Питерфлоу Т модификации 1



Рисунок 3 – Место пломбировки от несанкционированного доступа эксплуатирующей организацией расходомера-счётчика Питерфлоу Т модификации 1



Рисунок 4 – Места нанесения знака поверки на ИП расходомера-счётчика Питерфлоу Т модификации 3



Рисунок 5 – Место пломбировки от несанкционированного доступа эксплуатирующей организацией расходомера-счётчика Питерфлоу Т модификации 3



Рисунок 6 – Место нанесения знака утверждения типа на расходомер-счётчик Питерфлоу Т модификации 1

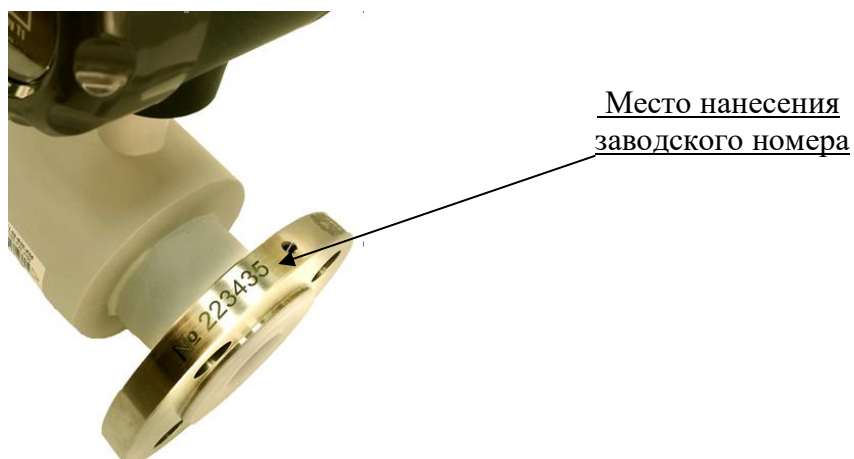


Рисунок 7 – Место нанесения заводского номера на расходомер-счётчик Питерфлоу Т модификации 1

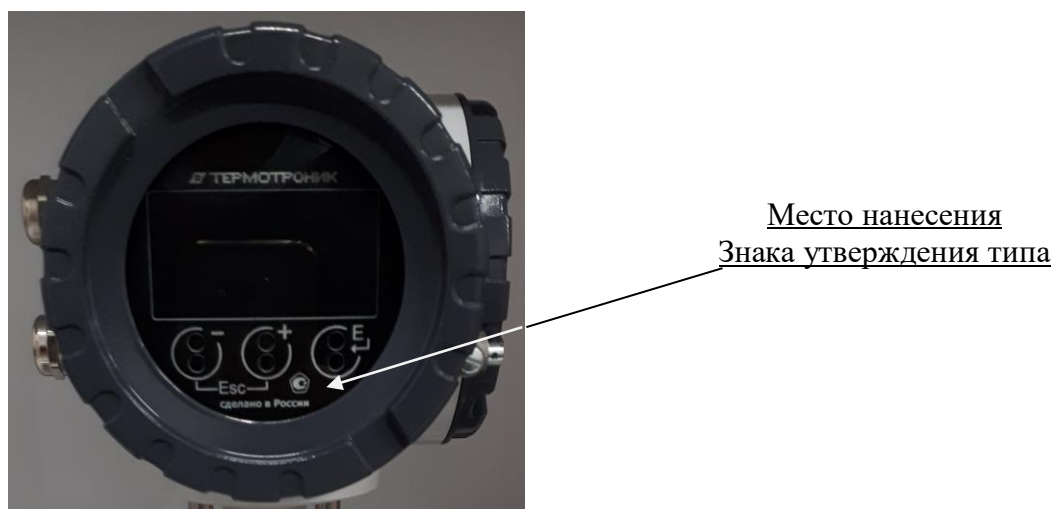


Рисунок 8 – Место нанесения знака утверждения типа на расходомер-счётчик Питерфлоу Т модификации 3



Рисунок 9 – Место нанесения заводского номера на расходомер-счётчик Питерфлоу Т модификации 3

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) разделено на метрологически значимую часть и метрологически незначимую часть. ПО расходомеров является встроенным и устанавливается в энергонезависимую память при изготовлении. ПО обеспечивает обработку входных сигналов, получение измерительной информации, её отображение на дисплее, обмен информацией с внешними устройствами по интерфейсу RS-485 и HART, а также её преобразование в токовый и импульсный выходные сигналы.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077 – 2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.
Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Модификация расходомера: Питерфлоу Т 1	Модификация расходомера: Питерфлоу Т 3
Идентификационное наименование ПО	Питерфлоу Т1	Piterflow T
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	3.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО	EA37	D0A8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-16	CRC-16

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Значения расходов в зависимости от DN расходомеров

Номинальный диаметр DN, мм	Максимальный (перегрузочный) расход, м ³ /ч	Номинальный расход Q ₃ , м ³ /ч	Минимальный расход Q ₁ , м ³ /ч
	$v=12,5$ м/с	$v=10$ м/с	$v=0,01$ м/с
20	15	12	0,012
25	22,5	18	0,018
32	37,5	30	0,03
40	56	45	0,045
50	90	72	0,072
65	150	120	0,12
80	225	180	0,18
100	350	280	0,28
150	780	630	0,63
200	1500	1200	1,2
где v – скорость потока измеряемой жидкости, м/с			

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	Модификация расходомера: Питерфлоу Т 1	Модификация расходомера: Питерфлоу Т 3
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема для расходомеров класса К02 ¹⁾ в диапазоне от Q ₁ до Q ₃ , %	-	$\pm(0,2 + 0,01 \cdot Q_3/Q_{изм}^{2)})$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема для расходомеров класса К05 ³⁾ в диапазоне от Q ₁ до Q ₃ , %	$\pm(0,5 + 0,01 \cdot Q_3/Q_{изм}^{2)})$	
Пределы допускаемой приведенной к диапазону токового выхода погрешности при преобразовании измеренных значений объемного расхода в сигнал постоянного тока, %	$\pm 0,05$	
¹⁾ К02 – класс точности расходомера ²⁾ Q_{изм} – измеренное значение объемного расхода, м³/ч ³⁾ К05 – класс точности расходомера		

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	Модификация расходомера: Питерфлоу Т 1	Модификация расходомера: Питерфлоу Т 3
Параметры выходных сигналов: - частотный, Гц - токовый, мА	от 0 до 500 от 4 до 20	от 0 до 5000 от 4 до 20
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В	от 21,6 до 26,4 В	
Потребляемая мощность, В·А, не более	10	
Габаритные размеры, мм, не более: - высота - ширина - длина	600 380 500	700 380 500
Масса, кг, не более	80	90
Максимальное рабочее давление, МПа	2,5; 4,0 ¹⁾	

Продолжение таблицы 4

продолжение таблицы 1

Наименование характеристики	Значение	
	Модификация расходомера: Питерфлоу Т 1	Модификация расходомера: Питерфлоу Т 3
Условия эксплуатации: - температура измеряемой жидкости, °С для футеровки ETFE для футеровки PU - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха при 35 °С, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -10 до +150 от -10 до +70 от -10 до +50 95 от 66 до 106,7	от -29 до +150 от -10 до +70 от -40 до +60 95 от 66 до 106,7
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP66	IP67 IP68 ¹⁾
Средний срок службы, лет	15	
Средняя наработка на отказ, ч	150000	
¹⁾ в зависимости от заказа		

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации, и паспорта типографским способом, и на ИП методом трафаретной печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Расходомер-счётчик электромагнитный Питерфлоу Т		1 шт.
Паспорт	ТРОН.407112.019 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ТРОН.407112.019-01 РЭ ²⁾ ТРОН.407112.019-03 РЭ ²⁾	1 экз.
Методика поверки	МП 208-019-2021	1 экз. на партию
Защитные токопроводы		2 шт.
Уплотнительные прокладки		2 шт.
Источник питания		1 шт.1)
¹⁾ По заказу ²⁾ В зависимости от модификации расходомера		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах 5, 8, 9 руководства по эксплуатации ТРОН.407112.019-01 РЭ для расходомеров модификации 1, а также в разделе 2, 5 руководства по эксплуатации ТРОН.407112.019-03 РЭ для расходомеров модификации 3.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к расходомерам-счётчикам электромагнитным Питерфлоу Т

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 расхода жидкости

ТРОН.407112.019 ТУ. Расходомеры-счётчики электромагнитные Питерфлоу Т. Технические условия.

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «ТЕРМОТРОНИК»

(ООО «ТЕРМОТРОНИК»)

ИНН 7811667503

Адрес: Россия, 193318, Санкт-Петербург, ул. Ворошилова, д. 2, литер А, пом. 211/2

Юридический адрес: Россия, 191024, Санкт-Петербург, ул. Тележная, д. 3, литер А, пом. 3-Н, офис 5

Телефон/факс: +7 (812) 326-10-50, +7 (812) 326-10-90

Web-сайт: www.termotronic.ru

Общество с ограниченной ответственностью «ТЕРМОТРОНИК ПРОМ»

(ООО «ТЕРМОТРОНИК ПРОМ»)

ИНН 7811500078

Адрес: 193318, Санкт-Петербург, ул. Ворошилова, д. 2, литера А, комната 450 А/2

Телефон/факс: +7 (812) 326-10-50, +7 (812) 326-10-90

Web-сайт: www.termotronic.ru

Испытательный центр

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

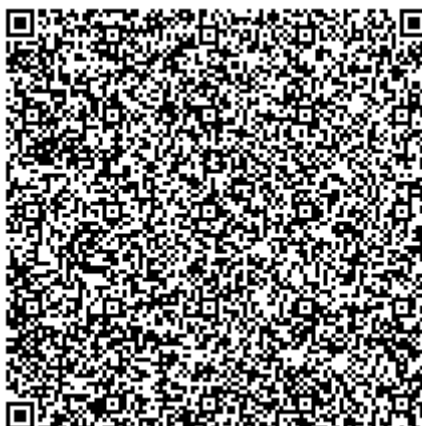
Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон/факс: (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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83189-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ-220-58

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ-220-58 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для применения в электрических цепях переменного тока промышленной частоты с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Описание средства измерений

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

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

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения модификации НКФ-220-58 У1 зав. № 4789, 5007, 5250, 5287, 4768, 22954, 15131, 39891, 46392, 27593, 35213, 13586, 13587, 14630, 13216, 26954, 29231, 3597/88, 56/112, 3598/23, 24823, 24831, 24956, 14523, 14125, 14644, 46535, 46734, 46600, 47500, 46758, 23280, 33676, 33662, 33659, 56006, 56541, 55996, 60770, 60756, 60759, 60644, 60793, 60566, 17911, 40089, 40499, 50479, 50515, 50494, 26987, 62143, 62606, 62203 и модификации НКФ-220-58 ХЛ1 зав. № 58843.

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.

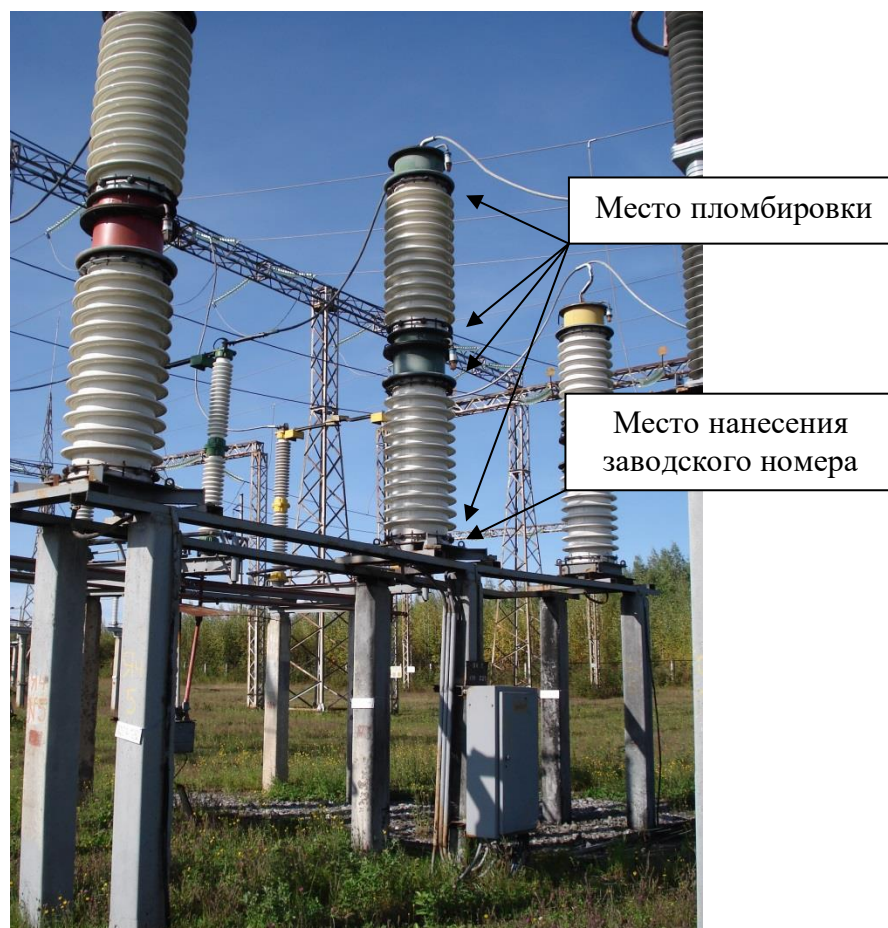


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	$220/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	400

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Модификация трансформатора	НКФ-220-58 У1	НКФ-220-58 ХЛ1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40	от -60 до +40

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	1 шт.
Паспорт	НКФ-220-58	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам напряжения НКФ-220-58

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

ПО «Запорожтрансформатор», Украина

Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, 3

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

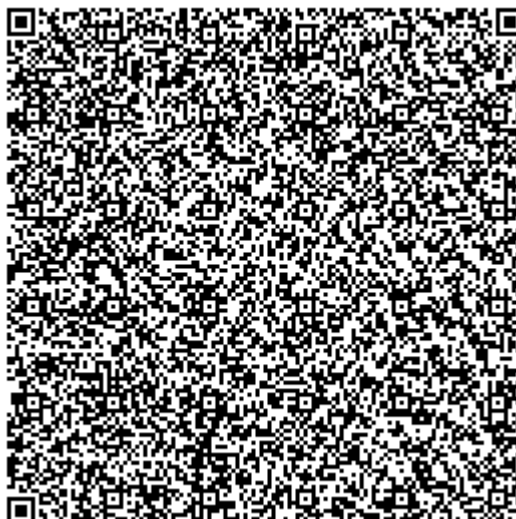
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83190-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ 220-58

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ 220-58 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для применения в электрических цепях переменного тока промышленной частоты с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Описание средства измерений

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

Трансформаторы напряжения состоят из двух блоков. Каждый блок состоит из активной части. На активную часть надета фарфоровая крышка, наполненная трансформаторным маслом и закрытая маслорасширителем. Активная часть нижнего блока установлена на основание.

Активная часть представляет собой стержневой магнитопровод с первичной и вторичными обмотками. Так же на магнитопроводе размещены выравнивающая и связующая обмотки, необходимые для равномерного распределения нагрузки вторичных обмоток по всем стержням.

Электрическое соединение блоков осуществляется перемычками, соединяющими вводы на крышке маслорасширителя нижнего блока и на дне верхнего блока.

Линейный конец А первичной обмотки находится на крышке маслорасширителя, а заземляемый конец Х и концы вторичных обмоток выведены на основание.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения модификации НКФ 220-58 зав. № 1000847, 1005279, 1011865 и модификации НКФ 220-58 У1 зав. № 1058783, 1058826, 1058803, 1041167, 1041166, 1041203, 1041205, 1041202, 1062447.

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.

