

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2114

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.	Сеть базисная опорная активная	"Сеть дифференциальных геодезических станций Тюменской области"	Е	83256-21	001	Акционерное общество "Терминал-Рошино" (АО "Терминал-Рошино"), г. Тюмень	Акционерное общество "Терминал-Рошино" (АО "Терминал-Рошино"), г. Тюмень	ОС	651-20-069 МП	2 года	Акционерное общество "Терминал-Рошино" (АО "Терминал-Рошино"), г. Тюмень	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево	21.06.2021
2.	Приборы контроля пневматические	ПК	С	83257-21	ПКП.1ПТ зав.№ 012119, ПКП.1ЭТ зав.№ 12118, ПКР.2Т зав.№ 12117	Общество с ограниченной ответственностью "Завод "Тизприбор" (ООО "Завод "Тизприбор"), Нижегородская область, г. Дзержинск	Общество с ограниченной ответственностью "Завод "Тизприбор" (ООО "Завод "Тизприбор"), Нижегородская область, г. Дзержинск	ОС	9078611 МП	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Завод "Тизприбор" (ООО "Завод "Тизприбор"), Нижегородская область, г. Дзержинск	ФБУ "Нижегородский ЦСМ", г. Нижний Новгород	30.06.2021
3.	Счетчики однофазные	АГАТ	С	83258-21	АГАТ 1-1 зав.№№ 160353, 160354,	Общество с ограниченной	Общество с ограниченной	ОС	ПФ2.720.0 12 МП	16 лет	Общество с ограниченной	ФГУП "ВНИИМС", г.	21.06.2021

	статические				160355; АГАТ 2-27М1 зав.№№ 160364, 160365, 160366	ответственно-стью "МЗЭП-АГАТ" (ООО "МЗЭП-АГАТ"), г. Москва	ответственно-стью "МЗЭП-АГАТ" (ООО "МЗЭП-АГАТ"), г. Москва				ответственно-стью "МЗЭП-АГАТ" (ООО "МЗЭП-АГАТ"), г. Москва	Москва	
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Бондаревская ВЭС АО "Ветро-ОГК"	Обозначение отсутствует	Е	83259-21	001	Общество с ограниченной ответственностью "Инжиниринговый центр "ЭнергопромАвтоматизация" (ООО "ИЦ "ЭПА"), г. Санкт-Петербург	Акционерное общество "Ветроэнергетическая отдельная генерирующая компания" (АО "Ветро-ОГК"), г. Москва	ОС	МП ЭПР-380-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инжиниринговый центр "ЭнергопромАвтоматизация" (ООО "ИЦ "ЭПА"), г. Санкт-Петербург	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская область, г. Красногорск	14.07.2021
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Разрез Кирбинский"	Обозначение отсутствует	Е	83260-21	837	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "Разрез Кирбинский" (ООО "Разрез Кирбинский"), Республика Хакасия, г. Черногорск	ОС	МП СМО-1407-2021	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	19.07.2021
6.	Трансформаторы напряжения емкостные	ТСVT 420	С	83261-21	30153198, 30153199, 30153200	Фирма Trench Italia S.r.l., Италия	Фирма Trench Italia S.r.l., Италия	ОС	ГОСТ 8.216-2011	8 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Сименс Энергетика" (ООО "Сименс	ООО "ИЦРМ", г. Москва	26.03.2021

											Энергетика"), г. Москва		
7.	Анализаторы качества электроэнергии	KEW серии 6000	С	83262-21	KEW 6305 № 8169265,	Компания "KYORITSU ELECTRICAL INSTRUMENTS WORKS, LTD.", Япония. Заводы-изготовители: "Kew (Thailand) Ltd.", Таиланд; "KYORITSU SHANGHAI TRADING COMPANY LIMITED", Китай	Компания "KYORITSU ELECTRICAL INSTRUMENTS WORKS, LTD.", Япония	ОС	ИЦРМ-МП-031-21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Брис-Энерго" (ООО "БрисЭнерго"), г. Москва	ООО "ИЦРМ", г. Москва	02.04.2021
8.	Комплексы аппаратно-программные	"САДКО 20"	С	83263-21	SD77001, SD77002	Общество с ограниченной ответственностью "СДВК" (ООО "СДВК"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "СДВК" (ООО "СДВК"), г. Москва	ОС	26.51-002-20588989-2020 МП	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "СДВК" (ООО "СДВК"), г. Москва	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская обл., г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево	16.07.2021
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО	Обозначение отсутствует	Е	83264-21	001	Акционерное общество "Энергосбытовая компания РусГидро" (АО "ЭСК РусГидро"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "МТВ 21" (ООО "МТВ 21"), Чувашская Республика - Чувашия, г. Чебоксары	ОС	МП ЭПР-387-2021	4 года	Акционерное общество "Энергосбытовая компания РусГидро" (АО "ЭСК РусГидро"), г. Москва	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	30.07.2021

	"МТВ 21"												
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Лента" ТК-45	Обозначение отсутствует	Е	83265-21	051	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП ЭПР-388-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация Комплект Учет Проект" (ООО "АКУП"), г. Москва	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	03.08.2021
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Лента" ТК-68	Обозначение отсутствует	Е	83266-21	057	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП ЭПР-389-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация Комплект Учет Проект" (ООО "АКУП"), г. Москва	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	05.08.2021
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО	Обозначение отсутствует	Е	83267-21	053	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП ЭПР-390-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация Комплект Учет Проект" (ООО "АКУП"), г. Москва	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	10.08.2021

	"Лента" ТК-55												
13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Республики Хакасия	Обозначение отсутствует	Е	83268-21	180	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312601-0023.21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "ИИГ "КАРНЕОЛ", г. Магнитогорск	30.07.2021
14.	Расходомеры многофазные	Урал-МР	С	83269-21	1365/02/20	Общество с ограниченной ответственностью "Корпорация Уралтехнострой" (ООО "Корпорация Уралтехнострой"), г. Уфа	Общество с ограниченной ответственностью "Корпорация Уралтехнострой" (ООО "Корпорация Уралтехнострой"), г. Уфа	ОС	МП 1302-9-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Метрологический центр "Единство" (ООО "МЦ "Единство"), г. Казань	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	03.08.2021
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электро-	Обозначение отсутствует	Е	83270-21	ЭПК1510/19	Акционерное общество "Энергопромышленная компания" (АО "ЭПК"), г. Екатеринбург	Акционерное общество "Электрокабель "Кольчугинский завод" (АО "Электрокабель "Кольчугинский завод"), Влади-	ОС	МП 201-034-2021	4 года	Акционерное общество "Энергопромышленная компания" (АО "ЭПК"), г. Екатеринбург	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	13.08.2021

	энергии (АИИС КУЭ) АО "Электрокабель "Кольчугинский завод"						мирская область, г. Кольчугино						
16.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Даурия" Забайкальской ЖД - филиала ОАО "РЖД" в границах Забайкальского края	Обозначение отсутствует	Е	83271-21	5473-1-64.1-ЭСТ4	Акционерное общество "Форатек ЭнергоТрансСтрой" (АО "Форатек ЭТС"), г. Екатеринбург	ОАО "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва	ОС	РТ-МП-805-500-2021	4 года	Акционерное общество "Форатек ЭнергоТрансСтрой" (АО "Форатек ЭТС"), г. Екатеринбург	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	30.06.2021
17.	Осциллографы цифровые запоминающие	РТО6	С	83272-21	№ 101161, с опциями В96, В110, В10, В6; № 101162, с опциями В96, В104, В7	"Rohde & Schwarz zavod Vimperk, s.r.o.", Чехия	"Rohde & Schwarz GmbH & Co. KG", Германия	ОС	РТ-МП-493-441-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "РОДЕ И ШВАРЦ РУС" (ООО "РОДЕ И ШВАРЦ РУС"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	30.07.2021
18.	Счетчики воды турбинные	"Миномесс"	С	42812-21	2019 8862384, 2019 8862387, 2019 8862393, 2019	Общество с ограниченной ответственностью	Общество с ограниченной ответственностью	ОС	ГОСТ 8.156-83, МИ 1592-	4 года - для счет-	Общество с ограниченной ответственностью	ФБУ "Тюменский ЦСМ", г. Тюмень	21.12.2020

					8862394, 2019 8862373, 2019 8862374, 2019 8862403, 19162514, 19162515, 19162519, 19162520, 19162521, 19162526, 19162530	стью "Миноль энергосбере- жение" (ООО "Миноль энер- госбереже- ние"), г. Тю- мень	стью "Миноль энергосбере- жение" (ООО "Миноль энер- госбереже- ние"), г. Тю- мень		2015	чиков горя- чей воды, 6 лет - для счет- чиков хо- лод- ной воды	стью "Миноль энергосбере- жение" (ООО "Миноль энер- госбереже- ние"), г. Тю- мень		
19.	Расходомеры переменного перепада давления	ITABAR +E	C	83273-21	200733111, 200733115, 200753171	Фирма "Intra- Automation GmbH", Гер- мания	Фирма "Intra- Automation GmbH", Гер- мания	ОС	МП 2550- 0377-2020	5 лет, 4 года - при ком- плекта ции ИБК RMC 621, RMS 621	Акционерное общество "Ав- томатика- Север" (АО "Автоматика- Север"), г. Санкт- Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д. И. Менде- леева", г. Санкт- Петербург	22.04.2021
20.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Сол- нечная	Обозна- чение отсут- ствует	E	83274-21	АУВП.411711.ФСК .003.05/21	Филиал Пуб- личного акци- онерного об- щества "ФСК ЕЭС" - МЭС Волги (Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" - МЭС Волги), г. Са- мара	Публичное акционерное общество ФСК ЕЭС (ПАО ФСК ЕЭС), г. Москва	ОС	МП 26.51.43/54 /21	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Элестро" (ООО "Элест- ро"), г. Самара	ФБУ "Самар- ский ЦСМ", г. Самара	25.06.2021
21.	Система ин- формацион- но- измеритель-	АИИС- У-ЭС-02	E	83275-21	01	Публичное акционерное общество "ОДК-	Публичное акционерное общество "ОДК-	ОС	П.4643.000 МП	2 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Научно-	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	19.07.2021

	ная автоматизированная					Кузнецов" (ПАО "ОДК-Кузнецов"), г. Самара	Кузнецов" (ПАО "ОДК-Кузнецов"), г. Самара				внедренческий центр "Нав-geoТест" (ООО "НВЦ "Нав-geoТест"), Московская область, г. Мытищи		
22.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ НПС-11	Обозначение отсутствует	Е	83276-21	294	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	РТ-МП-878-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	20.08.2021
23.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ НПС-24	Обозначение отсутствует	Е	83277-21	293	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	РТ-МП-783-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	10.08.2021
24.	Измерители давления	Testo 550	С	83278-21	Testo 557s зав. №№ 83312832, 83306814, 83312789, 83304732,	Testo SE & Co. KGaA, Германия; Testo Instruments (Shenzhen) Co.	Testo SE & Co. KGaA, Германия	ОС	РТ-МП-874-442-2021	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Тэсто-Рус" (ООО	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	24.06.2021

					83304693, 83307434, 83305511, 83305321, 83300592, 83301435, 8330757, 83301457, 83300767, 83301588, 83300922, 83301005, 83301026, 83301033, 83298354, 83296679, 83296489, 83306779, 83267505, 83312828; Testo 550s заб. №№ 83361340, 83361216, 83321649, 83361655, 83361344, 83361772, 83361659, 83361844, 83360187, 83360185, 83360223, 83254930, 83359318, 83361628, 83360205, 83359321, 83360204, 83360169, 83361391, 83359859, 83294148,	Ltd., KHP					"ТэстоРус"), г. Москва		
--	--	--	--	--	---	-----------	--	--	--	--	---------------------------	--	--