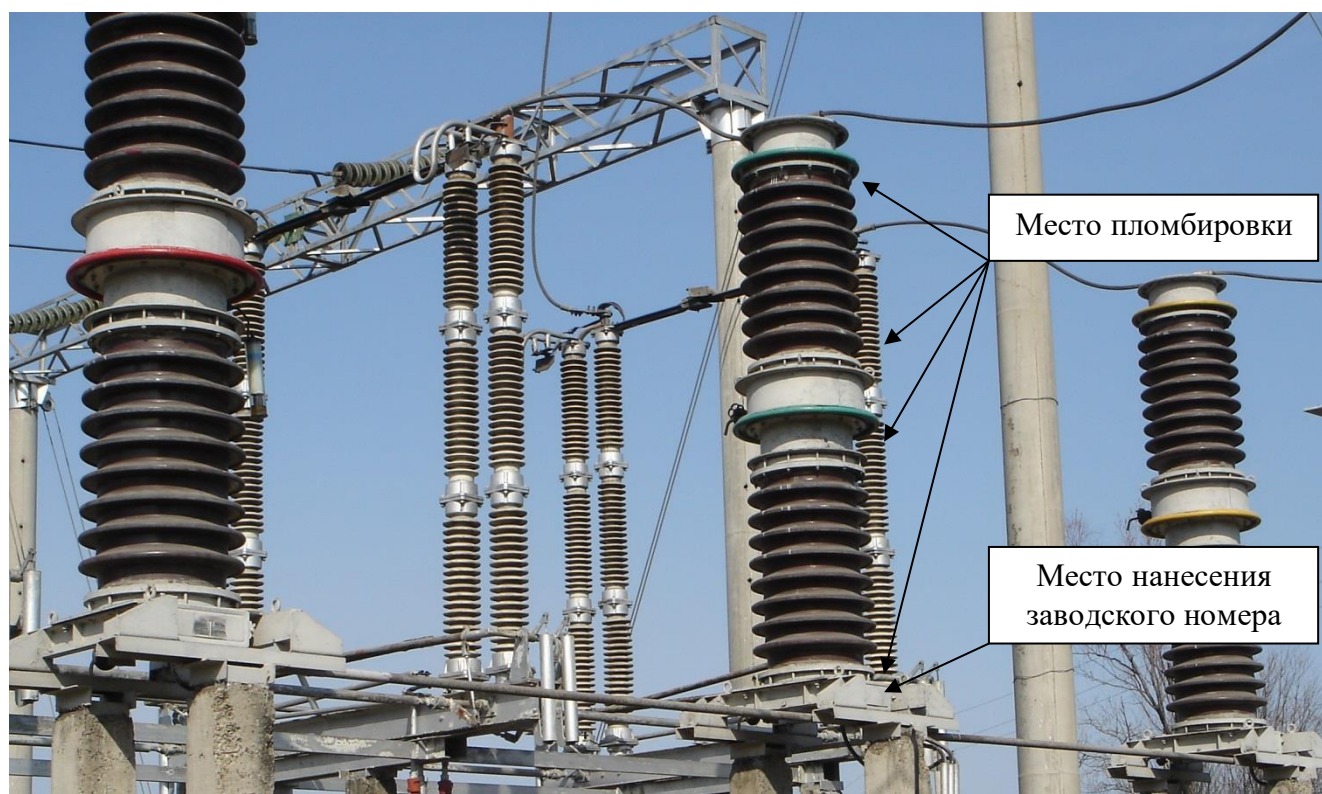


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	$220/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	400

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C	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	НКФ 220-58	1 шт.
Паспорт	НКФ 220-58	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам напряжения НКФ 220-58

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

МНПО «Электрозавод» (изготовлены в 1972-1975 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

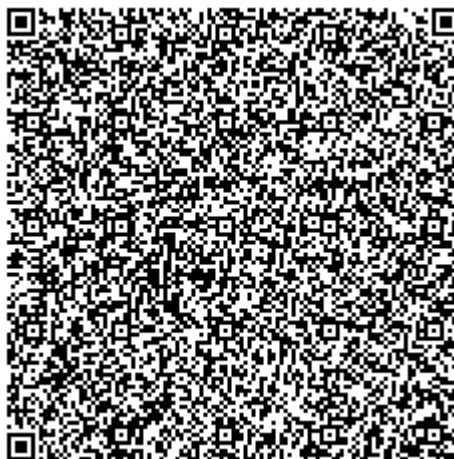
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83191-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ-М-330 АУ1

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ-М-330 АУ1 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для применения в электрических цепях переменного тока промышленной частоты с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Описание средства измерений

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

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

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения НКФ-М-330 АУ1 зав. № 10913, 10914, 10922.

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.

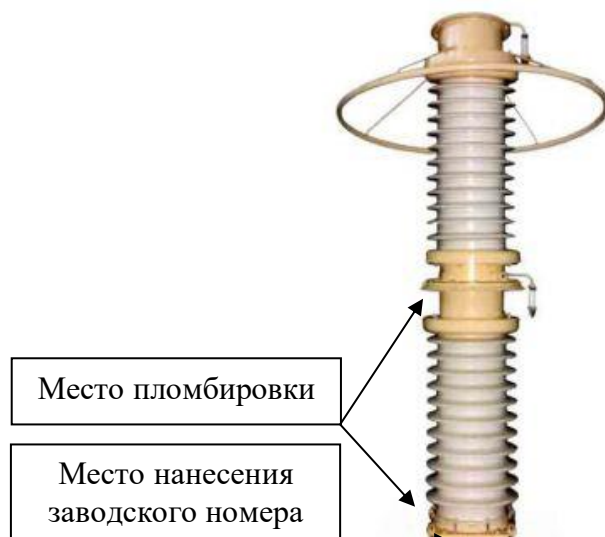


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	10913, 10914, 10922
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	330/ $\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	100/ $\sqrt{3}$
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	400

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C	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	НКФ-М-330 АУ1	1 шт.
Паспорт	НКФ-М-330 АУ1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам напряжения НКФ-М-330 АУ1

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

ПО «Запорожтрансформатор», Украина (изготовлены в 1992-1993 гг.)

Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, 3

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

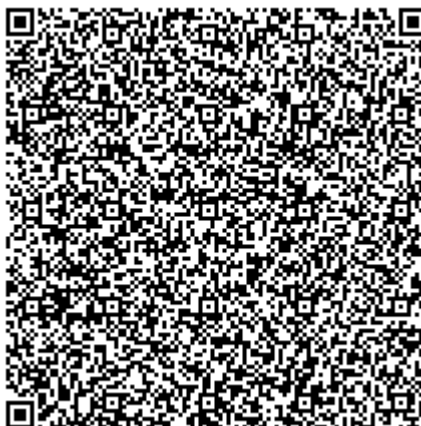
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83192-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформатор напряжения НКФ-М-330 I У1

Назначение средства измерений

Трансформатор напряжения НКФ-М-330 I У1 (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 однофазный, индуктивный, масляный, наружной установки, в фарфоровой крышке.

Трансформатор напряжения выполнен по каскадной схеме – двухблочный.

Каждый блок трансформатора имеет свою активную часть и обмотки с электростатическими экранами. Активная часть помещена в фарфоровую крышку, заполненную трансформаторным маслом.

Опорой трансформатора (блока) является цоколь, на который монтируются активная часть и фарфоровая крышка. Цоколь имеет маслосливное устройство, коробку вторичных выводов, кабельную муфту, бобышки заземления и табличку с техническими данными.

Магнитопровод изготовлен из пластин анизотропной холоднокатаной электротехнической стали.

Конструкция обмоток – цилиндрическая, многослойная.

Изоляция трансформатора напряжения выполнена из изоляционной трансформаторной бумаги, высушенной под вакуумом и пропитанной трансформаторным маслом.

Электропроводящие экраны на обмотках и магнитопроводах улучшают устойчивость трансформатора напряжения против ударных атмосферных перенапряжений и снижают уровень частичных разрядов.

К данному типу относится трансформатор напряжения НКФ-М-330 I У1 зав. № 6060.

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.

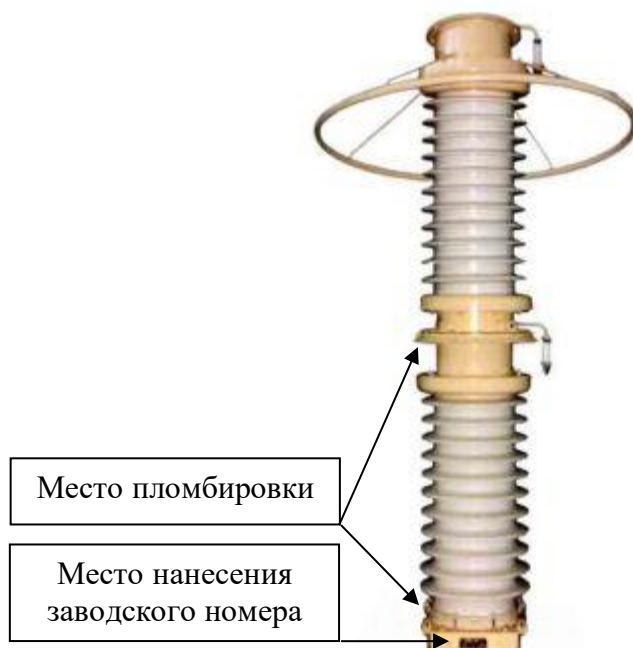


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводского номера
	6060
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	330/ $\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	100/ $\sqrt{3}$
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,2; 0,5
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	100; 200

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C	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	НКФ-М-330 I У1	1 шт.
Паспорт	НКФ-М-330 I У1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформатору напряжения НКФ-М-330 I У1

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры» (ОАО «ЗЗВА»), Украина

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

Телефон: +38 (061) 220-63-00

Факс: +38 (061) 220-63-00

Web-сайт: www.zva.zp.ua

E-mail: office@zva.zp.ua

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

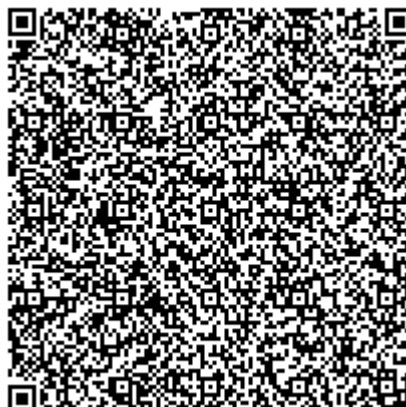
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83193-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС» по объектам АО «ГОК «Денисовский», АО «ГОК «Инаглинский»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС» по объектам АО «ГОК «Денисовский», АО «ГОК «Инаглинский» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, 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) 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 с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой 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 по проводным линиям связи поступает на модем и далее по каналам связи стандарта GSM при использовании протоколов GPRS/CSD 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, отображение информации на мониторах АРМ.

Передача информации производится через удаленный АРМ энергосбытовой организации в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде xml-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet.

Также сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

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 УСВ, 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 со шкалой времени УСВ осуществляется во время сеанса связи с УСВ, но не реже 1 раза в сутки. При наличии расхождения шкалы времени сервера со шкалой времени УСВ на ± 1 с и более, производится синхронизация шкалы времени сервера.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. При наличии расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера на ± 1 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС» по объектам АО «ГОК «Денисовский», АО «ГОК «Инаглинский».

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электри- ческой энергии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности (±δ), %	Границы допус- каемой относи- тельной по- грешности в ра- бочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110/6 кВ Комсомольская, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 200/1 Рег. № 61432-15 Фазы: А; В; С	ЗНОГ-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 61431-15 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL 360	Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,6
2	ПС 110/6 кВ Комсомольская, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 200/1 Рег. № 61432-15 Фазы: А; В; С	ЗНОГ-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 61431-15 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,6
3	ПС 110 кВ Инаглинская, ОРУ-110 кВ, от- пайка ВЛ-110 кВ (от Л-102)	ТФЗМ 110 Кл.т. 0,2S 200/5 Рег. № 32825-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,6
4	ПС 110 кВ Инаглинская, ОРУ-110 кВ, от- пайка ВЛ-110 кВ (от Л-101)	ТФЗМ 110 Кл.т. 0,2S 200/5 Рег. № 32825-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,6

Продолжение таблицы 2

[illegible]

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 № 1-4 для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- 4 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
- 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. 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	9
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 1-4 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 1-4 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения 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 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М и Меркурий 234 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 48266-11): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Меркурий 234 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 75755-19): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	 220 000 2 320000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	45 000 2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	70 000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 113 40 170 30 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-К-10 У2	2
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10	2
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-110	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-І	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-110	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-К-6 У2	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛПМ-6	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	6
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	HP Proliant DL 360	1
Методика поверки	МП ЭПР-384-2021	1
Паспорт-формуляр	АКУП.411711.013.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС» по объектам АО «ГОК «Денисовский», АО «ГОК «Инаглинский», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС» по объектам АО «ГОК «Денисовский», АО «ГОК «Инаглинский»

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 «Автоматизация Комплект Учет Проект» (ООО «АКУП»)

ИНН 7725743133

Адрес: 111024, г. Москва, ул. 2-я Энтузиастов, д.5, корп. 40, оф. 307

Телефон: (985) 343-55-07

E-mail: proekt-akup@yandex.ru

Испытательный центр

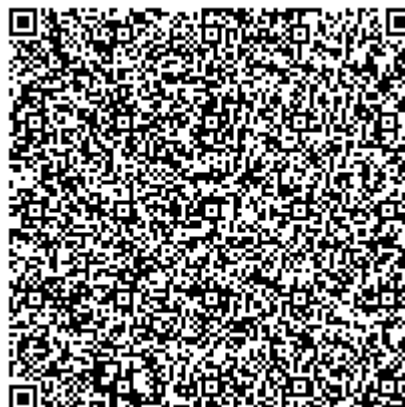
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83194-21

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Оренбургнефть» четвертая очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Оренбургнефть» четвертая очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, 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) 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 с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированное рабочее место (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 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, накопление и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Также сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с использованием электронной цифровой подписи субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи 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 не реже одного раза в 30 мин. Корректировка часов сервера производится при наличии расхождения.

Сравнение показаний часов счетчика с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 2 с.

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

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

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допуска- емой ос- новной относи- тельной погреш- ности ($\pm\delta$), %	Границы допускае- мой отно- сительной погреш- ности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110/6 кВ Ново- Елшанская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Ввод 6 кВ Т-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE Proliant DL360 Gen10	Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
2	ПС 110/6 кВ Ново- Елшанская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Ввод 6 кВ Т-2	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
3	ПС 110/6 кВ Ново- Елшанская, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ПС 110/6 кВ Ново-Елшанская, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE Proliant DL360 Gen10	Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
5	ПС 110/6 кВ Ново-Елшанская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.15, ВЛ 6 кВ Елшанская-Сельская	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
6	ПС 110/6 кВ Ново-Елшанская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.17, ВЛ 6 кВ Палимовская-Сельская	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
7	ПС 35/6 кВ Лебяжин-ская, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, Ввод 6 кВ Т-1	IMZ Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 16048-04 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
8	ПС 35/6 кВ Лебяжин-ская, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM2-03 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
9	ПС 35/6 кВ ГТЭС Загор-ская, ОРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Ново-сергиевская-Загорская	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 21256-03 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35 III Кл.т. 0,2 35000/√3/100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,3
							Реак- тивная	2,2	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	ВЛ-10 кВ фид. №6 от ПС 110/35/10 кВ Новосергиевская, оп. №418, отпайка на КРУН 10 кВ, КРУН 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 32139-06 Фаза: А ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 32139-11 Фаза: С	НОМ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 4947-75 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE Proliant DL360 Gen10	Актив- ная	1,0	2,2
							Реак- тивная	1,8	4,0
11	ПС 35/6 кВ Ленинградская, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, Ввод 6 кВ Т-1	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
12	ПС 35/6 кВ Ленинградская, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
13	ВЛ 10 кВ Пш-3 от ПС 110/35/10 кВ Плешановская, отпайка на ТП-346 10 кВ, оп.№18, отпайка на ВЛБ-10 кВ, ВЛБ-10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
14	ВЛ 10 кВ Пш-4 от ПС 110/35/10 кВ Плешановская, отпайка на ТП-424 10 кВ, оп.№22, отпайка на ВЛБ-10 кВ, ВЛБ-10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 25433-03 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,3
							Реак- тивная	2,2	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	ВЛ-10 кВ фид.№2 от ПС 110/35/10 кВ Новотепловская, оп.№124, отпайка на КРУН-10 кВ, КРУН-10 кВ	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НОЛ.08 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE Proliant DL360 Gen10	Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
16	ПС 110/35/10 кВ Твердиловская, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.18, ВЛ 10 кВ Тв-8	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-06 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
17	ПС 35/6 кВ Тоцкий водозабор, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Ввод 6 кВ Т-1	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 29390-10 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
18	ПС 35/6 кВ Тоцкий водозабор, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Ввод 6 кВ Т-2	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6-IV Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 54369-13 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
19	ПС 35/6 кВ Тоцкий водозабор, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66У3 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM2-03 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
20	ПС 35/6 кВ Тоцкий водозабор, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66У3 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM2-03 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21	ПС 35/6 кВ Боголюбовская, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Ключев- ская-Боголюбовская	ТФЗМ-35А-УИ Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НОМ-35-66 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 187-05 Фазы: А; С	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE Proliant DL360 Gen10	Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
22	ПС 110/35/6 кВ Промыс- ловая, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТФМ-110 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 16023-97 Фазы: А; В; С	НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-04 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,3	4,6
23	ПС 110/35/6 кВ Промыс- ловая, ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТФМ-110 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 16023-97 Фазы: А; В; С	НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-04 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,3	4,6
24	ПС 110/35/6 кВ Родинская, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Промысловая- Родинская	ТАТ Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 29838-11 Фазы: А; В; С	СРА 123 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 15852-06 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
25	ВЛ 6 кВ ф-708 от ПС 35/6 кВ Подгорная, ВЛБ 6 кВ №2	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-06 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
26	ПС 110/35/6 кВ Никольская, ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Сорочинская- Никольская №2 с отпай- кой	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 44640-11 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	2,2
							Реак- тивная	1,8	4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
27	ПС 110/35/6 кВ Никольская, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Сорочинская- Никольская №3 с отпай- кой	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 44640-11 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE Proliant DL360 Gen10	Актив- ная	1,0	2,2
							Реак- тивная	1,8	4,0
28	ПС 110/35/6 кВ Никольская, ОРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Никольская- Баклановская	ТФЗМ-35Б-ІУІ Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
29	ПС 110/35/6 кВ Николь- ская, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.7, КВЛ 6 кВ фид. №107	ТЛК-10-6 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
30	ПС 110/6 кВ Толкаев- ская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Сорочинская- Никольская №2 с отпай- кой	ТАТ Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 29838-05 Фазы: А; В; С	СРА 123 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 15852-06 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
31	ПС 110/6 кВ Толкаев- ская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Сорочинская- Никольская №3 с отпай- кой	ТАТ Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 29838-05 Фазы: А; В; С	СРА 123 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 15852-06 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
32	ВЛ-10 кВ Ср-1 от ПС 220 кВ Сорочинская, оп.№150, отпайка на ТП 10/0,4 кВ скв.№1601, 446, ТП 10/0,4 кВ скв. №446, РУ-0,4 кВ, Щит 0,4 кВ	Т-0,66У3 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM2-03 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
33	ВЛ-10 кВ Ср-1 от ПС 220 кВ Сорочинская, оп.№150, отпайка на ТП 10/0,4 кВ скв.№1601, 446, ТП 10/0,4 кВ скв. №1601, РУ-0,4 кВ, Щит 0,4 кВ	Т-0,66УЗ Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM2-03 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE Proliant DL360 Gen10	Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
34	ВЛ-10 кВ Ср-1 от ПС 220 кВ Сорочинская, оп.№74, отпайка на ВЛБ-10 кВ, ВЛБ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 32139-11 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,3
							Реак- тивная	2,2	5,5
35	ПС 35/10 кВ Промбаза, 1 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ Т-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 500/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
36	ПС 35/10 кВ Промбаза, 2 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ Т-2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 500/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
37	ПС 35/10 кВ Промбаза, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66УЗ Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM2-03 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
38	ПС 35/10 кВ Промбаза, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66УЗ Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM2-03 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
39	ПС 35/10 кВ Промбаза, 2 СШ 10 кВ, яч.5, ВЛ-10 кВ фидер №5	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE Proliant DL360 Gen10	Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,1
40	ПС 35/10 кВ Промбаза, 1 СШ 10 кВ, яч. 10, ВЛ-10 кВ фидер №10	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,1
41	ПС 35/10 кВ Промбаза, 1 СШ 10 кВ, яч. 12, ВЛ-10 кВ фидер №12	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,1
42	ПС 35/10 кВ Промбаза, 1 СШ 10 кВ, яч. 16, ВЛ-10 кВ фидер №16	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,1
43	ПС 35/10 кВ Промбаза, 1 СШ 10 кВ, яч. 19, ВЛ-10 кВ фидер №19	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
44	ВЛ 10 кВ Л6-2 от ПС 35/10 кВ Лабазинская, оп.№42, отпайка на КРУН 10 кВ, КРУН 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 35955-07 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
45	ПС 35/6 кВ КНС-1, ОРУ-35 кВ, СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Грачевская - КНС-1	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НИОЛ-СТ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 58722-14 Фазы: А; С ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фаза: В	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE Proliant DL360 Gen10	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
46	ММПС 110/35 кВ Загор- ская, КРУЭ 35 кВ, ввод 35 кВ Т-1	ТОЛ-НТЗ-35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,0	2,9
							Реак- тивная	2,0	4,6
47	ПС 35/6 кВ Загорская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ввод 6 кВ Т-1	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 9143-06 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
48	ПС 35/6 кВ Загорская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ввод 6 кВ Т-2	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 9143-06 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
49	ПС 35/6 кВ ГТЭС Загор- ская, ОРУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Ново- сергиевская-Загорская	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 21256-03 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35 III Кл.т. 0,2 35000/√3/100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,1	3,3
							Реак- тивная	2,2	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
50	ММПС 110/35 кВ Загорская, КРУЭ 35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Новосергиевская-Загорская	ТОЛ-НТЗ-35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НРЕ Proliant DL360 Gen10	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	2,9 4,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 3, 4, 8-10, 12, 14, 19, 20, 26, 27, 32-34, 37, 38, 45, 46, 49, 50 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – указана для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на 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	50
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 3, 4, 8-10, 12, 14, 19, 20, 26, 27, 32-34, 37, 38, 45, 46, 49, 50 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 3, 4, 8-10, 12, 14, 19, 20, 26, 27, 32-34, 37, 38, 45, 46, 49, 50 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -25 до +35 от +10 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17): 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 для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.02М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12, 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.02, СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 320000 2 165000 2 90000 2 45000 2 100000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02, СЭТ-4ТМ.03: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 113 40 170 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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	16
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	4
Трансформаторы тока	IMZ	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	4
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	30
Трансформаторы тока	ТОЛ-35	6
Трансформаторы тока	ТЛК-10	8
Трансформаторы тока	ТЛО-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	2
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-УІ	2
Трансформаторы тока	ТФМ-110	6
Трансформаторы тока встроенные	ТАТ	9
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-ІУІ	2
Трансформаторы тока	ТЛК-10-6	3
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-35	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	4
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	4
Трансформаторы напряжения	НОМ-10-66	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-35 ІІІ	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	3
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08	2
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06	3
Трансформаторы напряжения	НОЛ-СЭЩ-6-IV	3
Трансформаторы напряжения	НОМ-35-66	2
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110	6
Трансформаторы напряжения	СРА 123	9
Трансформаторы напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	2
Трансформаторы напряжения	НИОЛ-СТ-35	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-35	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	17
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	3
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	23
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	4
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	HPE Proliant DL360 Gen10	1
Методика поверки	МП ЭПР-385-2021	1
Формуляр	ЭНПР.411711.070.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Оренбургнефть» четвертая очередь, 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 «Оренбургнефть» четвертая 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 «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

ИНН: 5024145974

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

Испытательный центр

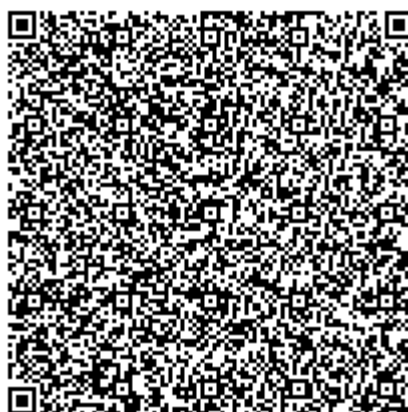
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная универсальная стендовая СИУС-36

Назначение средства измерений

Система измерительная универсальная стендовая СИУС-36 (далее – СИУС-36) предназначена для измерений частоты вращения, объемного расхода, температуры, избыточного давления и разрежения, атмосферного давления и относительной влажности.

Описание средства измерений

Принцип действия СИУС-36 основан на измерении первичными измерительными преобразователями физических величин, преобразовании их в электрические сигналы, и передаче информации в регистратор многоканальный технологический РМТ 59 (рег. № 29934-15) (далее – РМТ 59) с последующим определением значений измеряемых физических величин, по известной градуировочной характеристике и отображением результатов измерений.

Функционально в состав СИУС-36 входят следующие измерительные каналы (ИК):

- ИК избыточного давления – 14 шт.;
- ИК избыточного давления и разрежения – 1 шт.;
- ИК атмосферного давления – 1 шт.;
- ИК температуры – 17 шт.;
- ИК относительной влажности – 1 шт.;
- ИК объемного расхода топлива – 1 шт.;
- ИК частоты вращения – 2 шт.

Принцип действия ИК избыточного давления основан на определении в РМТ 59 результатов измерений избыточного давления по выходному аналоговому сигналу (сила постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА) датчиков давления тензорезистивных APZ 3420 G-S-2500-D-10-A-200-F-00 (рег. № 62292-15) (далее - APZ 3420) и известной градуировочной характеристике.

Принцип действия ИК избыточного давления и разрежения основан на определении в РМТ 59 результатов измерений избыточного давления и разрежения по выходному аналоговому сигналу (сила постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА) датчика давления тензорезистивного APZ 2030 D-P-5002-H-42-J-300-F-00 (рег. № 62292-15) (далее – APZ 2030) и известной градуировочной характеристике.

Принцип действия ИК атмосферного давления основан на определении в РМТ 59 результатов измерений атмосферного давления по выходному аналоговому сигналу (сила постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА) преобразователя давления измерительного ЗОНД-20-АД мод. K11 (рег. № 66467-17) (далее - ЗОНД-20-АД) и известной градуировочной характеристике.

Принцип действия ИК температуры основан на определении в РМТ 59 результатов измерений температуры по известной градуировочной характеристике и аналоговому сигналу (сила постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА) измерителя влажности и температуры микропроцессорного Ивит-М.Т-Н-1-160 (рег. № 53527-13) (далее – Ивит) или преобразователей аналоговых сигналов измерительных НПТ-1К.00.1.3 (рег. № 44045-10) (далее – НПТ-1К), выполняющих промежуточное преобразование сигнала постоянного напряжения от преобразователей термоэлектрических ТХА-9426 (рег. № 46538-11) или ТХА-0193-04С (рег. № 50428-12) в сигнал силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА.

Принцип действия ИК объемного расхода топлива основан на определении в РМТ 59 результатов измерений объемного расхода по выходному аналоговому сигналу (сила постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА) расходомера-счётчика жидкости и газа НОРД-10-Р (рег. № 45741-12) и известной градуировочной характеристике.

Принцип действия ИК частоты вращения основан на преобразовании импульсного сигнала от индукционного таходатчика ТДИ-80 в аналоговый сигнал постоянного напряжения в диапазоне от 0 до 100 мВ нормализатором сигнала Dataforth DSCA45 с последующим определением в РМТ 59 результатов измерений частоты вращения, по известной градуировочной характеристике.

Электронное, монтажное, соединительное и иное оборудование СИУС-36 размещается в металлических электромонтажных щитах расположенных в испытательном боксе и пультовой стенда.

СИУС-36 конструктивно состоит из щита измерительного ЩИ, щита преобразователя расхода ЩПР, стойки датчиков давления СДД, щита отображения данных ЩОД и комплекта измерительных преобразователей.

В комплект измерительных преобразователей входят:

- APZ 3420, установленные в стойке датчиков давления СДД, расположенной в испытательном боксе;
- APZ 2030, установленный в стойке датчиков давления СДД, расположенной в испытательном боксе;
- НПТ-1К, установленные в щите измерительном ЩИ, расположенном в испытательном боксе;
- нормализатор сигнала Dataforth DSCA45, установленный в щите измерительном ЩИ, расположенном в испытательном боксе;
- НОРД-10-Р, установленный в щите преобразователя расхода ЩПР, расположенном в испытательном боксе;
- ТХА-9426, установленные на испытательном стенде;
- ТХА-0193-04С, установленные на испытательном стенде;
- индукционный таходатчик типа ТДИ-80, установленный на испытательном стенде;
- ЗОНД-20-АД, установленный в щите измерительном ЩИ, расположенном в испытательном боксе;
- Ивит, установленный на щите измерительном ЩИ в испытательном боксе.

РМТ 59 установлен в щите отображения данных ЩОД, расположенном в пультовой.

Защита от несанкционированного доступа обеспечивается закрыванием щитов на специализированные встроенные замки.

Нанесение знака поверки на корпус составных частей системы не предусмотрено ее условиями эксплуатации.

Общий вид составных частей СИУС-36 приведен на рисунке 1 и в таблице 1.



Щит измерительный ЩИ



Щит преобразователя расхода ЩПР

Стойка для датчиков давления СДД



Щит отображения данных ЩОД

Рисунок 1 Общий вид составных частей СИУС-36

Заводской номер системы наносится на фирменную планку на боковой поверхности корпуса щита отображения данных ЩОД в формате «Зав. № Л6955».

Таблица 1 - Перечень и внешний вид устройств, входящих в состав СИУС-36

№ п/п	Наименование устройства	Обозначение	Внешний вид
1	Регистратор многоканальный технологический	PMT 59	
2	Датчик давления тензорезистивный	APZ 3420	
3	Датчик давления тензорезистивный	APZ 2030	

№ п/п	Наименование устройства	Обозначение	Внешний вид
4	Преобразователь термоэлектрический	ТХА-9426	
5	Преобразователь термоэлектрический	ТХА-0193-04С	
6	Таходатчик типа ТДИ-80	ТДИ-80	
7	Измеритель влажность и температуры микропроцессорный	Ивит-М.Т	
8	Расходомер-счётчик жидкости и газа	НОРД-10-Р	
9	Преобразователь измерительный давления	ЗОНД-20-АД мод. К11	
10	Преобразователь аналоговых сигналов измерительный	НПТ 1К.00.1.3	
11	Нормирующий преобразователь	DSCA 45	

Результаты измерений ИК отображаются на мониторе РМТ 59 и записываются на встроенный жесткий диск.

Пломбирование щитов, входящих в состав СИУС-36 не предусмотрено.

Программное обеспечение

Метрологически значимая часть программного обеспечения (ПО) СИУС-36 представляет собой ПО РМТ 59 (рег. № 29934-15) входящего в состав СИУС-36.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «РМТ59Programm»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 4.9.0006
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологически значимая часть ПО СИУС-36 и измеренные данные достаточно защищены с помощью средств защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений. Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические характеристики СИУС-36 нормированы с учетом влияния ПО.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	Кол-во ИК
ИК частоты вращения		
Диапазон измерений частоты вращения, об/мин	от 200 до 2500	1
Пределы допускаемой, приведённой к верхнему пределу измерений (ВП), погрешности измерений частоты вращения, %	±0,1	
ИК объемного расхода топлива		
Диапазон измерений объемного расхода топлива, л/мин	от 0,8 до 30	1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода топлива, %	±0,5	
ИК температуры		
Диапазон измерений температуры, °С	от 0 до 130	8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±3	
Диапазон измерений температуры, °С	от 0 до 750	8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±4	
Диапазон измерений температуры, °С	от -40 до +50	1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±1	
ИК избыточного давления и разрежения		
Диапазон измерений избыточного давления, кПа (кгс/см ²)	от 0 до 156,9 (от 0 до 1,6)	2
	от 0 до 245,2 (от 0 до 2,5)	3
	от 0 до 392,3 (от 0 до 4)	1
	от 0 до 588,4 (от 0 до 6)	2
	от 0 до 980,7 (от 0 до 10)	3
	от 0 до 2451,7 (от 0 до 25)	2
	от 0 до 3922,7 (от 0 до 40)	1
Пределы допускаемой, приведённой к ВП, погрешности измерений избыточного давления, %	±1	
Диапазон измерений избыточного давления и разрежения, Па	от -500 до +500	1
Пределы допускаемой, приведённой к диапазону измерений (ДИ), погрешности измерений избыточного давления и разрежения, %	±2	
ИК атмосферного давления		
Диапазон измерений атмосферного давления, кПа (мм рт. ст.)	от 80 до 106,7 (от 600 до 800)	1
Пределы допускаемой, приведённой к ВП, погрешности измерений атмосферного давления, %	±1	
ИК относительной влажности		
Диапазон измерений относительной влажности, %	от 5 до 95	1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности, %	±4,5	
Примечание - в качестве нормирующего значения при определении приведенной погрешности ИК используется верхний предел (ВП) диапазона измерений соответствующей физической величины или диапазон измерений (ДИ), определяемый как модуль алгебраической разности верхнего и нижнего пределов диапазона измерений соответствующей физической величины.		