					83294160, 83294246, 83284737, 83291754, 83292014, 83269698, 83291684, 83304380; Testo 550i зав. №№ 83326616, 83327234, 83327228, 83292475,83327147, 83327285								
25.	Дифракто- метры рент- геновские портативные	УРАН	С	83279-21	УРАН 50 № 2000002, УРАН 100 № 2010002, УРАН 300 № 2030001	Фирма обще- ство с ограни- ченной ответ- ственностью "Амтертек" (фирма ООО "Амтертек"), г. Москва	Фирма обще- ство с ограни- ченной ответ- ственностью "Амтертек" (фирма ООО "Амтертек"), г. Москва	ОС	МП 20/31- 2021	1 год	Фирма обще- ство с ограни- ченной ответ- ственностью "Амтертек" (фирма ООО "Амтертек"), г. Москва	АО "НИЦПВ", г. Москва	08.04.2021
26.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) АО "Уралорг- синтез"	Обозна- чение отсут- ствует	Е	83280-21	901	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "Уралоргсин- тез" (АО "Ура- лоргсинтез"), Пермский край, г. Чай- ковский	ОС	МП СМО- 3007-2021	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	30.07.2021
27.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но-	Обозна- чение отсут- ствует	Е	83281-21	081	Общество с ограниченной ответственно- стью "Лента" (ООО "Лен-	Общество с ограниченной ответственно- стью "Лента" (ООО "Лен-	ОС	МП ЭПР- 394-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Автоматизация Ком-	ООО "Энер- гоПромРе- сурс", Мос- ковская обл., г. Красногорск	17.08.2021

	измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Лента" ТК-212					та"), г. Санкт-Петербург	та"), г. Санкт-Петербург				плект Учет Проект" (ООО "АКУП"), г. Москва		
28.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Лента" ТК-154	Обозначение отсутствует	Е	83282-21	072	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП ЭПР-393-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация Комплекта Учет Проект" (ООО "АКУП"), г. Москва	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	13.08.2021
29.	Приборы для измерения артериального давления	Обозначение отсутствует	С	83283-21	G190900736, B190900726, G191101238, B191020373, B190702341, B191020361, G200500409, B200707448, B200707449, B200302005, G200301312, B200102934	"A&D Company, Limited", Япония; "Wenzhou Longwan Medical Device Factory", Китай; "A&D Electronics (Shenzhen) Co., Ltd.", Китай; "Wenzhou Bokang Instruments Co., Ltd.", Китай; "Shanghai Caremate Medical Device Co., Ltd.", Китай	"A&D Company, Limited" ("Эй энд Ди компани, Лимитед"), Япония	ОС	Р 1323565.2.001-2018	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Эй энд Ди РУС" (ООО "Эй энд Ди РУС"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	21.12.2020

30.	Трансформаторы напряжения	4MT 48 XD	E	83284-21	03/30188727, 03/30188730, 03/30188729, 03/30188728	Фирма "Siemens AG", Германия	Фирма "Siemens AG", Германия	ОС	ГОСТ 8.216-2011	8 лет	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГО-СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "ИЦРМ", г. Москва	26.02.2021
31.	Трансформатор напряжения	НТМ-10У3	E	83285-21	983	Открытое акционерное общество "Укрэлектрo-аппарат" (ОАО "Укрэлектрo-аппарат"), Украина	Открытое акционерное общество "Укрэлектрo-аппарат" (ОАО "Укрэлектрo-аппарат"), Украина	ОС	ГОСТ 8.216-2011	8 лет	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГО-СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "ИЦРМ", г. Москва	02.02.2021
32.	Трансформаторы напряжения антирезонансные	НТА-МИ-10У3	E	83286-21	393,413	Открытое акционерное общество "Укрэлектрo-аппарат" (ОАО "Укрэлектрo-аппарат"), Украина	Открытое акционерное общество "Укрэлектрo-аппарат" (ОАО "Укрэлектрo-аппарат"), Украина	ОС	ГОСТ 8.216-2011	8 лет	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГО-СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "ИЦРМ", г. Москва	04.02.2021
33.	Газоанализаторы	Gasera ONE HF	C	83287-21	060014	Фирма "Gasera Ltd.", Финляндия	Фирма "Gasera Ltd.", Финляндия	ОС	МП 242-2395-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Промышленный мониторинг и контроль" (ООО "ПМК"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	01.07.2021
34.	Денситометры	X-Rite 361T	E	83288-21	14939, 14966, 14986	"X-Rite, Incorporated", США	"X-Rite, Incorporated", США	ОС	МП 015.Д4-21	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ЮНИТ Колор Текно-	ФГУП "ВНИИОФИ", г. Москва	12.07.2021

											лоджиз" (ООО "ЮНИТ Колор Текнолод- жиз"), г. Москва		
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	---	--	--

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2114

Регистрационный № 42812-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики воды турбинные «Миномесс»

Назначение средства измерений

Счетчики воды турбинные «Миномесс» (далее – счетчики) предназначены для измерения объема воды в системах водоснабжения и теплоснабжения различных отраслей промышленности и коммунального водоснабжения.

Описание средства измерений

По принципу действия счетчики представляют собой самостоятельные интегрирующие измерительные приборы, непрерывно суммирующие объем протекшей через них воды, основанные на механическом принципе, включающем воздействие протекающей воды на скорость вращения подвижного элемента типа турбины.

Счетчики состоят из корпуса, измерительного узла и счетного механизма. В конструкции счётчиков в качестве рабочего элемента используется измерительный узел с турбинкой. Турбинка может быть расположена параллельно (с горизонтальной турбинкой) или перпендикулярно оси трубопровода (с вертикальной турбинкой). Число оборотов турбинки пропорционально объему протекающей воды.

По типу измеряемой жидкости счетчики подразделяются на счетчики холодной воды температурой от 0 до плюс 40 °С и счетчики горячей воды температурой от плюс 40 до плюс 150 °С.

Узлы и детали счетчиков изготавливаются из полимерных материалов, стойких к воздействию окружающей среды в условиях эксплуатации. Корпус счетчика изготавливается из чугуна.

Унифицированные типовые конструкции корпусов счетчиков обеспечивают возможность их применения в составе комбинированных узлов учета.

Счётчики холодной и горячей воды выпускаются следующих модификаций:

а) Счётчики с вертикальной осью турбинки:

Миномесс СВТВ – счётчик с вертикальной осью турбинки для монтажа на открытых трубопроводах;

б) Счётчики с горизонтальной осью турбинки:

Миномесс СВТХ/СВТГ – счётчик холодной/горячей воды для монтажа на открытых трубопроводах;

Примечание: Счётчики Миномесс СВТ могут использоваться в составе теплосчётчиков. В этом случае они имеют дополнительное обозначение Тп перед наименованием счётчика.

По индивидуальному заказу любой из вышеперечисленных счётчиков может комплектоваться модулем для удалённого снятия показаний. В этом случае счетчик имеет дополнительное обозначение «и», которое вводится за основным буквенным обозначением.

Знак поверки наносится в паспорт счетчика воды. Нанесение знака поверки на счетчики не предусмотрено.

Общий вид и схемы пломбировки счетчиков представлены на рисунке 1. Для пломбировки применяются проволоочно-свинцовые пломбы, продаваемые через отверстия в крышке счётного механизма и болте, фиксирующем измерительный узел в корпусе счётчика.



Рисунок 1 – Общий вид и места пломбировки счётчиков

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и основные технические характеристики

Наименование параметра	Норма для счетчика Ду, мм						
	50	65	80	100	125	150	200
Расход воды, м³/ч:							
- наименьший Q _{min}							
класса В	0,45	0,45	0,6	1,0	1,5	2,0	4,0
класса С	0,09	0,15	0,24	0,36	0,60	0,90	1,20
- переходный Q _t							
класса В	0,75	1,0	1,0	2,5	3,5	4,0	6,0
класса С	0,225	0,375	0,60	0,90	1,50	2,25	3,00
- номинальный Q _n	45	60	120	150	200	250	400
- наибольший Q _{max}	90	120	240	300	400	500	600
Порог чувствительности, м³/ч							
класса В	0,15	0,22	0,3	0,5	0,75	1,0	2,0
класса С	0,04	0,05	0,11	0,15	0,15	0,35	0,6
Потеря давления, МПа	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,05
Наименьшая цена деления счетного механизма, м³	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,005	0,005
Емкость счетного механизма, м³	9999999	9999999	9999999	9999999	9999999	9999999	9999999
Строительная длина, мм, не более	200	200	225	250	250	300	350
Высота, мм, не более	215	220	275	290	305	305	375
Диаметр фланцев, мм	166	186	200	220	250	285	340
Масса, кг, не более	13	14	16	20	25	38	49
Метрологические классы точности, с учетом ГОСТ Р 50193.1-92	при горизонтальном монтаже – В или С; при вертикальном монтаже – В						
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения при выпуске из производства и после ремонта:							
– в диапазоне от Q _{min} до Q _t	± 5 %						
– в диапазоне от Q _t до Q _{max} вкл.	± 2 %						
Примечание – Характеристики конкретного счётчика приводятся в его паспорте.							

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом и на корпус счетчика методом флексографии или алюмофото.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Счетчик воды турбинный	Миномесс СВТВ/ СВТХ/СВТГ	1
Руководство по эксплуатации с паспортом	РЭ 4213-001-59643271-2014	1*
Комплект монтажных частей	По индивидуальному заказу	1**
Примечания:		
* - На партию не менее 30 шт.		
** - По индивидуальному заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах 1.4 и 1.6 руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам воды турбинным «Миномесс»

ГОСТ 14167-83 Счетчики холодной воды турбинные. Технические условия

ГОСТ Р 50193.1-92 Измерение расхода воды в закрытых каналах. Счетчики холодной питьевой воды. Технические требования

ГОСТ Р 50193.2-92 Измерение расхода воды в закрытых каналах. Счетчики холодной питьевой воды. Требования к установке

ТУ 4213-001-59643271-2014 Счетчики воды «Миномесс». Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Миноль энергосбережение»
(ООО «Миноль энергосбережение»)

ИНН 7202110760

Адрес: Россия, 625014, г. Тюмень, ул. Новаторов, 13

Телефон/факс: (3452) 68-13-41

Web-сайт: <https://www.minol.ru>

E-mail: sales@minol.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

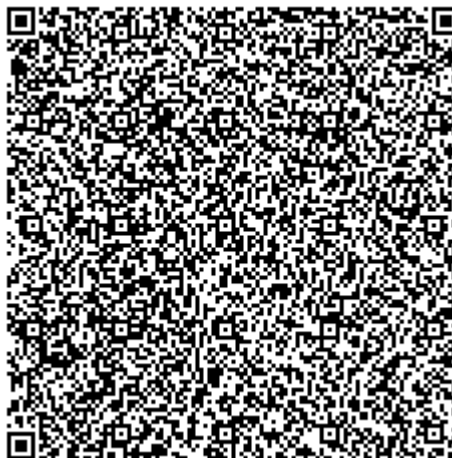
Телефон: (3452) 20-62-95

Факс: (3452) 28-00-84

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

E-mail: mail@csм72.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Тюменский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311495



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2114

Регистрационный № 83256-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Сеть базисная опорная активная «Сеть дифференциальных геодезических станций Тюменской области»

Назначение средства измерений

Сеть базисная опорная активная «Сеть дифференциальных геодезических станций Тюменской области» (далее – сеть) предназначена для закрепления на местности, хранения и передачи с заданной точностью систем координат и длин базисов на территории Тюменской области.

Описание средства измерений

Принцип действия сети основан на использовании метода относительного позиционирования по ГОСТ Р 53606-2009. Дифференциальные геодезические станции производят непрерывный прием навигационных сигналов глобальных навигационных спутниковых систем, измерения их параметров, первичную обработку с использованием встроенного программного обеспечения (далее – ПО) и запись результатов, которые по каналам связи передаются в вычислительный центр (далее – ВЦ). ВЦ по результатам измерений станций с помощью специального ПО определяет в режиме постобработки точные координаты пунктов сети в заданной системе координат и значения базисов.

Передача координат сетью осуществляется либо путем предоставления потребителю координат отдельных пунктов и измерительной информации с них для самостоятельной постобработки, либо путем организации прямого доступа аппаратуры потребителя к корректирующей информации в реальном времени, либо по запросу пользователя формирует виртуальную базовую станцию (VRS), с которой генерируются корректирующие поправки.

Конструктивно сеть представляет собой совокупность распределенных на территории Тюменской области опорных базисных геодезических пунктов, оснащенных непрерывно действующими дифференциальными геодезическими станциями, в комплект которых включены геодезические приемники сигналов глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС и GPS, и ВЦ, соединенного с опорными станциями проводными и/или беспроводными каналами связи.