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц - напряжение постоянного тока, В	220±22 50±2 24±6
Потребляемая мощность: - от сети переменного тока, В·А, не более - от сети постоянного тока, Вт, не более	100 36
Габаритные размеры (длина; ширина; высота), мм, не более: - щит измерительный ЩИ - щит преобразователя расхода ЩПР - щит отображения данных ЩОД - стойка с датчиками давления СДД	310;120;265 300;200; 300 605;450; 600 1000; 250;1500;
Масса (без кабелей), кг, не более: - щит измерительный ЩИ - щит преобразователя расхода ЩПР - щит отображения данных ЩОД - стойка с датчиками давления СДД	10 12 50 50
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха при температуре +25 °С, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 45 до 80 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	5000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационных документов типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность СИУС-36

Наименование	Обозначение	Количество
Щит измерительный ЩИ	Л9699-1901	1 шт.
Щит преобразователя расхода ЩПР	Л9699-1910	1 шт.
Щит отображения данных ЩОД	Л9699-1908	1 шт.
Стойка для установки датчиков давления СДД	Л9699-1909	1 шт.
Регистратор многоканальный технологический РМТ 59 (29934-15)	НКГЖ.411124.002	1 шт.
Комплект измерительных преобразователей: -датчик давления тензорезистивный APZ 3420 (62292-15);	ТУ 4212-000-7722857693-2015	14 шт.
-датчик давления тензорезистивный APZ 2030 (62292-15);	ТУ 4212-000-7722857693-2015	1 шт.
преобразователь измерительный давления ЗОНД-20-АД мод. К11 (66467-17);	ГКНД.406233.008	1шт.
- измеритель влажность и температуры микропроцессорный Ивит-М.Т (53527-13);	ТУ 4211-029-57200730-2011	1 шт.
- преобразователь термоэлектрический ТХА-0193-04С (50428-12);	ДДШ 2.281.028	8 шт.

Наименование	Обозначение	Количество
- преобразователь термоэлектрический ТХА-9426 (46538-11);	ДДШ 2.821.041	8 шт.
- расходомер-счётчик жидкости и газа НОРД-10-Р (45741-12);	НОРД.001	1 шт.
- преобразователь аналоговых сигналов измерительный НПТ-1К.00.1.3 (44045-10);	КУВФ.405541.013	16 шт.
- нормализатор сигнала Dataforth DSCA45;	-	1 шт.
- индукционный таходатчик типа ТДИ-80.	ПАУИ.408113.001	1 шт.
Руководство по эксплуатации	№1.СИУС.4005-20РЭ	1 экз.
Паспорт	№1.СИУС.4005-20ПС	1 экз.
Методика поверки	МП 2071-0005-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4.3.5 Руководства по эксплуатации №1.СИУС.4005-20РЭ «Система измерительная универсальная стендовая СИУС-36».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерительной универсальной стендовой СИУС-36

Государственная поверочная схема для средств измерений времени и частоты, утверждена приказом Росстандарта № 1621 от 31 июля 2018 года

Государственная поверочная схема для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А, утверждена приказом Росстандарта № 2091 от 01 октября 2018 года

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

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «ЗВЕЗДА» (ПАО «ЗВЕЗДА»)

ИНН 7811038760

Адрес: 192012, г. Санкт-Петербург, ул. Бабушкина, д. 123

Телефон: +7 (812) 362-07-47, факс +7 (812) 367-37-76

Web-сайт: www.zvezda.spb.ru

E-mail: office@zvezda.spb.ru

Испытательный центр

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

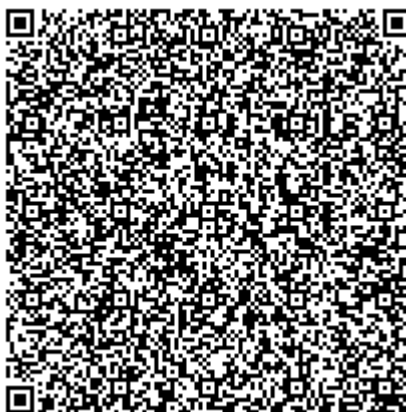
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19

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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83196-21

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные «МИРТЕК-332-РУ»

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные «МИРТЕК-332-РУ» (далее – счетчики) предназначены для измерений активной и реактивной (или только активной) электрической энергии прямого и обратного (или только прямого) направления по дифференцированным во времени тарифам в трехфазных сетях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на аналого-цифровом преобразовании сигналов тока и напряжения в показания электрической энергии.

Конструктивно счетчики состоят из корпуса и крышки клеммной колодки. В корпусе расположены печатные платы, клеммная колодка, измерительные элементы. Клеммная крышка при опломбировании предотвращает доступ к винтам клеммной колодки и силовым токовым.

Счетчики могут применяться как автономно, так и в составе автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета (АИИС КУЭ) и технического учета электроэнергии, диспетчерского управления (АСДУ).

Счетчики имеют в своем составе измерительные элементы – датчики тока (шунты или трансформаторы тока, в зависимости от исполнения), микроконтроллер, энергонезависимую память данных, встроенные часы, позволяющие вести учет электрической энергии по тарифным зонам суток, выполненные по ГОСТ IEC 61038-2011, оптические испытательные выходные устройства по ГОСТ 31818.11-2012 для поверки, а также интерфейсы для подключения к системам автоматизированного учета потребленной электроэнергии. Счетчик может иметь в своем составе индикаторы наличия каждого из фазных напряжений «L1», «L2», «L3», индикатор наличия хотя бы одного из фазных напряжений «Сеть», одну или две кнопки для ручного переключения режимов индикации «Просмотр», оптический порт, выполненный по ГОСТ IEC 61107-2011.

В составе счетчиков, предназначенных для установки в щиток или на DIN-рейку, также присутствует жидкокристаллический индикатор (далее – ЖКИ).

В состав счетчиков могут входить отдельные гальванически развязанные от электрической сети дискретные выходы и отдельные гальванически развязанные от электрической сети дискретные входы.

Счетчики, в зависимости от исполнения, могут иметь один или несколько интерфейсов удаленного доступа.

Степень защиты от пыли и влаги по ГОСТ 14254-2015 – IP51, IP54, IP64.

Структура обозначения возможных исполнений счетчиков приведена ниже.

Структура условного обозначения

① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦ ⑧ ⑨ ⑩ ⑪ ⑫
МИРТЕК-332-ПУ-XXX-XXXX-XXX-XX-XXXX-XX-XXXXXX-XXXXXX-XX-XXXXXX-X

① Тип счетчика

② Тип корпуса

W31 – для установки на щиток, модификация 1

W32 – для установки на щиток, модификация 2

W33 – для установки на щиток, модификация 3

D31 – для установки на DIN-рейку, модификация 1

D33 – для установки на DIN-рейку, модификация 3

D34 – для установки на DIN-рейку, модификация 4

D35 – для установки на DIN-рейку, модификация 5

SP31 – для установки на опору ЛЭП, модификация 1

③ Класс точности

A1 – класс точности 1 по ГОСТ 31819.21

A0.5 – класс точности 0,5S по ГОСТ 31819.22

A1R1 – класс точности 1 по ГОСТ 31819.21 и класс точности 1 по ГОСТ 31819.23

A1R2 – класс точности 1 по ГОСТ 31819.21 и класс точности 2 по ГОСТ 31819.23

A0.5R1 – класс точности 0,5S по ГОСТ 31819.22 и класс точности 1 по ГОСТ 31819.23

A0.5R2 – класс точности 0,5S по ГОСТ 31819.22 и класс точности 2 по ГОСТ 31819.23

A0.2R1 – класс точности 0,2S по ГОСТ 31819.22 и класс точности 1 по ГОСТ 31819.23

A0.2R2 – класс точности 0,2S по ГОСТ 31819.22 и класс точности 2 по ГОСТ 31819.23

④ Номинальное напряжение

57,7 – 57,7 В

220 – 220 В

230 – 230 В

⑤ Номинальный (базовый) ток

1 – 1 А

5 – 5 А

10 – 10 А

⑥ Максимальный ток

10А – 10 А

50А – 50 А

60А – 60 А

80А – 80 А

100А – 100 А

⑦ Тип измерительных элементов

S – шунты

T – трансформаторы тока

N – наличие измерительного элемента в цепи нейтрали

⑧ Основной интерфейс

CAN – интерфейс CAN

RS232 – интерфейс RS-232

RS485 – интерфейс RS-485

RF433/p – радиointерфейс 433 МГц, где p – номер модификации модуля интерфейса

RF868/p – радиointерфейс 868 МГц, где p – номер модификации модуля интерфейса

RF2400/p – радиointерфейс 2400 МГц, где p – номер модификации модуля интерфейса

PF/p – PLC-модем с FSK-модуляцией, где p – номер модификации модуля интерфейса

PO/p – PLC-модем с OFDM-модуляцией, где p – номер модификации модуля интерфейса

- ⑨ Дополнительные интерфейсы
CAN – интерфейс CAN
RS232 – интерфейс RS-232
RS485 – интерфейс RS-485
RF433/п – радиointерфейс 433 МГц, где п – номер модификации модуля интерфейса
RF868/п – радиointерфейс 868 МГц, где п – номер модификации модуля интерфейса
RF2400/п – радиointерфейс 2400 МГц, где п – номер модификации модуля интерфейса
PF/п – PLC-модем с FSK-модуляцией, где п – номер модификации модуля интерфейса
PO/п – PLC-модем с OFDM-модуляцией, где п – номер модификации модуля интерфейса
G/п – радиointерфейс GSM/GPRS, где п – номер модификации модуля интерфейса
E/п – интерфейс Ethernet, где п – номер модификации модуля интерфейса
RWF/п – радиointерфейс WiFi, где п – номер модификации модуля интерфейса
RFLT/п – радиointерфейс LTE, где п – номер модификации модуля интерфейса
(Нет символа) – интерфейс отсутствует
- ⑩ Поддерживаемые протоколы передачи данных
(Нет символа) – протокол «МИРТЕК»
P1 – протокол DLMS/COSEM/СПОДЭС
P2 – протоколы «МИРТЕК» и DLMS/COSEM/СПОДЭС
- ⑪ Дополнительные функции
H – датчик магнитного поля
In – дискретный вход, где п – количество входов
K – реле управления нагрузкой в цепи тока
L – подсветка индикатора
M – измерение параметров качества электрической энергии
O – оптопорт
Qп – дискретный выход, где п – количество выходов
R – защита от выкручивания винтов кожуха
U – защита целостности корпуса
Vп – электронная пломба, где п – номер модификации электронных пломб
Y – защита от замены деталей корпуса
Z/п – резервный источник питания, где п – номер модификации источника питания
(Нет символа) – дополнительные функции отсутствуют
- ⑫ Количество направлений учета электроэнергии
(Нет символа) – измерение электроэнергии в одном направлении (по модулю)
D – измерение электроэнергии в двух направлениях

Перечни номеров, обозначающих модификации модулей интерфейсов и дополнительных функций, могут быть расширены производителем. Описание модификаций модулей интерфейсов и дополнительных функций приведено в эксплуатационной документации и на сайте производителя. Дополнительные номера модификаций модулей интерфейсов и дополнительных функций могут быть введены только для функциональности, не влияющей на метрологические характеристики счетчика.

В счетчиках в корпусах SP31 для считывания информации используется дистанционное индикаторное устройство. При этом первый интерфейс данных счетчиков используется в качестве канала связи с дистанционным индикаторным устройством.

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «K», оснащены встроенным контактором и дополнительно позволяют:

- организовать отпуск потребителю предварительно оплаченного количества электроэнергии (с отключением нагрузки при его превышении и подключением нагрузки после внесения оплаты);

- отключать нагрузку при превышении потребляемой мощности выше установленных лимитов;
- подключать нагрузку при уменьшении потребляемой мощности ниже установленных лимитов.

Коммутация встроенного контактора при подключении нагрузки происходит после подачи соответствующей команды по интерфейсу и нажатии на кнопку, расположенную на лицевой панели счетчика (по умолчанию), или только после подачи команды по интерфейсу (опционально).

Зажимы для подсоединения счетчиков к сети, интерфейсов, дискретных входов и выходов закрываются пластмассовой крышкой.

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «Z», имеют вход для подключения внешнего резервного источника питания для снятия показаний счетчика при отсутствии основного питания.

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «V», имеют встроенные элементы для контроля вскрытия клеммной крышки и корпуса счетчика. Время и дата вскрытия фиксируются в журнале событий. Благодаря встроенному элементу питания, фиксация в журнале событий производится как при поданном сетевом напряжении, так и при его отсутствии.

Счетчик ведет учет электрической энергии по действующим тарифам в соответствии с месячными программами смены тарифных зон (количество месячных программ – до 12, количество тарифных зон в сутках – до 48). Месячная программа может содержать суточные графики тарификации рабочих, субботних, воскресных и специальных дней. Количество специальных дней (праздничные и перенесенные дни) – до 45. Для специальных дней могут быть заданы признаки рабочей, субботней, воскресной или специальной тарифной программы. Счетчик содержит в энергонезависимой памяти две тарифные программы – действующую и резервную. Резервная тарифная программа вводится в действие с определенной даты, которая передается отдельной командой по интерфейсу.

Счетчики обеспечивают учет:

- текущего времени и даты;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно независимо от тарифного расписания;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало месяца;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало суток;
- профиля мощности, усредненной на интервале 30 минут (или настраиваемом из ряда: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 минут);
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало интервала 30 или 60 минут (только при установленном интервале усреднения мощности 30 или 60 минут);
- количества электрической энергии, потребленной за интервал 30 минут (только при установленном интервале усреднения мощности 30 минут).

Учет электрической энергии счетчиками производится по модулю, независимо от направления или с учетом направления (счетчики с символом «D» в условном обозначении).

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «M», дополнительно обеспечивают измерение следующих параметров:

- фазных напряжений;
- положительного и отрицательного отклонения напряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S);
- фазных токов;

- тока нейтрали (только счетчики с символом «N» в условном обозначении);
- частоты сети;
- отклонения частоты (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S);
- активной мгновенной мощности по каждой фазе;
- реактивной мгновенной мощности по каждой фазе (только счетчики с символами «R1» и «R2» в условном обозначении);
- полной мгновенной мощности по каждой фазе (только счетчики с символами «R1» и «R2» в условном обозначении);
- коэффициентов мощности по каждой фазе;
- длительности провала напряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S, только счетчики трансформаторного включения);
- длительности перенапряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S, только счетчики трансформаторного включения);
- длительности прерывания напряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S, только счетчики трансформаторного включения с символом «Z» в условном обозначении);
- остаточного напряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S, только счетчики трансформаторного включения);
- максимального значения перенапряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S, только счетчики трансформаторного включения).

Счетчики обеспечивают возможность задания по интерфейсу следующих параметров:

- адреса счетчика (от 1 до 65000);
- заводского номера счетчика (до 30 символов);
- текущего времени и даты;
- величины суточной коррекции хода часов;
- разрешения перехода на летнее/зимнее время (переход на летнее время осуществляется в 2:00 в последнее воскресенье марта, переход на зимнее время осуществляется в 3:00 в последнее воскресенье октября);
- 48 зон суточного графика тарификации для каждого типа дня для 12 месяцев;
- до 45 специальных дней (дни, в которые тарификация отличается от общего правила);
- пароля для доступа по интерфейсу (от 0 до 4294967295).

Счетчик обеспечивает фиксацию в журналах событий перезагрузок, самодиагностики, попыток несанкционированного доступа, переходов на летнее или зимнее время, изменения конфигурации, изменения данных, изменения времени и даты, включений или отключений питания, наличия фазного тока при отсутствии напряжения, изменения направления тока в фазных цепях, воздействия сверхнормативного магнитного поля, выходов параметров качества электрической энергии за заданные пределы, значений положительного и отрицательного отклонений напряжения, количества отключений встроенного контактора, аварийных ситуаций.

Обмен информацией с внешними устройствами обработки данных осуществляется по имеющемуся интерфейсу, в зависимости от исполнения.

Обслуживание счетчиков производится с помощью технологического программного обеспечения.

Знак поверки наносится на счетчики.

Заводской номер наносится на лицевую панель счетчика.

Общий вид средства измерений, места нанесения знака поверки и схемы пломбировки от несанкционированного доступа, приведены на рисунках с 1 по 8. Общий вид дистанционного индикаторного устройства приведен на рисунке 9.



Рисунок 1 – Общий вид счетчика в корпусе типа W31

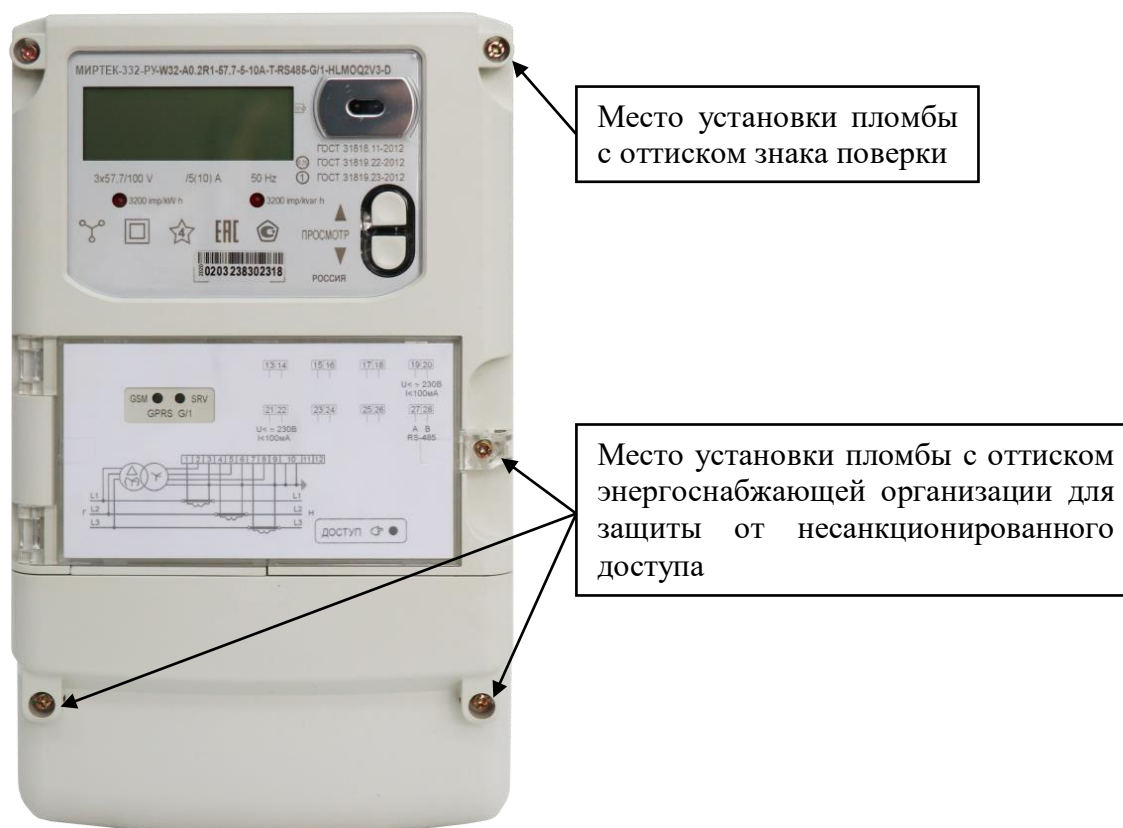


Рисунок 2 – Общий вид счетчика в корпусе типа W32



Рисунок 3 – Общий вид счетчика в корпусе типа W33

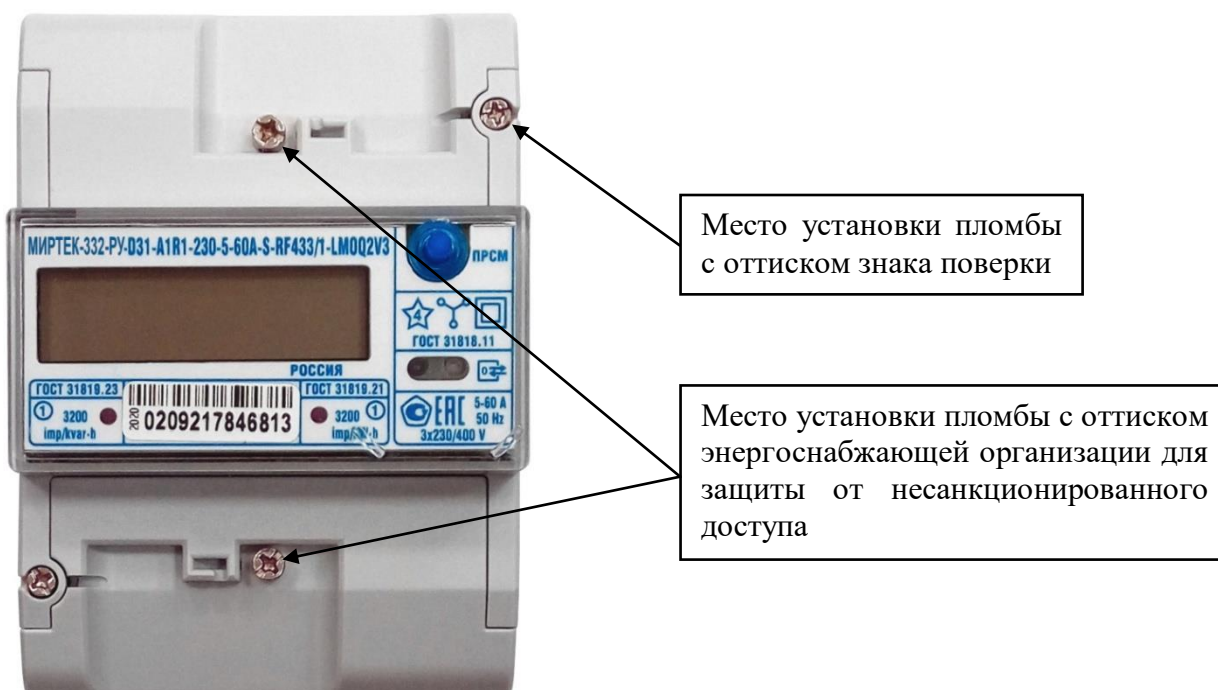


Рисунок 4 – Общий вид счетчика в корпусе типа D31



Рисунок 5 – Общий вид счетчика в корпусе типа D33

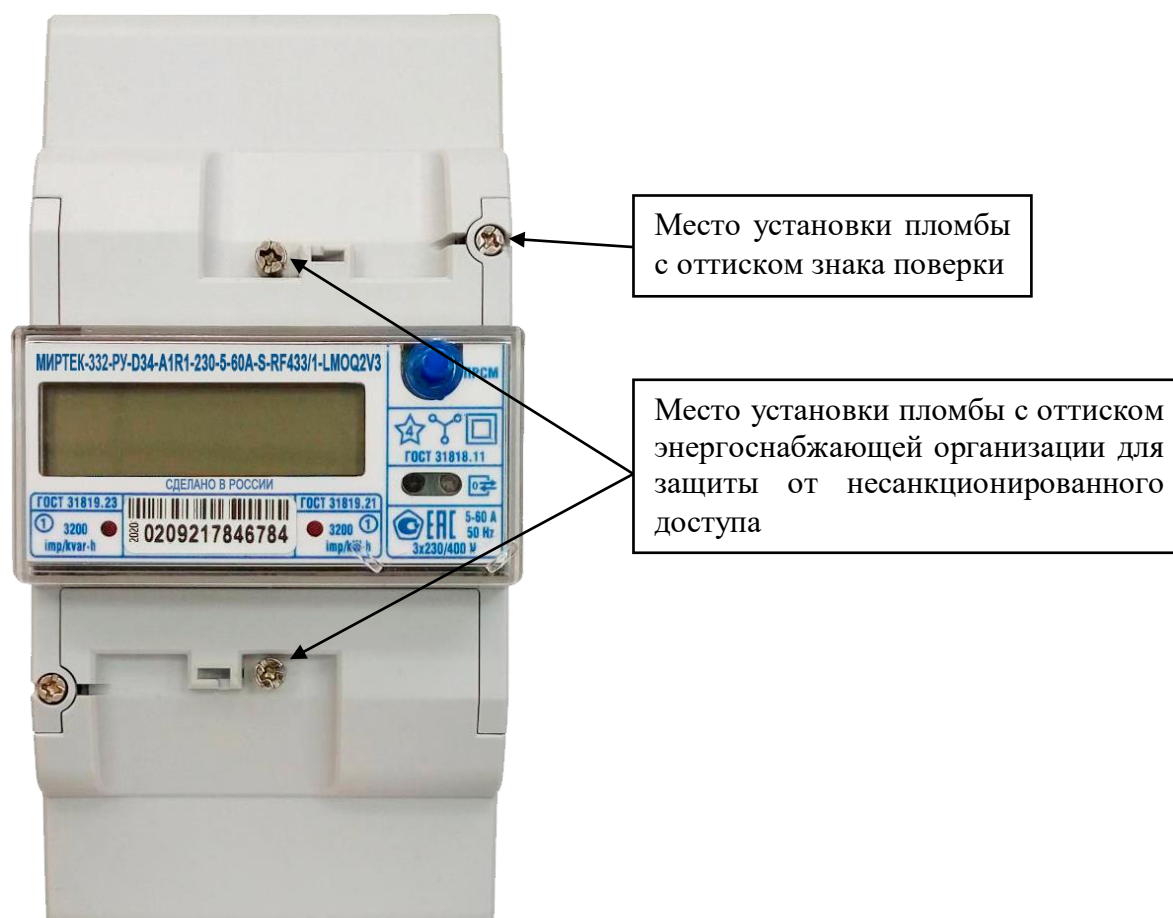


Рисунок 6 – Общий вид счетчика в корпусе типа D34



Рисунок 7 – Общий вид счетчика в корпусе типа D35



Рисунок 8 – Общий вид счетчика в корпусе типа SP31



Рисунок 9 – Общий вид дистанционного индикаторного устройства

Программное обеспечение

По своей структуре ПО разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части, имеет контрольную сумму метрологически значимой части и записывается в счетчик на стадии его производства.

Влияние ПО на метрологические характеристики счетчиков находится в пределах, указанных в таблицах с 2 по 6. Диапазон представления, длительность хранения и дискретность результатов измерений соответствуют нормированной точности счетчика.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	MT1	MT2	MT6
Идентификационное наименование ПО	MT1	MT2	MT6
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0	не ниже 1.0	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО	4CB9	4FC5	FD7C
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	CRC	CRC	CRC

Метрологические и технические характеристики

Классы точности по ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, в зависимости от исполнения, указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Классы точности счетчиков

Символы в условном обозначении	Класс точности при измерении энергии	
	активной	реактивной
A1	1	–
A0.5	0,5S	–
A1R1	1	1
A1R2	1	2
A0.5R1	0,5S	1
A0.5R2	0,5S	2
A0.2R1	0,2S	1
A0.2R2	0,2S	2

Максимальные значения стартовых токов счетчиков, в зависимости от класса точности и типа включения, приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Максимальные значения стартовых токов счетчиков

Тип включения счетчика	Класс точности счетчика				
	1 по ГОСТ 31819.21- 2012	0,2S по ГОСТ 31819.22- 2012	0,5S по ГОСТ 31819.22- 2012	1 по ГОСТ 31819.23- 2012	2 по ГОСТ 31819.23- 2012
Непосредственное	0,0025 I_b	0,001 I_b		0,0025 I_b	0,005 I_b
Через трансформаторы тока	0,002 $I_{ном}$	0,001 $I_{ном}$		0,002 $I_{ном}$	0,003 $I_{ном}$

Пределы погрешностей при измерении напряжения, положительного и отрицательного отклонения напряжения, тока, частоты, отклонения частоты, мощности, коэффициента мощности (для счетчиков с символом «М» в условном обозначении) указаны в таблице 4.

Таблица 4 – Пределы погрешности измерений параметров электрической энергии

Параметр	Пределы погрешности измерений для счетчиков класса точности (при измерении активной энергии)		
	0,2S	0,5S	1
Частота, Гц	±0,01	±0,01	±0,01
Отклонение частоты, Гц	±0,01	±0,01	±0,01
Активная мгновенная мощность, %	±0,2	±0,5	±1
Реактивная мгновенная мощность, %	±0,2	±0,5	±1
Полная мгновенная мощность, %	±0,2	±0,5	±1
Положительное отклонение напряжения, %	±0,2	±0,4	±0,4
Отрицательное отклонение напряжения, %	±0,2	±0,4	±0,4
Напряжение, %	±0,2	±0,4	±0,4
Фазный ток, %	±0,2	±0,5	±1
Ток нейтрали, %	±0,2	±0,5	±1
Коэффициент мощности, %	±0,2	±0,5	±1

Метрологические и основные технические характеристики счетчиков указаны в таблицах 5 – 6.

Таблица 5 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное фазное напряжение $U_{ном}$, В	57,7; 220; 230
Базовый (номинальный) ток I_b ($I_{ном}$), А	1; 5; 10
Максимальный ток $I_{макс}$, А	10; 50; 60; 80; 100
Диапазон входных сигналов: - сила тока - напряжение - коэффициент мощности	от $0,05I_b$ ($0,01I_{ном}$ или $0,02I_{ном}$) до $I_{макс}$ (от 0,75 до 1,2) $U_{ном}$ от 0,8 (емкостная) до 1,0 от 1,0 до 0,5 (индуктивная)
Рабочий диапазон изменения частоты измерительной сети счетчика, Гц	$50 \pm 7,5$
Пределы основной абсолютной погрешности часов за интервал времени 1 сут, с	$\pm 0,5$
Пределы основной абсолютной погрешности часов за интервал времени 1 сут при отключенном питании счетчика, с	± 1
Пределы дополнительной температурной погрешности часов счетчика за интервал времени 1 сут, на каждый градус Цельсия, с	$\pm 0,15$

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон значений постоянной счетчика по активной электрической энергии, имп/(кВт·ч)	от 800 до 10000
Диапазон значений постоянной счетчика по реактивной электрической энергии, имп/(квар·ч)	от 800 до 10000
Количество десятичных знаков отсчетного устройства, не менее	8
Разрешающая способность счетного механизма отсчетного устройства, кВт·ч, не менее	0,01
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока при номинальном (базовом) токе, нормальной температуре и номинальной частоте, В·А, не более	0,3
Полная (активная) мощность, потребляемая каждой цепью напряжения при номинальном значении напряжения, нормальной температуре и номинальной частоте, В·А (Вт), не более	10 (2)
Длительность хранения информации при отключении питания, лет, не менее	30
Срок службы батареи, лет, не менее	16
Число тарифов, не менее	4
Число временных зон, не менее	12

Продолжение таблицы 6

Глубина хранения значений электрической энергии на начало месяца, мес, не менее: - для счетчиков с символами «A0.5», «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2», «A0.5R1», «A0.2R1», «A0.5R2», «A0.2R2»	24 36
Глубина хранения значений электрической энергии на начало суток, сут, не менее: - для счетчиков с символами «A0.5», «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2», «A0.5R1», «A0.2R1», «A0.5R2», «A0.2R2»	93 128
Глубина хранения значений электрической энергии на начало интервала 30 мин, сут, не менее: - для счетчиков с символами «A0.5», «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2», «A0.5R1», «A0.2R1», «A0.5R2», «A0.2R2»	93 128
Глубина хранения значений электрической энергии, потребленной за интервал 30 мин, сут, не менее: - для счетчиков с символами «A0.5», «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2», «A0.5R1», «A0.2R1», «A0.5R2», «A0.2R2»	93 128
Интервал усреднения мощности для фиксации профиля нагрузки, мин ¹⁾	30
Глубина хранения профиля нагрузки при интервале усреднения 30 мин, сут ²⁾ , не менее: - для счетчиков с символами «A0.5», «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2», «A0.5R1», «A0.2R1», «A0.5R2», «A0.2R2»	93 128
Количество записей в журнале событий, не менее: - для счетчиков с символами «A0.5», «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2», «A0.5R1», «A0.2R1», «A0.5R2», «A0.2R2»	384 1000
Количество оптических испытательных выходов с параметрами по ГОСТ 31818.11-2012: - для счетчиков с символами «A0.5», «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2», «A0.5R1», «A0.2R1», «A0.5R2», «A0.2R2»	1 2
Скорость обмена информацией по интерфейсам, бит/с	9600

Продолжение таблицы 6

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	
Тип корпуса:	
- W31	246×169×57
- W32	291×171×88
- W33	266×171×79
- D31	131×91×70
- D33	106×126×72
- D34	191×91×70
- D35	115×144×62
- SP31	236×190×106
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от –40 до +70
- относительная влажность, %	от 30 до 98
- атмосферное давление, кПа	от 70 до 106,7
Масса, кг, не более	2,5
Срок службы счетчика, лет, не менее	30
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	220000
¹⁾ По требованию заказчика возможна реализация настраиваемого интервала усреднения мощности из ряда: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 мин. ²⁾ Минимальная глубина хранения профиля нагрузки при других значениях интервала усреднения может быть рассчитана по формуле $D_{мин} = \frac{I_{тек}}{30} \cdot D_{30}$, где $I_{тек}$ – текущий интервал усреднения мощности, мин; D_{30} – глубина хранения профиля нагрузки при интервале усреднения 30 мин, сут.	