В состав сети входят:

- двадцать шесть опорных базисных геодезических пунктов класса СГС-1 с расположенными на них постоянно действующими дифференциальными геодезическими станциями на территории Тюменской области, размещенных в населенных пунктах Абатское, Армизонское, Бердюжье, Голышманово, Демьянское, Исетское, Казанское, Кальчинское месторождение, Демьянское, Нижняя Тавда, Сладково, Сорокино, Упорово, Юргинское, Усть-Тегуское месторождение, Тямкинское месторождение, Аромашево, Вагай, Викулово, Ишим, Омутинское, Тюмень, Тобольск, Уват, Ялуторовск, Ярково;
- ВЦ, расположенный в г. Тюмень и на виртуальном сервере ВЦ;
- аппаратура и каналы связи для обмена информацией между ВЦ, опорными станциями и пользователями.

Опорные геодезические пункты оборудованы GNSS-станциями опорными спутниковыми геодезическими многочастотными Trimble NetR9, из них десять GNSS-станций составляют эталонный комплект GNSS-станций опорных эталонных Trimble NetR9-1, предназначенный для поверки сети.

Схема расположения опорных базисных геодезических пунктов сети приведена на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер сети размещается на корпусе персонального компьютера (далее - ПК), расположенного в ВЦ в г. Тюмень в виде наклейки типографским способом.

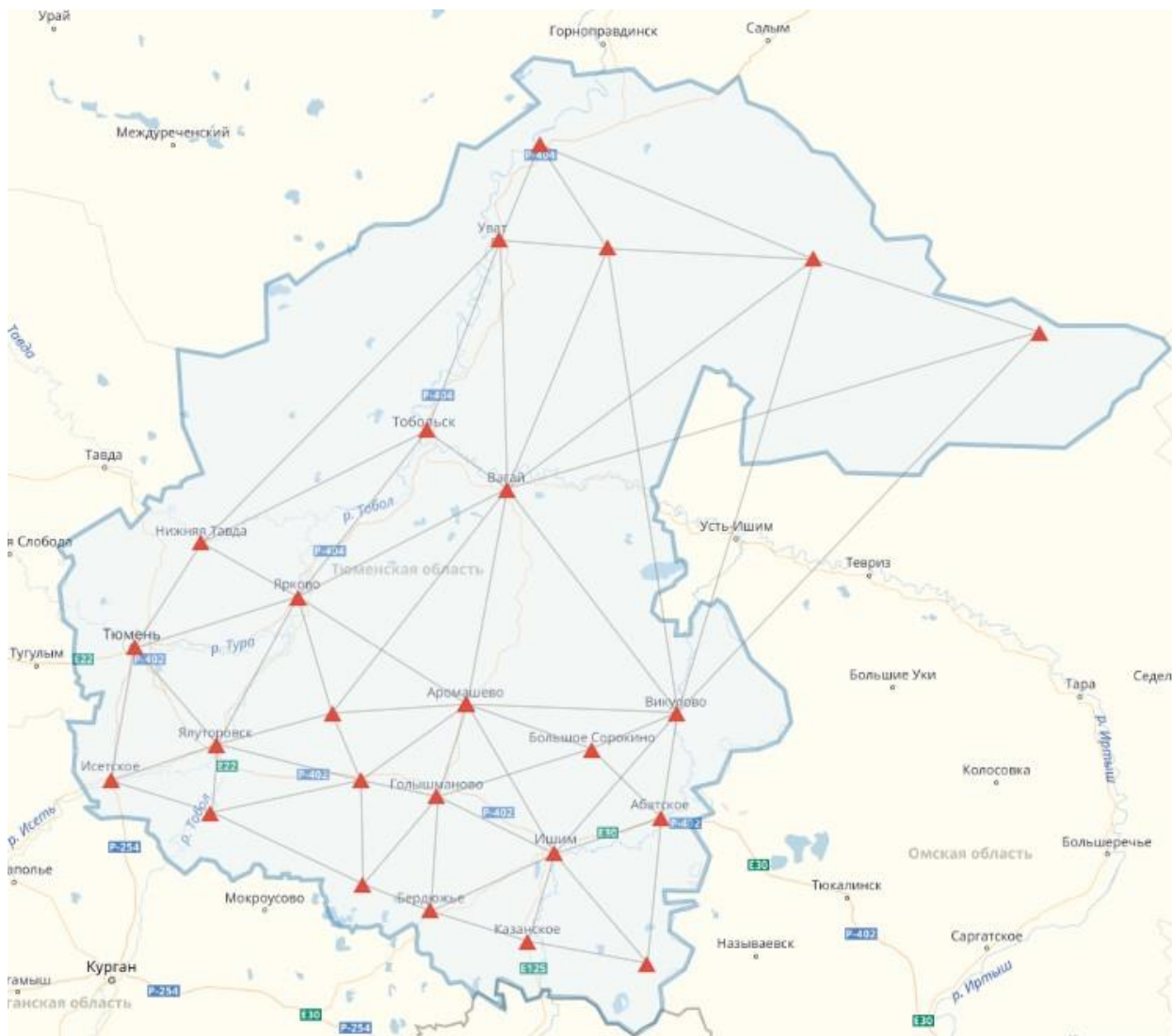


Рисунок 1 – Схема расположения опорных базисных геодезических пунктов

Пломбирование сети не предусмотрено.

Программное обеспечение

В управлении сетью используется ПО СНС CRNet, осуществляющее сбор данных от базовых станций в реальном масштабе времени, хранение данных, обработку данных, передачу данных потребителям, контроль состояния сети (в том числе систему предупреждения). Средства для программирования или изменения метрологически значимых функций отсутствуют.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CPS-1.1.1436-RC-20190627-en.msi
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.20
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	41C7462B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения приращений координат объекта в режиме постобработки ¹⁾ , мм в плане по высоте	± 30 ± 60
Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения приращений координат объекта в режиме реального времени ¹⁾ , мм в плане по высоте	± 60 ± 60
¹⁾ Диапазон работы режима от 0,07 до 30 км	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации температура окружающего воздуха, °C	от -40 до +65

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность сети

Наименование	Обозначение	Количество
1 Сеть базисная опорная активная «Сеть дифференциальных геодезических станций Тюменской области» в составе:	-	1 комплект
1.1 опорные базисные геодезические пункты, оборудованные в составе:	-	26 шт.
1.1.1 GNSS-станции опорные спутниковые геодезические многочастотные	Trimble NetR9	16 шт.
1.1.2 комплект GNSS-станций опорных эталонных (заводские номера: 5025K68527, 5048K71838, 5049K72168, 5049K72276, 5048K71851, 5025K68519, 5024K68422, 5048K71832, 5023K67917, 5025K68514)	Trimble NetR9-1	10 шт.
1.1.3 GNSS-антенна	Zephyr Geodetic 2	26 шт.
1.1.4 колпак погодозащитный для GNSS-антенны	-	26 шт.
1.1.5 устройство молниезащиты	-	26 шт.
1.1.6 кабель антенный коаксиальный (30 м)	-	26 шт.

Наименование	Обозначение	Количество
1.1.7 кабель для передачи данных в ПК	USB	26 шт.
1.1.8 кабель для передачи данных в ПК	RS-232	26 шт.
1.1.9 кабель электропитания к опорной станции	-	26 шт.
1.1.10 кабель	Ethernet	26 шт.
1.1.11 кронштейн для крепления GNSS-антенны	-	26 шт.
1.1.12 сейф металлический	-	26 шт.
1.1.13 блок электрических розеток	220 В	26 шт.
1.1.14 мачта крепления антенны с крепежными материалами	-	26 шт.
1.1.15 маршрутизатор	-	26 шт.
1.2 центр управления в составе:	-	1 комплект
1.2.1 виртуальный сервер		
1.2.2 ПК		
1.2.3 источник бесперебойного питания		
1.2.4 программное обеспечение СНС CRNet	-	1 шт.
2 Сеть базисная опорная активная «Сеть дифференциальных геодезических станций Тюменской области». Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
3 Сеть базисная опорная активная «Сеть дифференциальных геодезических станций Тюменской области». Паспорт	-	1 экз.
4 Методика поверки	651-20-069 МП	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Сеть базисная опорная активная «Сеть дифференциальных геодезических станций Тюменской области». Руководство по эксплуатации», раздел 1.2 «Описание и работа составных частей сети».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к сети базисной опорной активной «Сеть дифференциальных геодезических станций Тюменской области»

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

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Акционерное общество «Терминал-Рощино» (АО «Терминал-Рощино»), г. Тюмень
ИНН 7204003620

Адрес: 625033, Россия, г. Тюмень, ул. Сергея Ильюшина, д. 10, корп. 4

Телефон: (3452) 500-336

E-mail: info@ggs72.ru

Испытательный центр

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

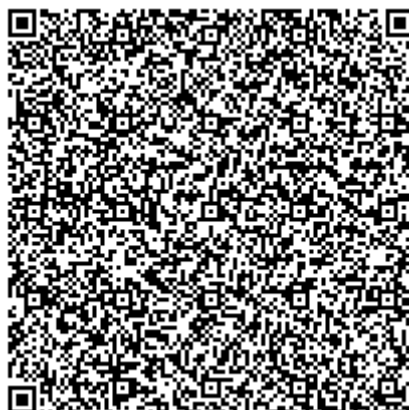
Адрес: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Телефон (факс): (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы контроля пневматические ПК

Назначение средства измерений

Приборы контроля пневматические ПК (далее по тексту – приборы контроля) предназначены для измерения избыточного давления и показания значений сигналов пневматических датчиков и других устройств, выдающих унифицированные аналоговые сигналы в пределах от 20 до 100 кПа (от 0,2 до 1,0 кгс/см²), а также непрерывной записи этих сигналов; пневматической или электрической сигнализации предельных значений.

ПКП.1Т – предназначен для измерения величины одного параметра;

ПКП.1ПТ - предназначен для измерения величины одного параметра и пневматической сигнализации предельных его значений;

ПКП.1ЭТ - предназначен для измерения величины одного параметра и электрической сигнализации предельных его значений;

ПКП.2Т – предназначен для измерения величины двух параметров;

ПКР.1Т - предназначен для измерения и непрерывной записи на ленточной диаграмме и показания по шкале величины одного параметра;

ПКР.2Т - предназначен для измерения и непрерывной записи на ленточной диаграмме и показания по шкале величин двух параметров.

Описание средства измерений

Принцип действия измерительного механизма приборов основан на методе силовой компенсации, при котором момент, развиваемый чувствительным элементом, уравновешивается моментом пружины обратной связи.

Приборы контроля состоят:

Приборы контроля состоят из следующих основных частей:

- измерительного механизма (преобразователя);
- механизма перемещения каретки с пером и стрелкой;
- дроссельной колодки;
- шасси;
- корпуса.

Дополнительно приборы контроля включают в себя:

- ПКП.1ПТ - пневматический блок сигнализации
- ПКП.1ЭТ - электрический блок сигнализации
- ПКР.1Т и ПКР.2Т - редуктор с электродвигателем, лентопротяжный механизм.

Заводские номера приборов находятся на табличке, прикрепленной к задней стенке прибора. Заводской номер выбит, что обеспечивает возможность прочтения и сохранности номера в процессе эксплуатации.

Конструкция приборов контроля не обеспечивает возможность их опломбирования, так как они являются приборами щитового исполнения.

Общий вид приборов контроля представлен на рисунке 1

Фотографии общего вида приборов представлены на рисунке 1.



ПКП.1Т



ПКП.1ПТ



ПКП.1ЭТ



ПКП.2Т



ПКР.1Т



ПКР.2Т

Рисунок 1

Пломбирование приборов контроля не предусмотрено.