Знак утверждения типа

наносится на панель счетчика офсетной печатью (или другим способом, не ухудшающим качества), на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный «МИРТЕК-332-РУ»	«МИРТЕК-332-РУ»	1 шт.	Исполнение соответствует заказу
Пломба свинцовая	–	1 – 3 шт.	В зависимости от типа корпуса
Леска пломбировочная	–	1 – 3 шт.	В зависимости от типа корпуса
Руководство по эксплуатации	МИРТ.411152.170РЭ	1 экз.	В электронном виде
Формуляр	МИРТ.411152.170ФО	1 экз.	В бумажном виде

Продолжение таблицы 7

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Методика поверки	РТ-МП-157-551-2021	1 экз.	В электронном виде по отдельному заказу
Дистанционное индикаторное устройство	—	1 шт.	Поставляется только со счетчиками в корпусных исполнениях для установки на опору ЛЭП, по согласованию с заказчиком может быть исключено из комплекта поставки
Кронштейн для крепления на опоре ЛЭП	—	1 шт.	Поставляется только со счетчиками в корпусных исполнениях для установки на опору ЛЭП
Упаковка	—	1 шт.	Потребительская тара
Технологическое программное обеспечение «MeterTools»	—	1 экз.	В электронном виде
Примечание – Последние версии технологического программного обеспечения и документации размещены на официальном сайте mirtekgroup.ru и свободно доступны для загрузки.			

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Подготовка и порядок работы» руководства по эксплуатации МИРТ.411152.170РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии трехфазным многофункциональным «МИРТЕК-332-РУ»

ГОСТ 31818.11-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии

ГОСТ 31819.21-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2

ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S

ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии

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

ГОСТ 8.551-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений электрической мощности и электрической энергии в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц

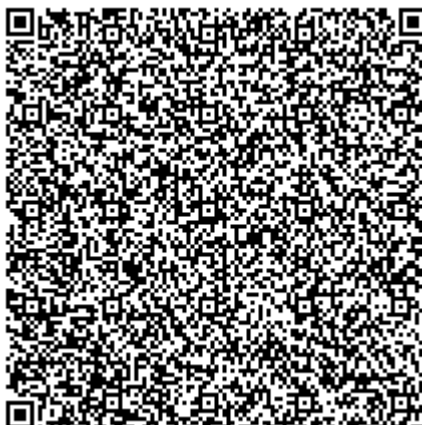
МИРТ.411152.170ТУ Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные «МИРТЕК-332-РУ». Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МИРТЕК-КАСКАД»
(ООО «МИРТЕК-КАСКАД»)
ИНН 4028068856
Адрес: 248008, г. Калуга, ул. Механизаторов, д. 38
Юридический адрес: 248017, г. Калуга, ул. Московская, д. 302, офис 22А
Телефон: +7 (4842) 715915
Веб-сайт: mirtekgroup.ru
E-mail: mirtek@kenergo.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 Факс: +7 (495) 546-45-01
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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83197-21

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные «МИРТЕК-312-РУ»

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные «МИРТЕК-312-РУ» (далее – счетчики) предназначены для измерений активной и реактивной (или только активной) электрической энергии прямого и обратного (или только прямого) направления по дифференцированным во времени тарифам в однофазных сетях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на измерении входных сигналов напряжения и тока с помощью аналого-цифровых преобразователей и их перемножении с последующей обработкой с помощью специализированного контроллера.

Конструктивно счетчики состоят из корпуса и крышки клеммной колодки. В корпусе расположены печатные платы, клеммная колодка, измерительные элементы. Клеммная крышка при опломбировании предотвращает доступ к винтам клеммной колодки и силовым тоководам.

В зависимости от исполнения счетчики могут иметь один измерительный элемент в цепи фазы или два измерительных элемента в цепях фазы и нейтрали. При появлении разницы значений электроэнергии между измерительными элементами цепей тока фазы и нейтрали учет электроэнергии производится по большему значению.

Счетчики имеют в своем составе измерительные элементы – датчики тока (шунты или трансформаторы тока, в зависимости от исполнения), микроконтроллер, энергонезависимую память данных, встроенные часы, позволяющие вести учет электрической энергии по тарифным зонам суток, выполненные по ГОСТ IEC 61038-2011, оптическое испытательное выходное устройство по ГОСТ 31818.11-2012 для поверки, интерфейс для подключения к системам автоматизированного учета потребленной электроэнергии. Счетчик имеет в своем составе также индикатор функционирования (отдельный «Сеть» либо совмещенный с оптическим испытательным выходным устройством). Счетчик может иметь в своем составе индикатор обратного направления тока в измерительной цепи «Реверс», индикатор неравенства токов в фазной цепи тока и цепи тока нейтрали « $I_L \neq I_N$ », кнопку для ручного переключения режимов индикации «Просмотр».

В составе счетчиков, предназначенных для установки в щиток или на DIN-рейку, также присутствует жидкокристаллический индикатор (далее – ЖКИ).

В состав счетчиков могут входить дополнительные устройства: оптический порт (по ГОСТ IEC 61107-2011), отдельные гальванически развязанные от сети дискретные выходы, отдельные гальванически развязанные от сети дискретные входы.

Степень защиты от пыли и влаги по ГОСТ 14254-2015 – IP51, IP64.

Счетчики, в зависимости от исполнения, могут иметь один или несколько интерфейсов удаленного доступа.

Структура обозначения возможных исполнений счетчиков приведена ниже.

Структура условного обозначения

①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨	⑩	⑪	⑫
МИРТЕК-312-РУ	-XXX	-XXXX	-XXX	-XX	-XXXX	-XX	-XXXXXXX	-XXXXXXX	-XX	-XXXXXXXX	-X

① Тип счетчика

② Тип корпуса

- W1 – для установки на щиток, модификация 1
- W2 – для установки на щиток, модификация 2
- W3 – для установки на щиток, модификация 3
- W6 – для установки на щиток, модификация 6
- W6b – для установки на щиток, модификация 6b
- W9 – для установки на щиток, модификация 9
- D1 – для установки на DIN-рейку, модификация 1
- D4 – для установки на DIN-рейку, модификация 4
- D5 – для установки на DIN-рейку, модификация 5
- SP1 – для установки на опору ЛЭП, модификация 1
- SP2 – для установки на опору ЛЭП, модификация 2
- SP3 – для установки на опору ЛЭП, модификация 3

③ Класс точности

- A1 – класс точности 1 по ГОСТ 31819.21
- A1R1 – класс точности 1 по ГОСТ 31819.21 и класс точности 1 по ГОСТ 31819.23
- A1R2 – класс точности 1 по ГОСТ 31819.21 и класс точности 2 по ГОСТ 31819.23

④ Номинальное напряжение

- 220 – 220 В
- 230 – 230 В

⑤ Базовый ток

- 5 – 5 А
- 10 – 10 А

⑥ Максимальный ток

- 50А – 50 А
- 60А – 60 А
- 80А – 80 А
- 100А – 100 А

⑦ Количество и тип измерительных элементов

- S – один шунт в фазной цепи тока
- SS – два шунта в фазной цепи тока и цепи тока нейтрали
- ST – шунт в фазной цепи тока и трансформатор тока в цепи тока нейтрали
- TT – два трансформатора тока в фазной цепи тока и в цепи тока нейтрали

⑧ Основной интерфейс

- CAN – интерфейс CAN
- RS232 – интерфейс RS-232
- RS485 – интерфейс RS-485
- RF433/n – радиointерфейс 433 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса
- RF868/n – радиointерфейс 868 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса
- RF2400/n – радиointерфейс 2400 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса
- PF/n – PLC-модем с FSK-модуляцией, где n – номер модификации модуля интерфейса
- PO/n – PLC-модем с OFDM-модуляцией, где n – номер модификации модуля интерфейса

⑨ Дополнительные интерфейсы

CAN – интерфейс CAN

RS232 – интерфейс RS-232

RS485 – интерфейс RS-485

RF433/n – радиointерфейс 433 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса

RF868/n – радиointерфейс 868 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса

RF2400/n – радиointерфейс 2400 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса

PF/n – PLC-модем с FSK-модуляцией, где n – номер модификации модуля интерфейса

PO/n – PLC-модем с OFDM-модуляцией, где n – номер модификации модуля интерфейса

G/n – радиointерфейс GSM/GPRS, где n – номер модификации модуля интерфейса

E/n – интерфейс Ethernet, где n – номер модификации модуля интерфейса

RFWF/n – радиointерфейс WiFi, где n – номер модификации модуля интерфейса

RFLT/n – радиointерфейс LTE, где n – номер модификации модуля интерфейса

(Нет символа) – интерфейс отсутствует

⑩ Поддерживаемые протоколы передачи данных

(Нет символа) – протокол «МИРТЕК»

P1 – протокол DLMS/COSEM/СПОДЭС

P2 – протоколы «МИРТЕК» и DLMS/COSEM/СПОДЭС

⑪ Дополнительные функции

H – датчик магнитного поля

In – дискретный вход, где n – количество входов

K – реле управления нагрузкой в цепи тока

L – подсветка индикатора

M – измерение параметров качества электрической энергии

O – оптопорт

Qn – дискретный выход, где n – количество выходов

R – защита от выкручивания винтов кожуха

U – защита целостности корпуса

Vn – электронная пломба, где n – номер модификации электронных пломб

Y – защита от замены деталей корпуса

Z/n – резервный источник питания, где n – номер модификации источника питания

(Нет символа) – дополнительные функции отсутствуют

⑫ Количество направлений учета электроэнергии

(Нет символа) – измерение электроэнергии в одном направлении (по модулю)

D – измерение электроэнергии в двух направлениях

Перечни номеров, обозначающих модификации модулей интерфейсов и дополнительных функций, могут быть расширены производителем. Описание модификаций модулей интерфейсов и дополнительных функций приведено в эксплуатационной документации и на сайте производителя. Дополнительные номера модификаций модулей интерфейсов и дополнительных функций могут быть введены только для функциональности, не влияющей на метрологические характеристики счетчика.

В счетчиках в корпусах SP1, SP2, SP3 для считывания информации используется дистанционное индикаторное устройство. При этом один из интерфейсов данных счетчиков используется в качестве канала связи с дистанционным индикаторным устройством.

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «K», оснащены встроенным контактором и дополнительно позволяют:

- организовать отпуск потребителю предварительно оплаченного количества электроэнергии (с отключением нагрузки при его превышении и подключением нагрузки после внесения оплаты);

- отключать нагрузку при превышении потребляемой мощности выше установленных лимитов;
- подключать нагрузку при уменьшении потребляемой мощности ниже установленных лимитов.

Коммутация встроенного контактора при подключении нагрузки происходит после подачи соответствующей команды по интерфейсу и нажатии на кнопку, расположенную на лицевой панели счетчика (по умолчанию), или только после подачи команды по интерфейсу (опционально).

Зажимы для подсоединения счетчиков к сети, телеметрического выхода, интерфейсов, дискретных входов и выходов закрываются пластмассовой крышкой.

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «Z», имеют вход для подключения внешнего резервного источника питания для снятия показаний счетчика при отсутствии основного питания.

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «V», имеют встроенные элементы для контроля вскрытия клеммной крышки и корпуса счетчика. Время и дата вскрытия фиксируются в журнале событий. Благодаря встроенному элементу питания, фиксация в журнале событий производится как при поданном сетевом напряжении, так и при его отсутствии.

Счетчик ведет учет электрической энергии по действующим тарифам в соответствии с месячными программами смены тарифных зон (количество месячных программ – до 12, количество тарифных зон в сутках – до 48). Месячная программа может содержать суточные графики тарификации рабочих, субботних, воскресных и специальных дней. Количество специальных дней (праздничные и перенесенные дни) – до 45. Для специальных дней могут быть заданы признаки рабочей, субботней, воскресной или специальной тарифной программы. Счетчик содержит в энергонезависимой памяти две тарифных программы – действующую и резервную. Резервная тарифная программа вводится в действие с определенной даты, которая передается отдельной командой по интерфейсу.

Счетчики обеспечивают учет:

- текущего времени и даты;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно независимо от тарифного расписания;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало месяца;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало суток;
- профиля мощности, усредненной на интервале 30 минут (или настраиваемом из ряда: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 минут);
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало интервала 30 или 60 минут (только при установленном интервале усреднения мощности 30 или 60 минут);
- количества электрической энергии, потребленной за интервал 30 минут (только при установленном интервале усреднения мощности 30 минут).

Учет электрической энергии счетчиками производится по модулю, независимо от направления или с учетом направления (счетчики с символом «D» в условном обозначении).

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «M», дополнительно обеспечивают измерение следующих параметров:

- фазного напряжения;
- положительного и отрицательного отклонения напряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S);
- фазного тока;

- тока нейтрали (только счетчики с символами «SS», «ST», «TT» в условном обозначении);
- частоты сети;
- отклонения частоты (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S);
- активной мгновенной мощности;
- реактивной мгновенной мощности (только счетчики с символами «R1» или «R2» в условном обозначении);
- полной мгновенной мощности (только счетчики с символами «R1» или «R2» в условном обозначении);
- коэффициента мощности.

Счетчики обеспечивают возможность задания по интерфейсу следующих параметров:

- адреса счетчика (от 1 до 65000);
- заводского номера счетчика (до 30 символов);
- текущего времени и даты;
- величины суточной коррекции хода часов;
- разрешения перехода на летнее/зимнее время (переход на летнее время осуществляется в 2:00 в последнее воскресенье марта, переход на зимнее время осуществляется в 3:00 в последнее воскресенье октября);
- 48 зон суточного графика тарификации для каждого типа дня для 12 месяцев;
- до 45 специальных дней (дни, в которые тарификация отличается от общего правила);
- пароля для доступа по интерфейсу (от 0 до 4294967295).

Счетчик обеспечивает фиксацию в журналах событий перезагрузок, самодиагностики, попыток несанкционированного доступа, переходов на летнее или зимнее время, изменения конфигурации, изменения данных, изменения времени и даты, включений или отключений питания, выходов параметров качества электрической энергии за заданные пределы, значений положительного и отрицательного отклонений напряжения, количества отключений встроенного контактора.

Обмен информацией с внешними устройствами обработки данных осуществляется по имеющимся интерфейсам, в зависимости от исполнения.

Обслуживание счетчиков производится с помощью технологического программного обеспечения «MeterTools».

В случае выхода ЖКИ счетчика из строя информацию можно считать по имеющимся интерфейсам, в зависимости от исполнения, с помощью технологического программного обеспечения «MeterTools».

Знак поверки наносится на счетчики.

Заводской номер наносится на лицевую панель счетчика.

Общий вид средства измерений, места нанесения знака поверки и схемы пломбировки от несанкционированного доступа, приведены на рисунках с 1 по 12. Общий вид дистанционного индикаторного устройства приведен на рисунке 13.



Рисунок 1 – Общий вид счетчика в корпусе типа W1



Рисунок 2 – Общий вид счетчика в корпусе типа W2

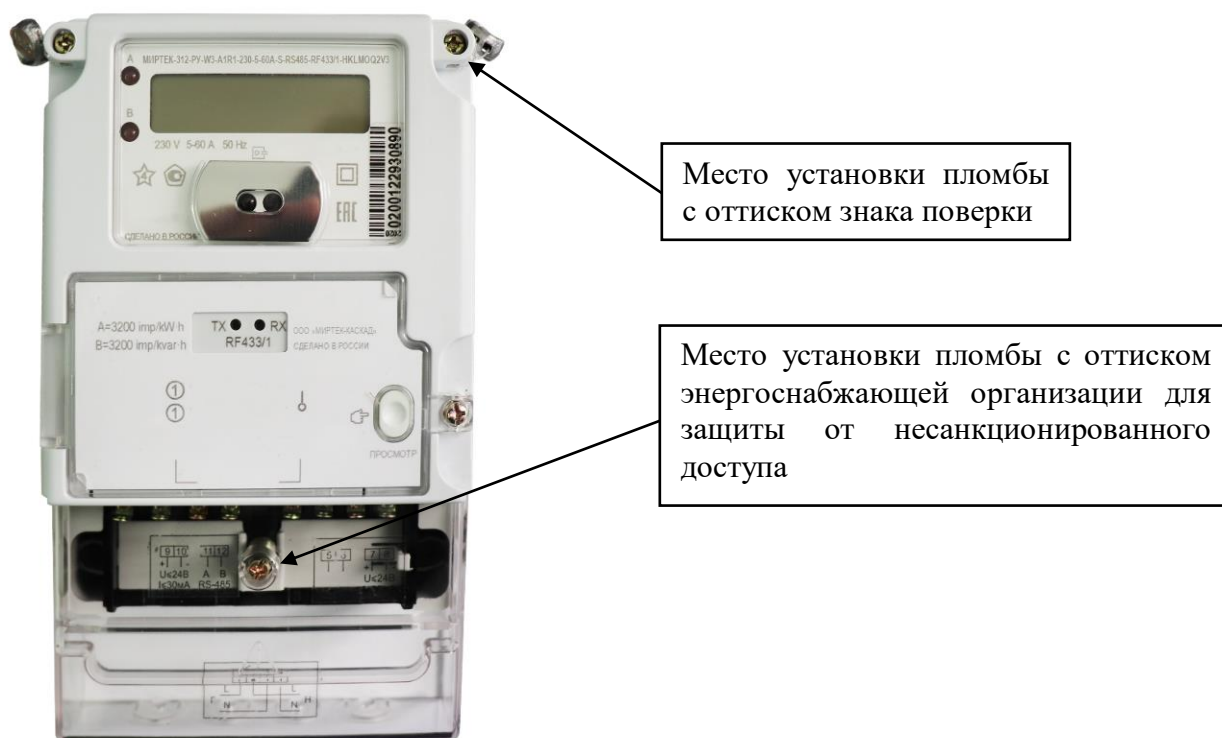


Рисунок 3 – Общий вид счетчика в корпусе типа W3

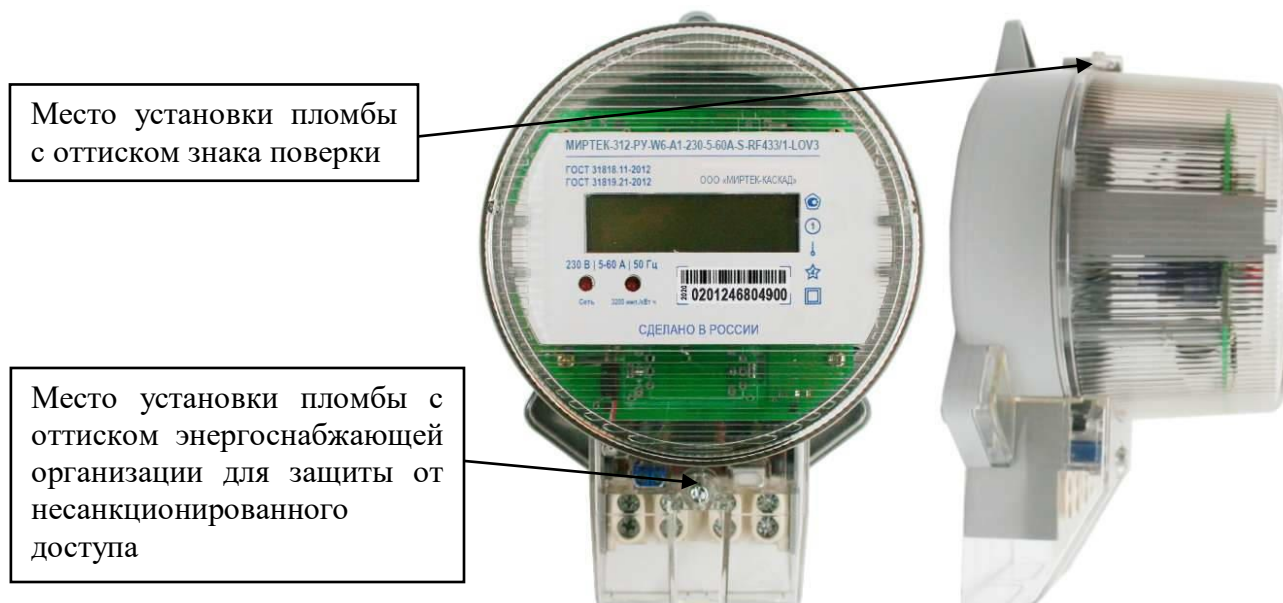


Рисунок 4 – Общий вид счетчика в корпусе типа W6

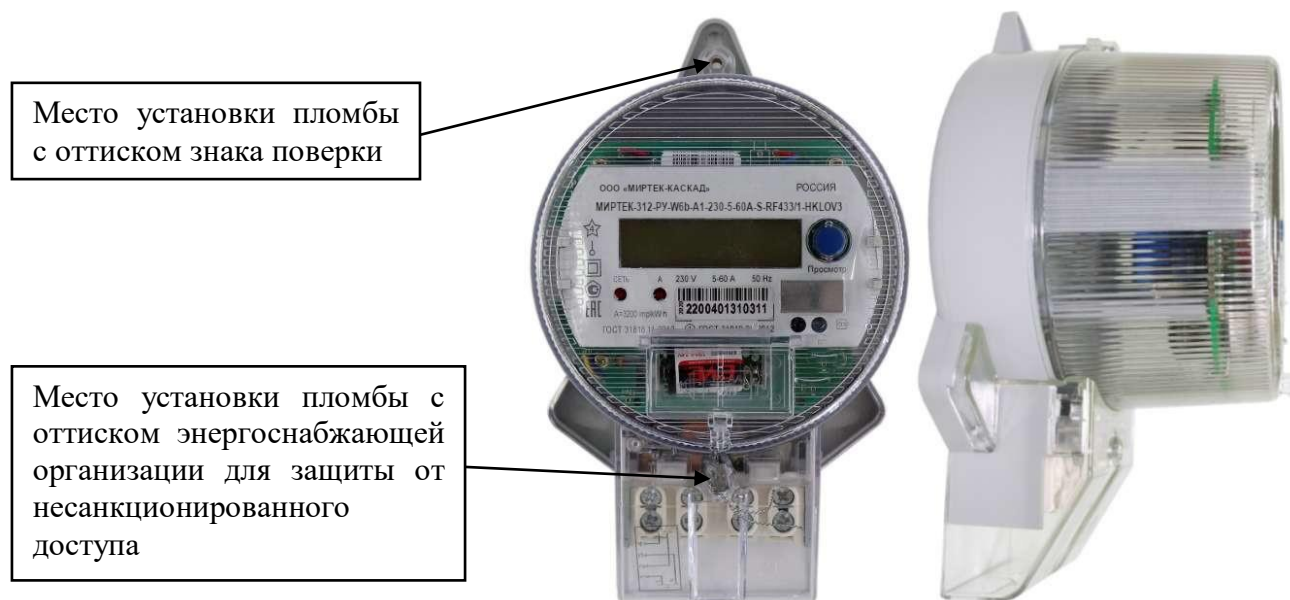


Рисунок 5 – Общий вид счетчика в корпусе типа W6b

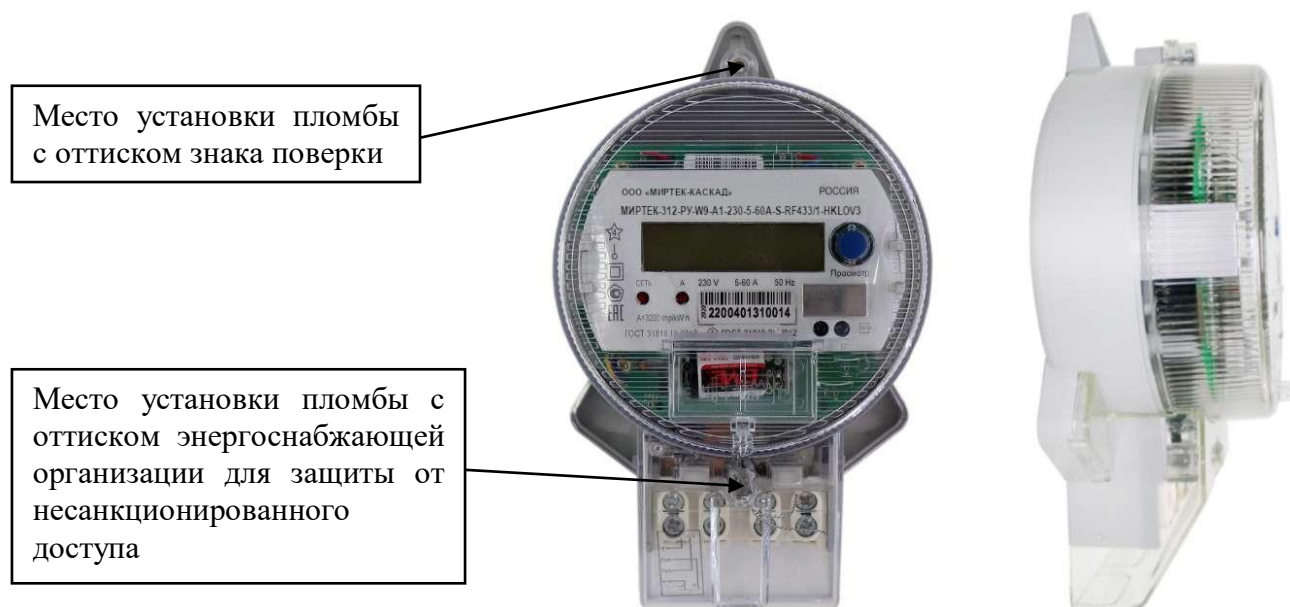


Рисунок 6 – Общий вид счетчика в корпусе типа W9



Рисунок 7 – Общий вид счетчика в корпусе типа D1

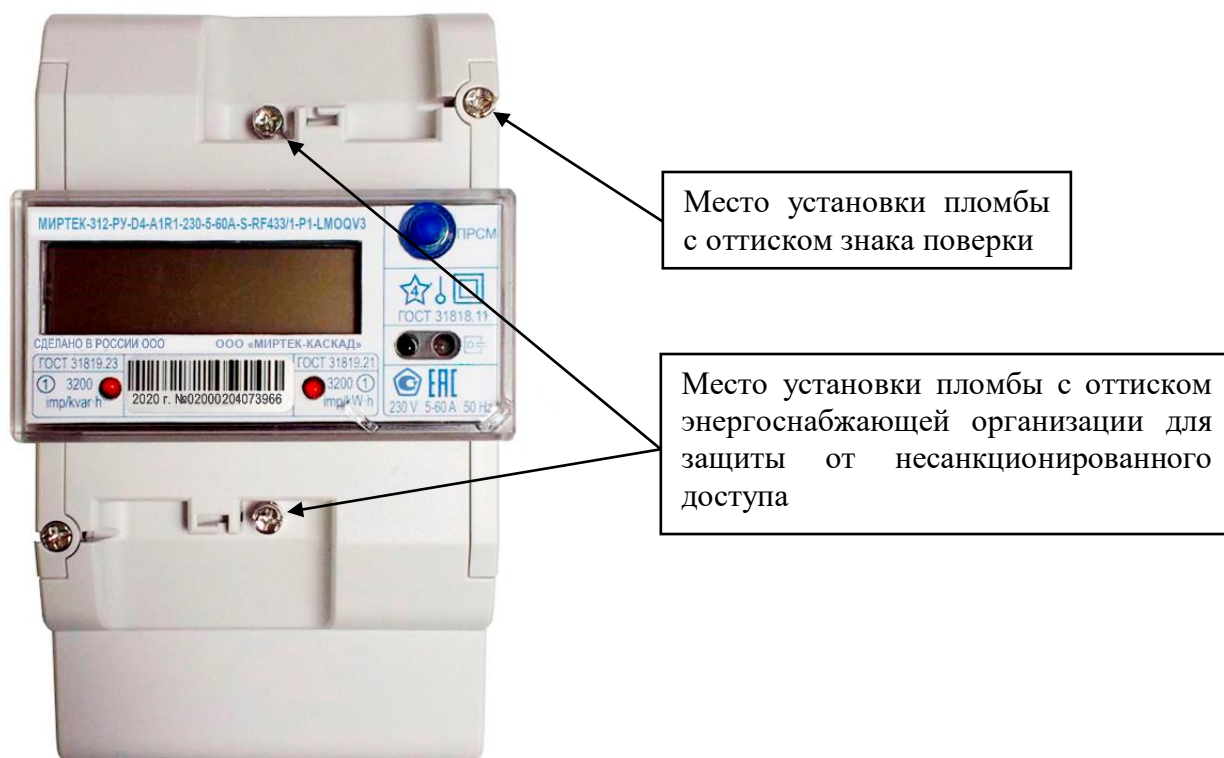


Рисунок 8 – Общий вид счетчика в корпусе типа D4



Место установки пломбы с оттиском знака поверки

Место установки пломбы с оттиском энергоснабжающей организации для защиты от несанкционированного доступа

Рисунок 9 – Общий вид счетчика в корпусе типа D5



Место установки пломбы с оттиском знака поверки

Место установки пломбы с оттиском энергоснабжающей организации для защиты от несанкционированного доступа

Рисунок 10 – Общий вид счетчика в корпусе типа SP1



Рисунок 11 – Общий вид счетчика в корпусе типа SP2

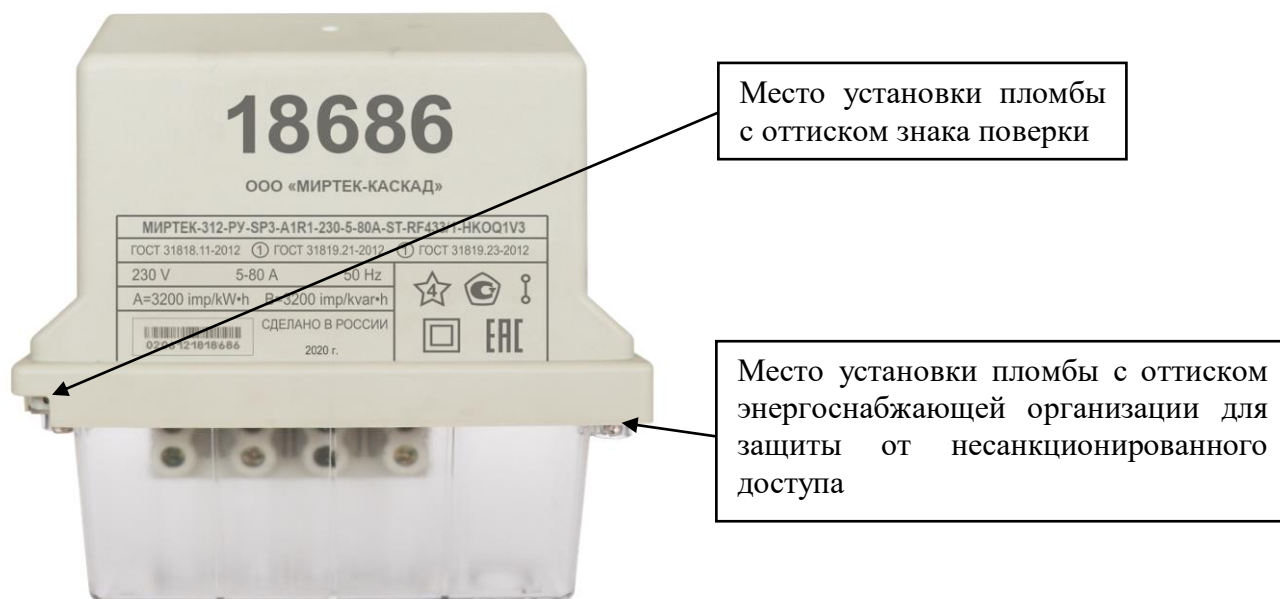


Рисунок 12 – Общий вид счетчика в корпусе типа SP3



Рисунок 13 – Общий вид дистанционного индикаторного устройства

Программное обеспечение

По своей структуре ПО разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части, имеет контрольную сумму метрологически значимой части и записывается в счетчик на стадии его производства.

Влияние программного ПО на метрологические характеристики счетчиков находится в пределах, указанных в таблицах с 2 по 6. Диапазон представления, длительность хранения и дискретность результатов измерений соответствуют нормированной точности счетчика.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	MT2	MT3	MT4
Идентификационное наименование ПО	MT2	MT3	MT4
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0	не ниже 1.0	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО	254A	3AC6	54AD
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	CRC	CRC	CRC

Метрологические и технические характеристики

Классы точности по ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012, в зависимости от исполнения, указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Классы точности счетчиков

Символы в условном обозначении	Класс точности при измерении энергии	
	активной	реактивной
A1	1	—
A1R1	1	1
A1R2	1	2

Максимальные значения стартовых токов счетчиков в зависимости от класса точности приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Максимальные значения стартовых токов счетчиков

	Класс точности счетчика		
	1 по ГОСТ 31819.21-2012	1 по ГОСТ 31819.23-2012	2 по ГОСТ 31819.23-2012
Стартовый ток	$0,0025 I_b$	$0,0025 I_b$	$0,005 I_b$

Пределы погрешностей при измерении напряжения, положительного и отрицательного отклонения напряжения, тока, частоты, отклонения частоты, мощности, коэффициента мощности (для счетчиков с символом «М» в условном обозначении) указаны в таблице 4.