Программное обеспечение - отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1- Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерения входных пневматических аналоговых сигналов, кПа	от 20 до 100
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности к номинальному диапазону входного сигнала 80 кПа (0,8 кгс/см ²), %: - ПКП.1ПТ*, ПКП.1ПТ*, ПКР.1Т*, ПКР.2Т*; - ПКП.1ПТ, ПКП.1ПТ, ПКР.1Т, ПКР.2Т	±0,5 ±1,0
Вариация показаний не должна превышать основную погрешность, % - ПКП.1ПТ*, ПКП.1ПТ*, ПКР.1Т*, ПКР.2Т*; - ПКП.1ПТ, ПКП.1ПТ, ПКР.1Т, ПКР.2Т	0,5 1,0

Наименование характеристики	Значение
Дополнительная погрешность, вызванная отклонением температуры окружающего воздуха на каждые 10 °С от (20 ±5) °С в пределах рабочего диапазона температур и выраженная в процентах номинального диапазона изменения входного сигнала, не должна превышать основную погрешность, %: - ПКП.1ПТ*, ПКП.1ПТ*, ПКР.1Т*, ПКР.2Т*; - ПКП.1ПТ, ПКП.1ПТ, ПКР.1Т, ПКР.2Т	±0,4 ±0,5
Давление питания, кПа	140 ±14
* - заказываются по отдельному заказу	

Таблица 2 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Питание электропривода диаграммной ленты приборов ПКР.1Т, ПКР.2Т: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	230 ±22 50 ±0,2		
Скорость перемещения диаграммной ленты, мм/ч	20		
Масса, кг, не более ПКР.1Т ПКР.2Т ПКП.1Т ПКП.1ЭТ ПКП.1ПТ ПКП.2Т	4,0 4,5 2,0 2,0 2,0 3,0		
Габаритные размеры, мм, не более ПКР.1Т ПКР.2Т ПКП.1Т ПКП.1ЭТ ПКП.1ПТ ПКП.2Т	Длина 340 340 220 270 270 340	Ширина 145 145 75 75 75 75	Высота 150 150 150 150 150 150
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	от + 5 до + 50 до 98 от 84 до 106,7		
Средняя наработка на отказ не менее, ч	50000		
Средний срок службы не менее, лет	8		

Знак утверждения типа

наносится на табличку, прикрепленную к задней стенке прибора методом шелкографии и на титульный лист эксплуатационной документации – типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки должен соответствовать таблицам 3, 4, 5

Таблица 3- Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначения модели	Количество
Прибор контроля пневматический ПК	ПКП.1Т; ПКП.1ПТ; ПКП.2Т	1
Руководство по эксплуатации *	9078611 РЭ	1
Паспорт	9078611 ПС	1
Методика поверки *	9078611 МП	1
Кронштейн **	9990683	2
Примечание: * В электронном виде, на сайте www.tizpribor.com ** Поставляется по заказу потребителя.		

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначения модели	Количество
Прибор контроля пневматический ПК	ПКР.1Т; ПКР.2Т	1
Руководство по эксплуатации *	9078611 РЭ	1
Паспорт	9078611 ПС	1
Методика поверки *	9078611 МП	1
Кронштейн **	9990683	2
Разъем **	ШР16П2НШ8Н	1
Примечание: * В электронном виде, на сайте www.tizpribor.com ** Поставляется по заказу потребителя.		

Таблица 5 - - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначения модели	Количество
Прибор контроля пневматический ПК	ПКП.1ЭТ	1
Руководство по эксплуатации *	9078611 РЭ	1
Паспорт	9078611 ПС	1
Методика поверки *	9078611 МП	1
Кронштейн **	9990683	2
Разъем **	РШ2НП-1-17	1
Примечание: * В электронном виде, на сайте www.tizpribor.com ** Поставляется по заказу потребителя.		

Сведения о методиках (методах) измерения
приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к приборам контроля пневматическим ПК

ГОСТ 14753-82 Приборы контроля пневматические показывающие и регистрирующие ГСП. Общие технические условия.

ГОСТ 13053-76 Приборы устройства пневматические ГСП. Общие технические условия.

Приказ Росстандарта от 29.06.2018 № 1339 об утверждении Государственной поверочной схема для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа.

ТУ 26.51.52- 006 - 37185268 – 2018 Приборы контроля пневматические ПК. Технические условия.

Изготовитель:

Общество с ограниченной ответственностью «Завод «Тизприбор»

ООО «Завод «Тизприбор»

ИНН 7713736815

Адрес: 606030, Нижегородская область, город Дзержинск, ул. Набережная Окская, дом 3, помещение Б.

Телефон/факс: 8(495) 540-52-98

Web-сайт: <http://tizpribor.com>

E-mail: zavod@tizpribor.com

Испытательный центр

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

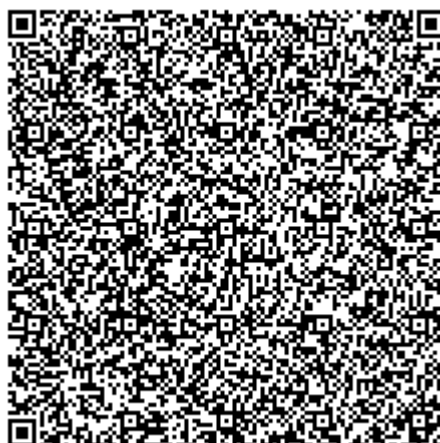
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц 30011-13.

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

Тел. (831) 428-78-78, факс (831) 428-57-48

Web-сайт: <http://www.nnscsm.ru>

E-mail: mail@nnscsm.ru.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2114

Регистрационный № 83258-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики однофазные статические АГАТ

Назначение средства измерений

Счетчики однофазные статические АГАТ (далее – счетчики) предназначены для измерения и однотарифного (АГАТ 1) и многотарифного (АГАТ 2) учёта активной электрической энергии. Счетчики АГАТ 2 имеют функцию отображения характеристик электропотребления и параметров сети, ограничения потребления мощности по уставке. Счетчики АГАТ 2 могут использоваться в составе автоматизированных систем учета и распределения электрической энергии.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на измерении мгновенных значений входных сигналов напряжения и тока в цепи «фазы» и в цепи «нуля» с последующим вычислением активной электрической энергии методом аналого-цифрового преобразования, сохранением данных о потреблении в соответствии с тарифным расписанием и значением часов реального времени в энергонезависимой памяти и выводом данных на устройство отображения информации, а также по запросу на цифровые интерфейсы (только АГАТ 2).

Счетчики состоят из следующих основных частей: датчиков тока и напряжения, аналого-цифровых преобразователей, суммирующего устройства, являющегося также устройством отображения информации (только в АГАТ 1), устройства обработки информации (только в АГАТ 2), часов реального времени (только в АГАТ 2), энергонезависимой памяти и цифровых выходов (только в АГАТ 2).

В качестве датчика тока используется шунт. Аналого-цифровой преобразователь (АГАТ 1) или устройство обработки информации (АГАТ 2) счетчика ведет учет электрической энергии.

В качестве датчиков напряжения используются резистивные делители.

Аналого-цифровые преобразователи, устройство обработки информации, часы реального времени и энергонезависимая память выполнены на базе специализированных микросхем.

Суммирующее устройство (устройство отображения информации) счетчиков АГАТ 1 представляет собой механическое отсчетное устройство.

Устройство отображения информации счетчиков АГАТ 2 представляет собой жидкокристаллический индикатор.

Цифровые выходы счетчика представляют собой гальванически изолированные от остальных цепей импульсные выходы и светодиодные индикаторы, предназначенные для проверки счетчиков.

Кроме того, счетчики однофазные статические АГАТ 2 содержат переменные части, обеспечивающие дополнительные функции:

- цифровые интерфейсы: RS-232u, RS-485, предназначенные для изменения параметров конфигурации счетчиков, а также для работы в составе автоматизированных систем учета и распределения электрической энергии. Возможно совмещение цифрового интерфейса RS-232u и импульсного выхода с автоматическим переключением режимов;
- оптический порт для изменения параметров конфигурации счетчиков.

- кнопку управления индикацией на дисплее и управления нагрузкой;
- датчики вскрытия клеммной крышки и кожуха (электронные пломбы);
- блок управления нагрузкой встроенным реле или блок управления нагрузкой посредством внешнего устройства (УЗО или независимый расцепитель);
- входы для подключения дополнительных датчиков.

Измерение и учет с нарастающим итогом активной электрической энергии в счетчиках однофазных статических АГАТ 1 проводятся суммирующим устройством исходя из данных, полученных от аналого-цифровых преобразователей.

Измерение и многотарифный учет с нарастающим итогом по каждому тарифу и суммарно по всем тарифам активной электрической энергии в счетчиках однофазных статических АГАТ 2 проводятся устройством обработки информации исходя из данных, полученных от аналого-цифровых преобразователей и часов реального времени, и сохраняются в энергонезависимую память. В зависимости от исполнения счетчиков проводится: расчет дополнительных параметров (активной мощности, коэффициента мощности, среднеквадратических значений тока и напряжения, частоты сетевого напряжения), учет и хранение в энергонезависимом устройстве базы данных событий, профилей мощности, суточных и месячных срезов энергии. Для поддержания работы часов реального времени при отключении питания счетчика установлена литиевая батарея. Срок службы батареи не менее срока службы счетчика при эксплуатации в установленном диапазоне технических характеристик. Ход часов при отсутствии питания счетчика обеспечивается с помощью встроенной литиевой батареи не менее 3 лет.

Счетчики АГАТ выпускаются в следующих модификациях:

АГАТ		-			
Однотарифный	1				
Многотарифный	2				
Исполнение корпуса 1	1				
Исполнение корпуса 2	2				
Исполнение корпуса 3*	3				
Исполнение корпуса 4	4				
Интерфейс RS232u*			2		
Интерфейс RS232u и оптический порт*			3		
Интерфейс RS485*			5		
Интерфейс RS485 и оптический порт*			7		
Ограничение мощности через внешнее УЗО*					М
Встроенное реле ограничения мощности*					М1

Примечания: * - опция доступна только для счетчиков АГАТ 2. Опции «М» и «М1» счетчика АГАТ 2 необязательны и могут отсутствовать в обозначении модификации.

Заводской номер в формате цифрового обозначения наносится на щиток счетчика методом трафаретной или термотрансферной печати, лазерной гравировки или наклеиванием этикетки.

Общий вид счетчиков с указанием мест пломбирования представлен на рисунках 1-7.