Таблица 4 – Пределы погрешности измерений параметров электрической энергии

Параметр	Пределы погрешности измерений
Частота, Гц	$\pm 0,01$
Отклонение частоты, Гц	$\pm 0,01$
Активная мгновенная мощность, %	± 1
Реактивная мгновенная мощность, %	± 1
Полная мгновенная мощность, %	± 1
Положительное отклонение напряжения, %	$\pm 0,4$
Отрицательное отклонение напряжения, %	$\pm 0,4$
Напряжение, %	$\pm 0,4$
Фазный ток, %	± 1
Ток нейтрали, %	± 1
Коэффициент мощности, %	± 1

Таблица 5 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное фазное напряжение $U_{ном}$, В	220; 230
Базовый ток I_b , А	5; 10
Максимальный ток $I_{макс}$, А	50; 60; 80; 100
Диапазон входных сигналов: - сила тока - напряжение - коэффициент мощности	от $0,05I_b$ до $I_{макс}$ (от 0,75 до 1,2) $U_{ном}$ от 0,8 (емкостная) до 1,0 от 1,0 до 0,5 (индуктивная)
Рабочий диапазон изменения частоты измерительной сети счетчика, Гц	$50 \pm 7,5$
Пределы основной абсолютной погрешности часов за интервал времени 1 сут, с	$\pm 0,5$
Пределы основной абсолютной погрешности часов за интервал времени 1 сут при отключенном питании счетчика, с	± 1
Пределы дополнительной температурной погрешности часов счетчика за интервал времени 1 сут, на каждый градус Цельсия, с	$\pm 0,15$

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон значений постоянной счетчика по активной электрической энергии, имп/(кВт·ч)	от 800 до 3200
Диапазон значений постоянной счетчика по реактивной электрической энергии, имп/(квар·ч)	от 800 до 3200
Количество десятичных знаков отсчетного устройства, не менее	8
Разрешающая способность счетного механизма отсчетного устройства, кВт·ч, не менее	0,01
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока при базовом токе, В·А, не более	0,3
Полная (активная) мощность, потребляемая каждой цепью напряжения при номинальном значении напряжения, В·А (Вт), не более	10 (2)
Длительность хранения информации при отключении питания, лет, не менее	30
Срок службы батареи, лет, не менее	16
Число тарифов, не менее	4
Число временных зон, не менее	12
Глубина хранения значений электрической энергии на начало месяца, мес, не менее: - для счетчиков с символом «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2»	24 36
Глубина хранения значений электрической энергии на начало суток, сут, не менее: - для счетчиков с символом «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2»	93 128
Глубина хранения значений электрической энергии на начало интервала 30 мин, сут, не менее: - для счетчиков с символом «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2»	93 128
Глубина хранения значений электрической энергии, потребленной за интервал 30 мин, сут, не менее: - для счетчиков с символом «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2»	93 128
Интервал усреднения мощности для фиксации профиля нагрузки, мин ¹⁾	30
Глубина хранения профиля нагрузки при интервале усреднения 30 мин, сут ²⁾ , не менее: - для счетчиков с символом «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2»	93 128
Количество записей в журнале событий, не менее: - для счетчиков с символом «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2»	384 1000

Продолжение таблицы 6

Наименование характеристики	Значение
Количество оптических испытательных выходов с параметрами по ГОСТ 31818.11-2012: - для счетчиков с символами «A1», «SP2» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2»	1 2
Скорость обмена информацией по интерфейсам, бит/с	9600
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более Тип корпуса: - W1 - W2 - W3 - W6 - W6b - W9 - D1 - D4 - D5 - SP1 - SP2 - SP3	196×122×58 182×126×56 202×118×75 209×128×104 209×128×110 209×128×76 131×91×70 161×91×70 111×91×62 240×165×77 160×110×65 180×165×77
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +70 от 30 до 98 от 70 до 106,7
Масса, кг, не более	1,5
Срок службы счетчика, лет, не менее	30
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	220000
¹⁾ По требованию заказчика возможна реализация настраиваемого интервала усреднения мощности из ряда: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 мин. ²⁾ Минимальная глубина хранения профиля нагрузки при других значениях интервала усреднения может быть рассчитана по формуле $D_{мин} = \frac{I_{тек}}{30} \cdot D_{30}$, где $I_{тек}$ – текущий интервал усреднения мощности, мин; D_{30} – глубина хранения профиля нагрузки при интервале усреднения 30 мин, сут	

Знак утверждения типа

наносится на панель счетчика офсетной печатью (или другим способом, не ухудшающим качества), на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Счетчик электрической энергии однофазный multifunctional «МИРТЕК-312-РУ»	«МИРТЕК-312-РУ»	1 шт.	Исполнение соответствует заказу
Пломба свинцовая	—	1 – 3 шт.	В зависимости от типа корпуса
Леска пломбировочная	—	1 – 3 шт.	В зависимости от типа корпуса
Руководство по эксплуатации	МИРТ.411152.169РЭ	1 экз.	В электронном виде
Формуляр	МИРТ.411152.169ФО	1 экз.	В бумажном виде
Методика поверки	РТ-МП-156-551-2021	1 экз.	В электронном виде по отдельному заказу
Дистанционное индикаторное устройство	—	1 шт.	Поставляется только со счетчиками в корпусных исполнениях для установки на опору ЛЭП, по согласованию с заказчиком может быть исключено из комплекта поставки
Кронштейн для крепления на опоре ЛЭП	—	1 шт.	Поставляется только со счетчиками в корпусных исполнениях для установки на опору ЛЭП
Упаковка	—	1 шт.	Потребительская тара
Технологическое программное обеспечение «MeterTools»	—	1 экз.	В электронном виде
Примечание – Последние версии технологического программного обеспечения и документации размещены на официальном сайте mirtekgroup.ru и свободно доступны для загрузки			

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Подготовка и порядок работы» руководства по эксплуатации МИРТ.411152.169РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии однофазным multifunctional «МИРТЕК-312-РУ»

ГОСТ 31818.11-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии.

ГОСТ 31819.21-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

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

ГОСТ 8.551-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений электрической мощности и электрической энергии в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц.

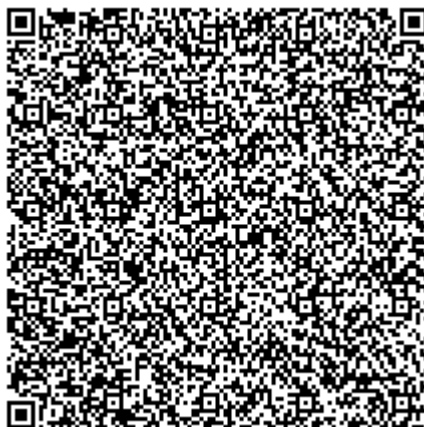
МИРТ.411152.169ТУ Счетчики электрической энергии однофазные
многофункциональные «МИРТЕК-312-РУ». Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МИРТЕК-КАСКАД»
(ООО «МИРТЕК-КАСКАД»)
ИНН 4028068856
Адрес: 248008, г. Калуга, ул. Механизаторов, д. 38
Юридический адрес: 248017, г. Калуга, ул. Московская, д. 302, офис 22А
Телефон: +7 (4842) 715915
Веб-сайт: mirtekgroup.ru
E-mail: mirtek@kenergo.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 Факс: +7 (495) 546-45-01
E-mail: info@rostest.ru
Веб-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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83198-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Южная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Южная (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

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

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 330 кВ Курская АЭС - Южная I цепь	СА 362 кл.т. 0,2S Ктт = 1500/1 рег. № 23747-02	VCU кл.т. 0,2 Ктн = (330000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-300 рег. № 19495-03
2	ВЛ 330 кВ Курская АЭС - Южная II цепь	СА 362 кл.т. 0,2S Ктт = 1500/1 рег. № 23747-02	НДКМ-330 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (330000/√3)/(100/√3) рег. № 46570-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
3	ВЛ 110 кВ Южная - Атомград I цепь с отпайкой на ПС Октябрьская (ВЛ 110 кВ Южная - Атомград № 1)	ТВУ-110-50 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 3182-72	ТЕМР 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
4	ВЛ 110 кВ Южная - Атомград II цепь с отпайкой на ПС Октябрьская (ВЛ 110 кВ Южная - Атомград № 2)	ТВУ-110-50 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 3182-72	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
5	ВЛ 110 кВ Южная - Волокно I цепь	ТВУ-110-50 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 3182-72	ТЕМР 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ВЛ 110 кВ Южная - Волокно II цепь	ТВУ-110-50 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 3182-72	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-300 рег. № 19495-03
7	ВЛ 110 кВ Южная - Долгие Буды с отпайкой на ПС 110 кВ Любостань (ВЛ 110 кВ Южная - Долгие Буды)	ТВУ-110-50 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 3182-72	ТЕМР 123 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
8	ВЛ 110 кВ Курская АЭС - Южная	ТВУ-110-50 кл.т. 0,5 К _{тт} = 750/5 рег. № 3182-72	ТЕМР 123 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
9	ВЛ 110 кВ Южная - Льгов с отпайками	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
10	ВЛ 110 кВ Южная - Рыбинские Буды с отпайками	ТВУ-110-50 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 3182-72	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
11	ВЛ 110 кВ Курская ТЭЦ-1 - Южная I цепь	ТВУ-110-50 кл.т. 0,5 К _{тт} = 750/5 рег. № 3182-72	ТЕМР 123 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
12	ВЛ 110 кВ Курская ТЭЦ-1 - Южная II цепь с отпайкой на ПС ПТФ	ТВУ-110-50 кл.т. 0,5 К _{тт} = 750/5 рег. № 3182-72	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
13	ОМВ-110	ТВУ-110-50 кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 3182-72	ТЕМР 123 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03 НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	КТП-10 10 кВ, ВЛ 10 кВ ф.№7 Автодор-Южная	ТНШЛ-0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 1500/5 рег. № 1673-69	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-300 рег. № 19495-03
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.					

Таблица 3 - Метрологические характеристики

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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	2,4	1,3	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
3 – 8, 10 – 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,8	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
3 – 8, 10 – 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	2,0
	0,5	-	2,7	1,8	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-300: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 40000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

– пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	СА 362	12 шт.
Трансформатор тока	ТВУ-110-50	30 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	3 шт.
Трансформатор тока	ТНШЛ-0,66	3 шт.
Трансформатор напряжения	VCU	3 шт.
Трансформатор напряжения	НДКМ-330 УХЛ1	3 шт.
Трансформатор напряжения	ТЕМР 123	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ	3 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	14 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-300	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ПТР.ЦЗ1.301.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Южная», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311298 в Реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Южная

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Web-сайт: www.ackye.ru

E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

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

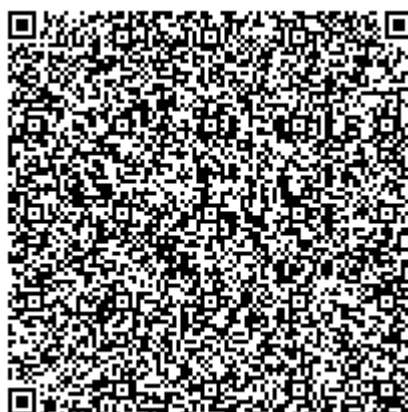
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83199-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

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

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S К _{тт} = 1200/5 рег. № 52260-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
2	ВЛ 110 кВ Мценск - Чернь с отпайкой на ПС Коммаш	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
3	ВЛ 110 кВ Мценск - Орловская Районная II цепь с отпайками	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
4	ВЛ 110 кВ Мценск - Залегощь с отпайкой на ПС Кочеты	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
5	ВЛ 110 кВ Мценск - Болхов №1 с отпайками	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 200/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ВЛ 110 кВ Мценск - МЛЗ II цепь	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 200/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
7	ОВ-110 кВ	ТФНД-110М кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 2793-71	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84 НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.					

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2)%} ,	δ _{5 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{100 %} ,
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1	2	3	4	5	6
1 – 6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2

Продолжение таблицы 3

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

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	70000 72 55000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

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

- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТГФМ-220	3 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	15 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-110М	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	7 шт.
Устройство сбора и передачи данных	TK16L	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ПТР.Ц28.286.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Мценск», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311298 в Реестре аккредитованных лиц.

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

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)
ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Web-сайт: www.ackye.ru

E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

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

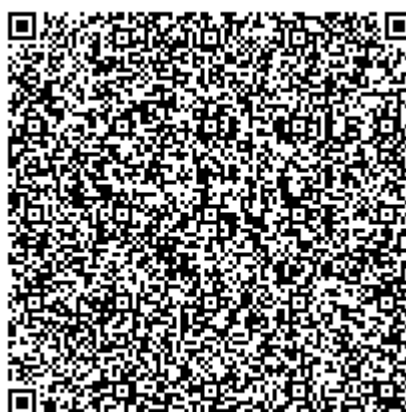
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

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 «27» сентября 2021 г. № 2112

Регистрационный № 83200-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ «Строительная»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ «Строительная» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения 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:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК) ПС 110 кВ «Строительная», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее по тексту – БД) на базе программного обеспечения (далее по тексту - ПО) «АльфаЦЕНТР», устройства синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ).

Первичные ток и напряжение 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, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на уровень ИВК, где производится сбор, накопление, умножение на коэффициенты трансформации и хранение результатов измерений.

В сервере информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее четырех лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Передача информации в филиал АО «СО ЕЭС», АО «Концерн Росэнергоатом» и другим заинтересованным субъектам осуществляется от АРМ с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP. Передача информации в АО «АТС» и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ осуществляется от АРМ в виде файла-отчета с результатами измерений, в формате XML с использованием ЭЦП в программно-аппаратный комплекс Коммерческого оператора оптового рынка электроэнергии и мощности (ПАК КО) АО «АТС».

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);

- сбор информации (результаты измерений, журналы событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии (далее по тексту – ОРЭМ).

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

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ. Синхронизация и коррекция шкалы времени сервера ИВК осуществляется с помощью устройство синхронизации системного времени УССВ-2, которое обеспечивает автоматическую синхронизацию шкалы часов сервера с национальной шкалой координированного времени UTC (SU), при превышении порога ± 1 с происходит коррекция шкалы часов сервера. Шкалы часов счетчиков синхронизируются от сервера с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция шкалы часов счетчиков проводится при расхождении шкалы часов счетчика и сервера более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дату, часы, минуты) 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 указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» версии не ниже 15.07.

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».

Метрологически значимой частью ПО «АльфаЦЕНТР» является библиотека Metrology.dll. Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР», установленного в ИВК указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Другие идентификационные данные (если имеются)	ac_metrology.dll

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Строительная НВ АЭС-2, ОРУ-110 кВ, Т-1-10 МВА Ввод 110 кВ	ТГФМ-110 II* кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 36672-08	ЗНОГ-110 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 23894-07	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	УССВ-2 рег.№ 54074-13
2	ПС 110 кВ Строительная НВ АЭС-2, ОРУ-110 кВ, Т-2-10 МВА Ввод 110 кВ	ТГФМ-110 II* кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 36672-08	ЗНОГ-110 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 23894-07	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, 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 ИК

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

Таблица 4 – Метрологические характеристики погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ

Номер ИК	Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с
1, 2	5

Таблица 5 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электрической энергии - для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4
диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТН - для ТТ - для счетчиков - УССВ-2 - для сервера	от -45 до +40 от -40 до +55 от +10 до +30 от -10 до +55 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03.01: - средняя наработка до отказа, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ-2: - средняя наработка до отказа, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 74500 2
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 4

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТГФМ-110 II*	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОГ-110	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	2 шт.
Устройством синхронизации системного времени	УССВ-2	1 шт.
Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.282.8.1ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с применением системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ «Строительная», аттестованной ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ «Строительная»

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 «Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях» (Филиал «Нововоронежская атомная станция»)
(Нововоронежская АЭС)

ИНН 7721632827

Адрес: 109507 г.Москва, ул. Ферганская, д.25

Телефон: +7 (47364) 7-33-15

Факс: +7 (47364) 7-33-02

E-mail: nvnp1@nvnp1.rosenergoatom.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, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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