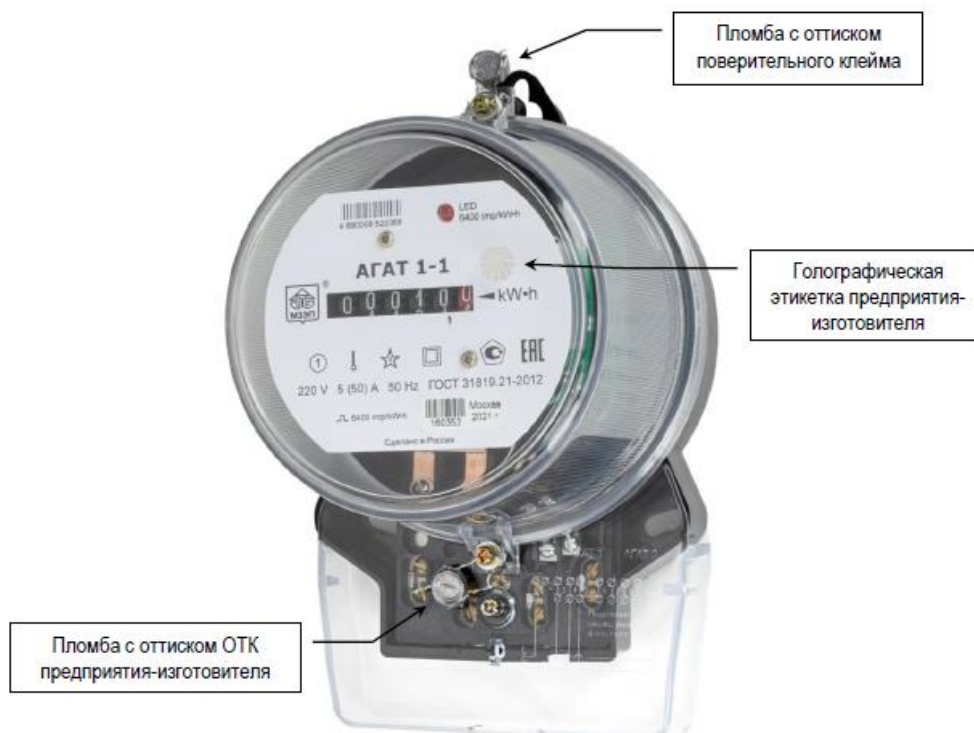


Рисунок 1 - Исполнение корпуса 1. Общий вид счетчика АГАТ 1-1



Рисунок 2 - Исполнение корпуса 3. Общий вид счетчика АГАТ 1-3

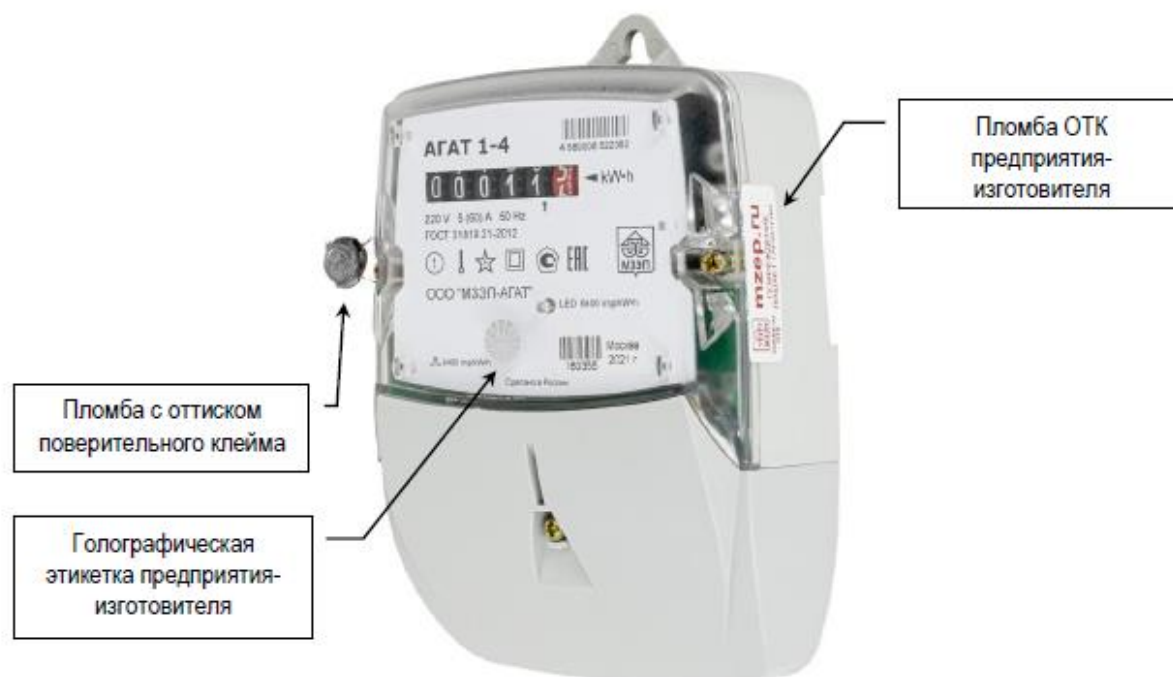


Рисунок 3 - Исполнение корпуса 4. Общий вид счетчика АГАТ 1-4

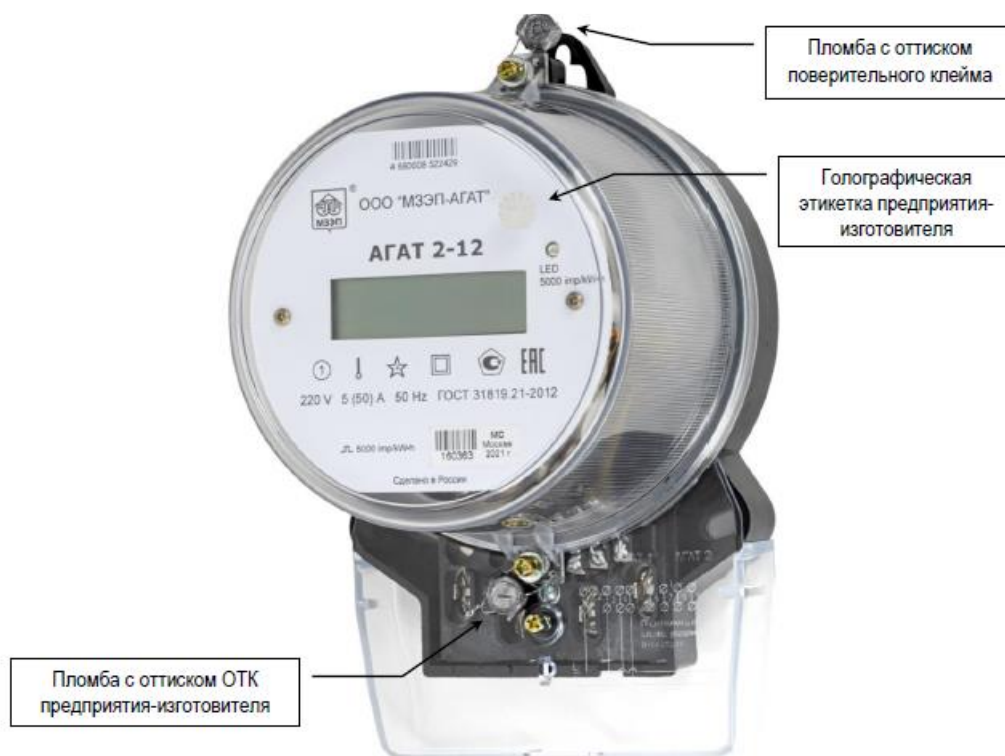


Рисунок 4 - Исполнение корпуса 1. Общий вид счетчика АГАТ 2-12

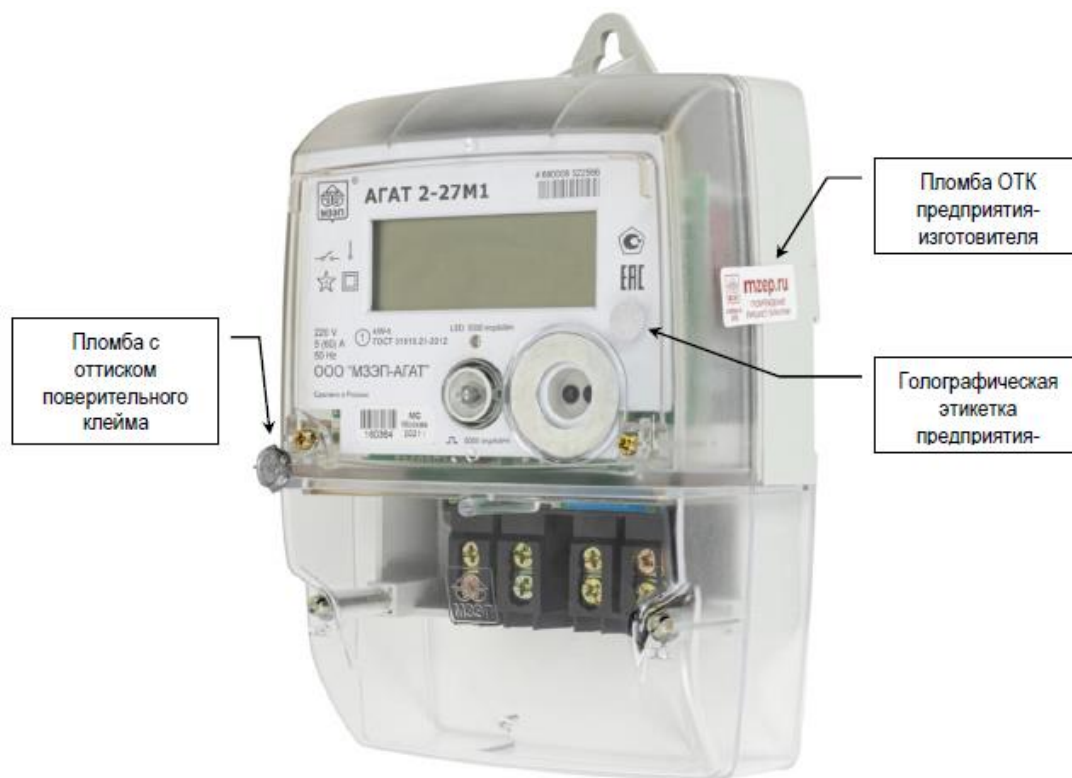


Рисунок 5 - Исполнение корпуса 2. Общий вид счетчика АГАТ 2-27М1



Рисунок 6 - Исполнение корпуса 3. Общий вид счетчика АГАТ 2-32

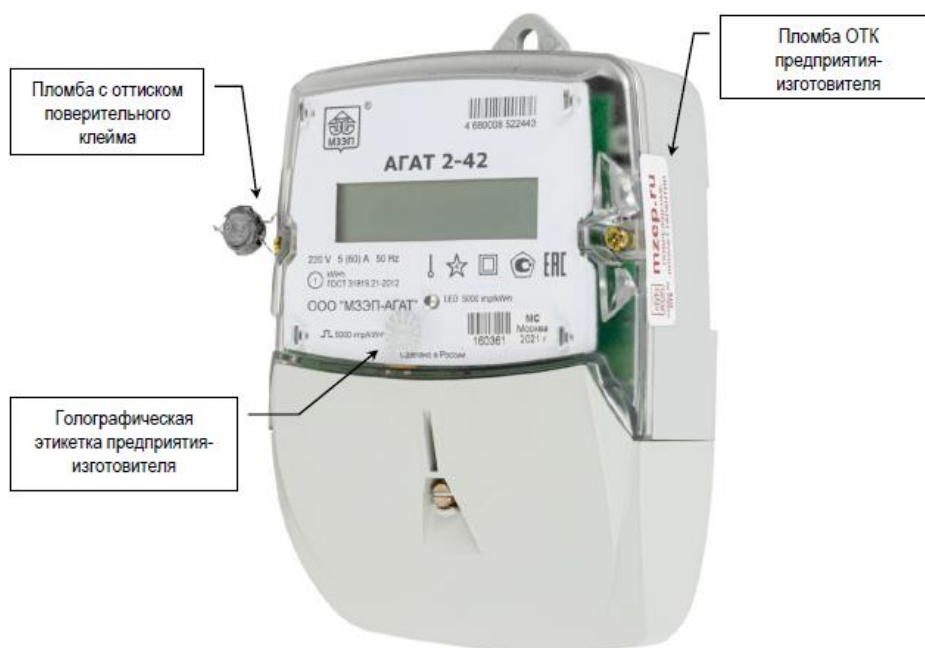


Рисунок 7 - Исполнение корпуса 4. Общий вид счетчика АГАТ 2-42

Программное обеспечение

В счетчиках АГАТ 1 ПО отсутствует.

Идентификационные данные программного обеспечения счетчиков АГАТ 2 приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения счетчиков АГАТ 2

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Идентификационное наименование программного обеспечения	ПФ6.730.136 ПО
Номер версии (идентификационный номер)	1.5
Цифровой идентификатор программного обеспечения	17906 (0x45f2)
Алгоритм вычисления контрольной суммы программного обеспечения	CRC16 полином 0x8005h

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	АГАТ 1	АГАТ 2
Класс точности по ГОСТ 31819.21-2012	1,0	1,0
Номинальное напряжение, В	220 (по заказу 230)	220 (по заказу 230)
Номинальная частота сети, Гц	50	50
Базовый ток, А	5	5
Максимальный ток, А	50; 60	50; 60
Пределы допускаемой основной погрешности часов, не более, с/сут	-	± 0,5
Пределы дополнительной температурной погрешности часов, не более, с/(°C·сут)	-	± 0,15

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	АГАТ 1	АГАТ 2
Полная (активная) мощность, потребляемая цепью напряжения счетчиков, не более, В·А (Вт)	10 (2)	8 (1)
Полная мощность, потребляемая цепью тока счетчиков, не более, В·А	0,1	0,1
Стартовый ток (порог чувствительности), не менее, мА	20	20
Цена одного разряда счетного механизма ЭМУ (АГАТ 1)/ ЖКИ (АГАТ 2), кВт·ч: - младшего - старшего	0,1 10000	0,01 10000
Постоянная счетчика, имп/кВт·ч	3200, 6400	1000, 5000
Количество тарифов: - для счетчиков с ЭМУ - для счетчиков с ЖКИ	1 -	- 4 или 8
Параметры импульсного выхода: - максимальное напряжение, В - максимальный ток, мА	24 30	24 30
Скорость обмена по интерфейсу, бит/с	-	2400, 4800, 9600
Габаритные размеры (длина, ширина, высота), не более, мм Исполнение корпуса 1: Исполнение корпуса 2: Исполнение корпуса 3: Исполнение корпуса 4:	210; 137; 115 - 108;85; 70 163; 106; 56	210; 137; 115 213; 131; 83 108; 85; 70 163; 106; 56
Масса, кг, не более	0,6	1,0
Нормальные условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность при 25°С, не более, % – атмосферное давление, кПа (мм рт.ст.)	от плюс 21 до плюс 25 98 от 70 до 106,7 (525-800)	
Рабочие условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность при 25°С, не более, % – атмосферное давление, кПа (мм рт.ст.)	от минус 40 до плюс 70 98 от 70 до 106,7 (525-800)	
Условия транспортирования: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность при 25°С, не более, % – атмосферное давление, кПа (мм рт.ст.)	от минус 50 до плюс 70 98 от 70 до 106,7 (525-800)	
Условия хранения: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность при 35°С, не более, % – атмосферное давление, кПа (мм рт.ст.)	от 0 до плюс 40 80 от 70 до 106,7 (525-800)	
Средний срок службы, лет, не менее	32	
Средняя наработка до отказа не менее, ч	280000	
Степень защиты корпуса от пыли и воды	IP51	
Класс защиты корпуса	II в корпусе из изоляционного материала	

Знак утверждения типа

Наносится на щиток счетчика методом трафаретной или термотрансферной печати, лазерной гравировки и в паспорт типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик однофазный статический	АГАТ 1 или АГАТ 2	1 шт.
Паспорт	ПФ2.720.021-XX ПС (АГАТ 1) ПФ2.720.0XX-XX ПС (АГАТ 2)	1 экз.
Коробка упаковочная	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ПФ2.720.021 РЭ (АГАТ 1) ПФ2.720.0XX РЭ (АГАТ 2)	1 экз. на партию
Методика поверки	ПФ2.720.012 МП	1 экз. на партию
Ушко (для исполнения корпуса 4)	ПФ8.882.035	1 шт.
Преобразователь интерфейса USB-RS485, RS232ц (АГАТ 2)	ПФ3.035.020	1 шт.*
Преобразователь интерфейса USB-OI (АГАТ 2)	ПФ3.035.022	1 шт.*
Кабель соединительный (АГАТ 2-12)	ПФ6.644.053 (-01)	1 шт.*

* - по отдельному заказу.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.3 Руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к счетчикам

ГОСТ 31818.11-2012 (МЭК 62052-11:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии

ГОСТ 31819.21-2012 (МЭК 62053-21:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2

ГОСТ 8.551-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений электрической мощности и электрической энергии в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 июля 2018 года № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

ТУ 4228-012-66313781-2021 Счетчики однофазные статические АГАТ 1, АГАТ 2. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МЗЭП-АГАТ» (ООО «МЗЭП-АГАТ»)

ИНН 9715391983

Адрес: 127543, г. Москва, ул. Корнейчука, д.54, пом.2

Телефон: +7(999)8862860; +7(903)6844296; +7(977)4913341 +7(925)3329664;

Web-сайт: www.mzep.ru

E-mail: info@mzep.ru

Испытательный центр

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

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

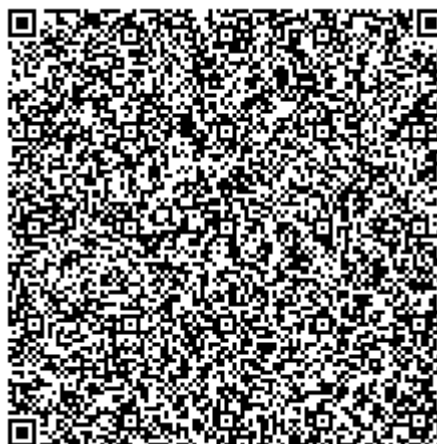
Телефон: +7 (495) 437-55-77

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. № 2114

Регистрационный № 83259-21

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Бондаревская ВЭС АО «ВетроОГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Бондаревская ВЭС АО «ВетроОГК» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Сервер осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) и с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе АО «АТС» и прочими заинтересованными организациями в рамках согласованного регламента.

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов установленных форматов, в том числе заверенных электронно-цифровой подписью, в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), 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 1 раза в час. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УСВ более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении на ± 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 паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Бондаревская ВЭС АО «ВетроОГК».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (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 отно- сительной по- грешности в ра- бочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Бондаревская ВЭС, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Бондаревская ВЭС - Нико- лина Балка	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 600/1 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.03МК.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Dell inc. Power- Edge R340	Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
2	Бондаревская ВЭС, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Бондаревская ВЭС - Ипатово	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 600/1 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.03МК.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
3	Бондаревская ВЭС, ОРУ 110 кВ, СВ 110 кВ	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 600/1 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.03МК.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
			ЗНОГ-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 61431-15 Фазы: А; В; С				Реактив- ная	1,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Бондаревская ВЭС, ЗРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, яч. 1	ТОЛ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 1200/1 Рег. № 70106-17 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-05 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Dell inc. Power- Edge R340	Актив- ная	1,0	2,9
							Реактив- ная	2,0	4,6
5	Бондаревская ВЭС, ЗРУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, яч. 17	ТОЛ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 1200/1 Рег. № 70106-17 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-05 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	1,0	2,9
							Реактив- ная	2,0	4,6
6	Бондаревская ВЭС, ЗРУ-35 кВ, 1 С.Ш. 35 кВ, яч. 4, КЛ 35 кВ ВЭУ- 6 РУ 35 кВ	ТОЛ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 300/1 Рег. № 70106-17 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	1,0	2,9
							Реактив- ная	2,0	4,6
7	Бондаревская ВЭС, ЗРУ-35 кВ, 1 С.Ш. 35 кВ, яч. 5, КЛ 35 кВ ВЭУ- 12 РУ 35 кВ	ТОЛ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 300/1 Рег. № 70106-17 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	1,0	2,9
							Реактив- ная	2,0	4,6
8	Бондаревская ВЭС, ЗРУ-35 кВ, 1 С.Ш. 35 кВ, яч. 7, КЛ 35 кВ ВЭУ- 16 РУ 35 кВ	ТОЛ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 300/1 Рег. № 70106-17 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	1,0	2,9
							Реактив- ная	2,0	4,6
9	Бондаревская ВЭС, ЗРУ-35 кВ, 1 С.Ш. 35 кВ, яч. 6, КЛ 35 кВ ВЭУ- 24 РУ 35 кВ	ТОЛ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 500/1 Рег. № 70106-17 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	1,0	2,9
							Реактив- ная	2,0	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	Бондаревская ВЭС, ЗРУ-35 кВ, 2 С.Ш. 35 кВ, яч. 14, КЛ 35 кВ ВЭУ-32 РУ 35 кВ	ТОЛ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 500/1 Рег. № 70106-17 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Dell inc. Power- Edge R340	Актив- ная	1,0	2,9
							Реактив- ная	2,0	4,6
11	Бондаревская ВЭС, ЗРУ-35 кВ, 2 С.Ш. 35 кВ, яч. 13, КЛ 35 кВ ВЭУ-40 РУ 35 кВ	ТОЛ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 500/1 Рег. № 70106-17 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	1,0	2,9
							Реактив- ная	2,0	4,6
12	Бондаревская ВЭС, ЗРУ-35 кВ, 2 С.Ш. 35 кВ, яч. 12, КЛ 35 кВ ВЭУ-48 РУ 35 кВ	ТОЛ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 500/1 Рег. № 70106-17 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	1,0	2,9
							Реактив- ная	2,0	4,6
13	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
14	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-2	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
15	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-3	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-4	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Dell inc. Power- Edge R340	Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
17	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-5	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
18	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-6	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
19	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-7	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
20	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-8	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
21	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-9	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-10	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Dell inc. Power- Edge R340	Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
23	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-11	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
24	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-12	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
25	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-13	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
26	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-14	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
27	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-15	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
28	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-16	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Dell inc. Power- Edge R340	Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
29	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-17	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
30	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-18	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
31	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-19	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
32	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-20	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
33	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-21	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
34	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-22	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Dell inc. Power- Edge R340	Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
35	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-23	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
36	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-24	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
37	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-25	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
38	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-26	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
39	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-27	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
40	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-28	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Dell inc. Power- Edge R340	Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
41	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-29	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
42	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-30	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
43	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-31	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
44	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-32	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
45	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-33	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
46	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-34	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Dell inc. Power- Edge R340	Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
47	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-35	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
48	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-36	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
49	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-37	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
50	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-38	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
51	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-39	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
52	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-40	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Dell inc. Power- Edge R340	Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
53	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-41	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
54	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-42	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
55	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-43	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
56	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-44	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
57	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-45	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
58	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-46	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Dell inc. Power- Edge R340	Актив- ная	0,6	1,5
59	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-47	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Реактив- ная	1,1	2,5
60	Бондаревская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-48	ТОЛ-СЭЩ-35-08 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35-06 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реактив- ная	1,1	2,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	60
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 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 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от +10 до +35 от +10 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 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	220 000 2 35 000 2 50 000 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	114 40 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	9
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-35	27
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35-08	144
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАЛИ-НТЗ-35-05	2
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАЛИ-НТЗ-35-06	50
Счетчики электрической энергии многофункциональные - измерители ПКЭ	СЭТ-4ТМ.03МК	60
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Сервер	Dell inc. PowerEdge R340	1
Методика поверки	МП ЭПР-380-2021	1
Паспорт-формуляр	ЭНПР.411711.069.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ Бондаревская ВЭС АО «ВетроОГК», 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) Бондаревская ВЭС АО «ВетроОГК»

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 «Инжиниринговый центр «ЭнергопромАвтоматизация» (ООО «ИЦ «ЭПА»)

ИНН: 4706029577

Адрес: 194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 9, лит. «В», корп. 3, офис 129

Телефон: (812) 702-19-28

E-mail: office@epsa-spb.ru

Испытательный центр

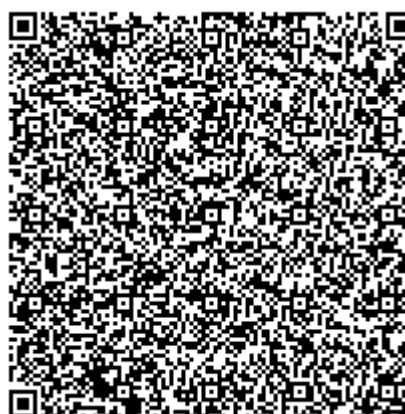
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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. № 2114

Регистрационный № 83260-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Разрез Кирбинский» (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 системного времени УССВ-2 (далее – УССВ), программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» 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 ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ), в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АРМ субъекта ОРЭМ 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».

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

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 35 кВ №61 Кирба, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Яч.04, КВЛ-10 кВ Ф 61-04	ТЛК-СТ-10 У2 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 58720-14	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,7 ±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	ВЛ 10 кВ Ф 61-09, Оп.1, ПКУ №1 10 кВ	ТОЛ-СВЭЛ-10-7 УХЛ2 Кл. т. 0,2S Ктт 200/5 Рег. № 70106-17 ТОЛ-СВЭЛ-10-1 УХЛ2 Кл. т. 0,2S Ктт 200/5 Рег. № 70106-17	НОЛ-10 III УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 66629-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,5 ±2,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-2 от 0°C до плюс 40°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 УССВ-2 на аналогичное 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
1	2
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения УССВ-2, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -60 до +50 от -40 до +60 от -10 до +55 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - 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 в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на 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	ТЛК-СТ-10 У2	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ-10-7 УХЛ2	1 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ-10-1 УХЛ2	1 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	1 шт.
Трансформатор напряжения	НОЛ-10 III УХЛ1	2 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1 шт.
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Методика поверки	МП СМО-1407-2021	1 экз.
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.837 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Разрез Кирбинский», 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

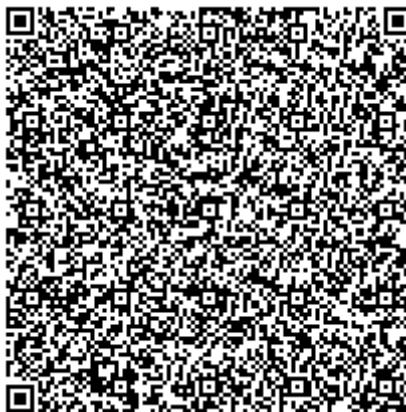
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

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. № 2114

Регистрационный № 83261-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения емкостные TCVT 420

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения емкостные TCVT 420 (далее – трансформаторы) предназначены для передачи сигналов измерительной информации средствам измерений, устройствам защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частотой 50 или 60 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на масштабном преобразовании высокого напряжения в заданное число раз с помощью емкостного делителя напряжения и электромагнитного устройства (далее – ЭМУ).

Емкостной делитель напряжения состоит из набора конденсаторов, помещенных в залитый синтетическим маслом изолятор из фарфора или композитного материала, и может быть смонтирован в виде колонны из одной, двух или трех секций. ЭМУ состоит из последовательно включенных компенсирующего реактора с малыми потерями и электромагнитного трансформатора и подключается к выходу емкостного делителя напряжения. Первичная обмотка электромагнитного трансформатора секционирована для подгонки коэффициента трансформации. ЭМУ имеет до четырех вторичных обмоток и заключено в герметичный бак, заполненный минеральным маслом. Корпус ЭМУ служит основанием для монтажа колонны емкостного делителя напряжения. На боковой части бака ЭМУ находится коробка вторичных выводов.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку методом лазерной гравировки в виде цифрового или буквенно-цифрового кода.

Общий вид трансформаторов представлен на рисунке 1. Нанесение знака поверки на трансформаторы в обязательном порядке не предусмотрено. Пломбирование трансформаторов не предусмотрено.



Рисунок 1 - Общий вид трансформаторов

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	420
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$400/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение основной вторичной обмотки, В	$100/\sqrt{3}$; 100; $110/\sqrt{3}$; 110
Номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки, В	$100/\sqrt{3}$; $110/\sqrt{3}$
Классы точности основной вторичной обмотки ¹⁾	0,2; 0,5; 1,0; 3,0
Классы точности дополнительной вторичной обмотки ²⁾	3Р
Номинальная мощность основной вторичной обмотки при коэффициенте мощности ($\cos\phi$) активно-индуктивной нагрузки 0,8, для классов точности, В·А: – 0,2; – 0,5; – 1,0; – 3,0	от 5 до 300; от 5 до 600; от 5 до 600; от 5 до 1200

Наименование характеристики	Значение
Номинальная мощность основной вторичной обмотки при коэффициенте мощности ($\cos\varphi$) активно-индуктивной нагрузки 1,0, В·А	от 1 до 50
Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки при коэффициенте мощности ($\cos\varphi$) активно-индуктивной нагрузки 0,8, В·А	от 5 до 1200
Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки при коэффициенте мощности ($\cos\varphi$) активно-индуктивной нагрузки 1,0, В·А	от 1 до 50
Номинальная частота напряжения сети, Гц	50; 60
¹⁾ Пределы допускаемых относительной и абсолютной погрешностей трансформаторов для соответствующих классов точности в диапазоне от 80 до 120 % номинального напряжения первичной обмотки приведены в таблице 2; ²⁾ Пределы допускаемых относительной и абсолютной погрешностей трансформаторов для класса точности 3Р приведены в таблице 3	

Таблица 2 – Пределы допускаемых относительной и абсолютной погрешностей трансформаторов для классов точности 0,2; 0,5; 1,0; 3,0

Класс точности	Пределы допускаемой относительной погрешности трансформаторов при измерении напряжения, %	Пределы допускаемой абсолютной погрешности трансформаторов при измерении угла сдвига фаз, '
0,2	$\pm 0,2$	± 10
0,5	$\pm 0,5$	± 20
1,0	$\pm 1,0$	± 40
3,0	$\pm 3,0$	-

Таблица 3 – Пределы допускаемых относительной и абсолютной погрешностей трансформаторов для классов точности 3Р

Класс точности	% от номинального напряжения первичной обмотки							
	2	5	100	120	2	5	100	120
	Пределы допускаемой относительной погрешности трансформаторов при измерении напряжения, $\pm$ %				Пределы допускаемой абсолютной погрешности трансформаторов при измерении угла сдвига фаз, $\pm$ '			
3Р	6,0	3,0	3,0	3,0	240	120	120	120

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Емкость, пФ	от 3200 до 7000
Габаритные размеры, мм, не более:	
– высота	5340
– ширина	508
– глубина	638
Масса, кг, не более	750
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 (диапазон рабочих температур окружающей среды, °С)	У1 (от –45 до +40); УХЛ1 (от –60 до +40); Т1 (от –10 до +50)
Средний срок службы, лет	30
Средняя наработка до отказа, ч	$2 \cdot 10^6$

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта, руководства по эксплуатации типографским способом и на маркировочную табличку любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения емкостной TCVT 420	—	1 шт.
Трансформаторы напряжения емкостные TCVT 420. Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Трансформаторы напряжения емкостные TCVT 420. Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Методика (методы) измерений» паспорта.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам напряжения емкостным TCVT 420

ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»

ГОСТ Р МЭК 61869-5-2019 «Трансформаторы измерительные. Часть 5. Дополнительные требования к емкостным трансформаторам напряжения»

Изготовитель

Фирма Trench Italia S.r.l., Италия

Адрес деятельности: Strada Curagnata, 37, 17014 Cairo Montenotte (SV)-Italy

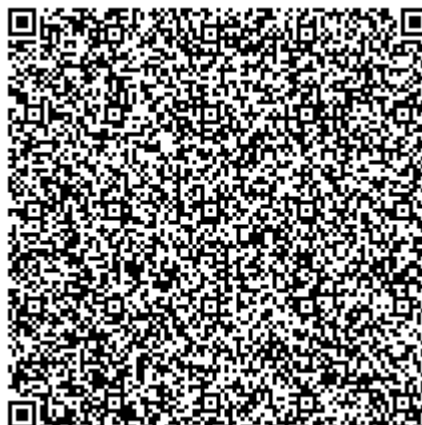
Место нахождения и адрес юридического лица: Strada Curagnata, 37, 17014 Cairo Montenotte (SV)-Italy

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117546, г. Москва, Харьковский проезд, д.2, этаж 2, пом. I, ком. 35,36

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2114

Регистрационный № 83262-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы качества электроэнергии KEW серии 6000

Назначение средства измерений

Анализаторы качества электроэнергии KEW серии 6000 (далее по тексту – анализаторы) предназначены для измерений, регистрации и анализа показателей качества электрической энергии (далее по тексту – ПКЭ).

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов заключается в аналого-цифровом преобразовании входных аналоговых сигналов напряжения и силы переменного тока с помощью аналого-цифрового преобразователя (АЦП), последующей математической обработке и отображении результатов измерений на жидкокристаллическом дисплее.

Анализаторы представляют собой multifunctional переносные цифровые электроизмерительные приборы (ЦИП), позволяющие проводить измерения в однофазных и трехфазных электрических сетях.

Основные узлы анализаторов: входные первичные преобразователи тока и напряжения, блок нормализации сигналов, АЦП, микропроцессор, устройство управления, блок питания, ЖК-дисплей, клавиатура.

Анализаторы изготавливаются в двух модификациях: KEW 6305, KEW 6315, отличающихся функциональными возможностями и характеристиками.

Перечень ПКЭ, измеряемых и вычисляемых анализаторами на основе математических алгоритмов, а также функциональные отличия представлены в таблице 1.

Измерение силы тока анализаторами производится только совместно с токоизмерительными клещами или гибкими датчиками тока.

Анализаторы комплектуются токоизмерительными клещами (гибкими датчиками тока) модификаций 8124, 8125, 8126, 8127, 8128, KEW 8130, KEW 8133, KEW 8146, KEW 8147, KEW 8148 (в зависимости от заказа).

Управление процессом измерений и вывода данных осуществляется при помощи встроенного микропроцессора посредством системы меню. Анализаторы могут работать в режимах измерений, осциллографирования и регистрации событий. Результаты отображаются на дисплее в виде цифровых значений, графиков, векторных диаграмм, спектров, гистограмм, индикаторов режимов измерений, индикаторов единиц измерений и предупреждающих индикаторов.

Для регистрации, хранения и передачи полученных результатов измерений анализаторы оборудованы разъемом для подключения SD-карты памяти. Для связи с персональным компьютером имеются интерфейсы передачи данных Bluetooth, USB.

Для привязки результатов измерений ко времени анализаторы оснащены внутренними часами и календарем.

Конструктивно анализаторы выполнены в ударопрочных корпусах из полипропилена.

На лицевой панели расположены ЖК-дисплей, индикаторы, поворотный переключатель, функциональные кнопки. Измерительные разъемы расположены на боковых панелях.

Питание анализаторов осуществляется как от сменных батарей (аккумуляторов), так и от сети переменного тока.

Общий вид анализаторов представлен на рисунках 1 – 2.

Пломбирование анализаторов качества электроэнергии KEW серии 6000 не предусмотрено. Нанесение знака поверки на анализаторы не предусмотрено.

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

Таблица 1 – Перечень ПКЭ, измеряемых и вычисляемых анализаторами и их функциональные характеристики

ПКЭ	Модификация анализатора	
	KEW 6305	KEW 6315
Напряжение переменного тока (среднеквадратическое значение)	Да	Да
Сила переменного тока (среднеквадратическое значение)	Да	Да
Частота	Да	Да
Активная мощность	Да	Да
Реактивная мощность	Да	Да
Полная мощность	Да	Да
Коэффициент мощности (PF)	Да	Да
Активная энергия	Да	Да
Реактивная энергия	Да	Да
Полная энергия	Да	Да
Перенапряжение	Нет	Да
Кратковременное перенапряжение	Нет	Да
Провал напряжения	Нет	Да
Прерывание напряжения	Нет	Да
Пусковой ток	Нет	Да
Ток нейтрали	Да	Да
Несимметрия напряжений	Нет	Да
Несимметрия токов	Нет	Да
Кратковременная доза фликера	Нет	Да
Длительная доза фликера	Нет	Да
Гармонические составляющие напряжения	Нет	Да
Гармонические составляющие тока	Нет	Да
Гармонические составляющие мощности	Нет	Да
Фазовый угол	Нет	Да
Суммарный коэффициент нелинейных искажений напряжения и тока (THD)	Нет	Да
Цифровой выход	Нет	Да
Аналоговый вход	Нет	Да
Память для результатов измерений	Да	Да
SD-карта памяти	Да	Да
Интерфейс Bluetooth	Да	Да
Интерфейс USB	Да	Да
Питание от батарей (аккумуляторов)	Да	Да
Питание от сети переменного тока	Да	Да

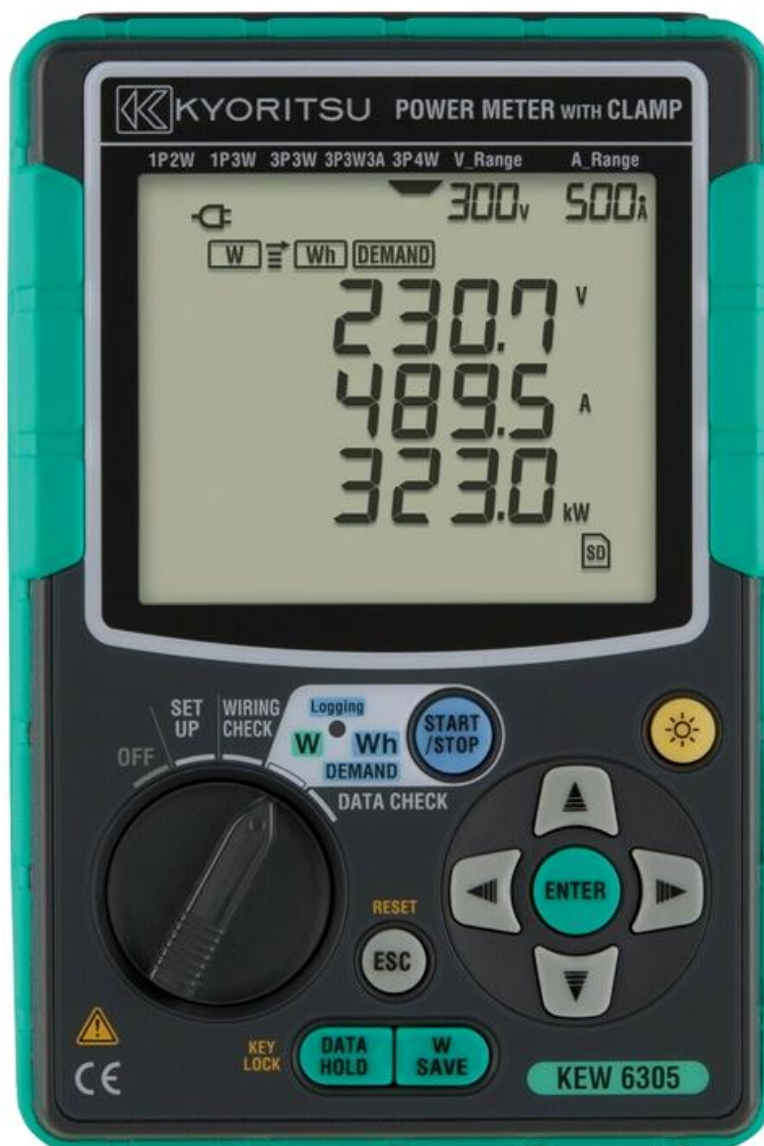


Рисунок 1 – Общий вид анализаторов KEW 6305

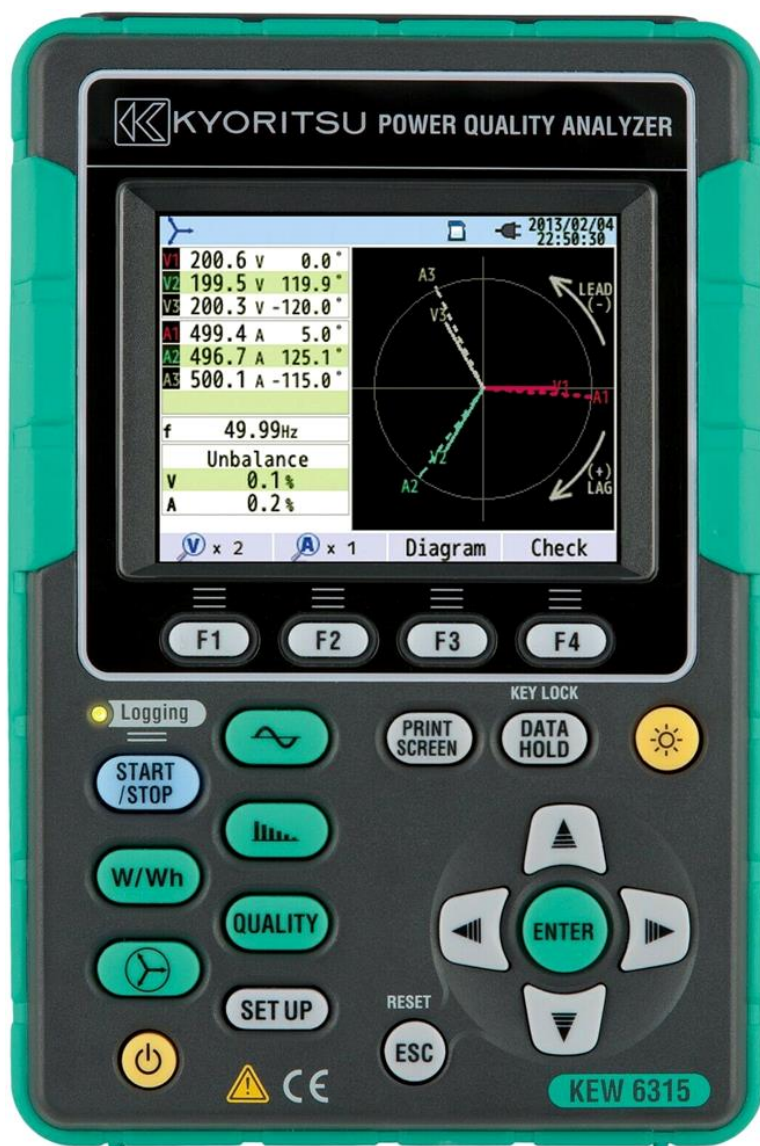


Рисунок 2 – Общий вид анализаторов KEW 6315

Программное обеспечение

Анализаторы функционируют под управлением встроенного программного обеспечения (ПО), которое реализовано аппаратно и является метрологически значимым. Метрологические характеристики анализаторов нормированы с учетом влияния ПО. Встроенное ПО заносится в защищенную от записи память микропроцессора анализаторов предприятием-изготовителем и недоступно для потребителя.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	KEW 6305	KEW 6315
Идентификационное наименование ПО	–	–
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.11	1.60
Цифровой идентификатор ПО	–	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики анализаторов KEW 6305

Наименование характеристики	Значение
Пределы измерений напряжения переменного тока (среднеквадратическое значение) частоты 50 Гц, В	150,0; 300,0; 600,0
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений напряжения переменного тока, В	$\pm(0,002 \cdot U_{\text{изм.}} + 0,002 \cdot U_{\text{п}})^{1)}$
Пределы измерений силы переменного тока (среднеквадратическое значение) частоты 50 Гц, А	Определяется типом токоизмерительных клещей (гибких датчиков тока) (Таблицы 7 – 10)
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений силы переменного тока, А	$\pm(0,002 \cdot I_{\text{изм.}} + 0,002 \cdot I_{\text{п}} + \Delta)$
Диапазон измерений частоты, Гц	от 45,0 до 65,0
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений частоты, Гц	$\pm 0,3$
Пределы измерений активной мощности, Вт	$U_{\text{изм.}} \cdot I_{\text{изм.}} \cdot \cos \varphi$
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений активной мощности, Вт	$\pm(0,003 \cdot P_{\text{изм.}} + 0,002 \cdot P_{\text{п}})$
Примечания ¹⁾ – в диапазоне входного напряжения от 10 до 110 % от предела измерений; $U_{\text{изм.}}$ – измеренное значение напряжения, В; $U_{\text{п}}$ – предел измерений напряжения, В; $I_{\text{изм.}}$ – измеренное значение силы тока, А; $I_{\text{п}}$ – предел измерений силы тока токоизмерительных клещей (гибких датчиков тока), А; Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений силы переменного тока токоизмерительных клещей (гибких датчиков тока), А; Коэффициент мощности ($\cos \varphi$) от –1 до +1; $P_{\text{изм.}}$ – измеренное значение мощности, Вт; $P_{\text{п}}$ – предел измерений мощности, Вт	

Таблица 4 – Метрологические характеристики анализаторов KEW 6315

Наименование характеристики	Значение
Пределы измерений напряжения переменного тока (среднеквадратическое значение) частоты 50 Гц, В	600,0 ¹⁾ ; 1000 ²⁾
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений напряжения переменного тока, В	$\pm 0,005 \cdot U_{\text{изм.}}^{3)}$ $\pm(0,002 \cdot U_{\text{изм.}} + 0,002 \cdot U_{\text{п}})$
Пределы измерений силы переменного тока (среднеквадратическое значение) частоты 50 Гц, А	Определяется типом токоизмерительных клещей (гибких датчиков тока) (Таблицы 7 – 10)
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений силы переменного тока, А	$\pm(0,002 \cdot I_{\text{изм.}} + 0,002 \cdot I_{\text{п}} + \Delta)$
Диапазон измерений частоты, Гц	от 45,00 до 70,00
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений частоты, Гц	$\pm 0,02$
Пределы измерений активной мощности, Вт	$U_{\text{изм.}} \cdot I_{\text{изм.}} \cdot \cos \varphi$

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений активной мощности, Вт	$\pm(0,003 \cdot P_{\text{изм.}} + 0,002 \cdot P_{\text{п}})$
Примечания 1) – в диапазоне входного напряжения от 1 до 120 % от предела измерений; 2) – в диапазоне входного напряжения от 10 до 960 В; 3) – в диапазоне входного напряжения до 100 В; $U_{\text{изм.}}$ – измеренное значение напряжения, В; $U_{\text{п}}$ – предел измерений напряжения, В; $I_{\text{изм.}}$ – измеренное значение силы тока, А; $I_{\text{п}}$ – предел измерений силы тока токоизмерительных клещей (гибких датчиков тока), А; Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений силы переменного тока токоизмерительных клещей (гибких датчиков тока), А; Коэффициент мощности ($\cos \varphi$) от –1 до +1; $P_{\text{изм.}}$ – измеренное значение мощности, Вт; $P_{\text{п}}$ – предел измерений мощности, Вт	

Таблица 5 – Температурные коэффициенты

Модификация	Температурный коэффициент, /°С
KEW 6305	0,1
KEW 6315	0,1

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций	
	KEW 6305	KEW 6315
Число каналов измерений напряжения	4	
Число каналов измерений силы тока	3	4
Параметры электрического питания:		
- напряжение переменного тока, В	230	230
- частота переменного тока, Гц	50	50
- напряжение постоянного тока, В	9	3
Габаритные размеры, мм, (длина×ширина×высота), не более	175×120×65	175×120×68
Масса, кг, не более	0,9	
Нормальные условия измерений:		
- температура окружающего воздуха, °С	от +18 до +28	
- относительная влажность воздуха, %	85	
Рабочие условия измерений:		
- температура окружающего воздуха, °С	от 0 до +40	от 0 до +45
- относительная влажность воздуха, %, не более	85	85
Средний срок службы, лет	10	
Средняя наработка на отказ, ч	20 000	

Метрологические и технические характеристики токоизмерительных клещей (гибких датчиков тока), используемых совместно с анализаторами качества электроэнергии KEW серии 6000, представлены в таблицах 7 – 10.

Таблица 7 – Метрологические и технические характеристики токоизмерительных клещей

Наименование характеристики	Значение для модификаций		
	8124	8125	8126
Пределы измерений силы переменного тока, А ¹⁾	1000	500	200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений силы переменного тока, А	$\pm(0,005 \cdot I_{\text{изм.}} + 0,4)$	$\pm(0,005 \cdot I_{\text{изм.}} + 0,1)$	$\pm(0,005 \cdot I_{\text{изм.}} + 0,04)$
Частота силы тока, Гц	50	50	50
Диаметр захвата, мм	68	40	40
Габаритные размеры, мм, (длина×ширина×высота), не более	186×129×53	128×81×36	128×81×36
Масса, кг, не более	0,51	0,26	0,26
Примечания ¹⁾ – минимальное значение силы переменного тока 1 % от предела измерений; $I_{\text{изм.}}$ – измеренное значение силы тока, А			

Таблица 8 – Метрологические и технические характеристики токоизмерительных клещей

Наименование характеристики	Значение для модификаций	
	8127	8128
Пределы измерений силы переменного тока, А ¹⁾	100	50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений силы переменного тока, А	$\pm(0,005 \cdot I_{\text{изм.}} + 0,02)$	$\pm(0,005 \cdot I_{\text{изм.}} + 0,01)$
Частота силы тока, Гц	50	
Диаметр захвата, мм	24	
Габаритные размеры, мм, (длина×ширина×высота), не более	100×60×26	
Масса, кг, не более	0,16	
Примечания		
¹⁾ – минимальное значение силы переменного тока 1 % от предела измерений;		
I _{изм.} – измеренное значение силы тока, А		

Таблица 9 – Метрологические и технические характеристики гибких датчиков тока

Наименование характеристики	Значение для модификаций	
	KEW 8130	KEW 8133
Пределы измерений силы переменного тока, А ¹⁾	1000	3000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений силы переменного тока, А	$\pm(0,008 \cdot I_{\text{изм.}} + 0,4)$	$\pm(0,01 \cdot I_{\text{изм.}} + 3)$
Частота силы тока, Гц	50	
Диаметр датчика, мм, не более	110	170
Масса, кг, не более	0,18	0,2
Примечания ¹⁾ – минимальное значение силы переменного тока 1 % от предела измерений; $I_{\text{изм.}}$ – измеренное значение силы тока, А		

Таблица 10 – Метрологические и технические характеристики токоизмерительных клещей (только для модификации KEW 6315)

Наименование характеристики	Значение для модификаций		
	KEW 8146	KEW 8147	KEW 8148
Пределы измерений силы переменного тока, А ¹⁾	30	70	100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений силы переменного тока, А	$\pm(0,01 \cdot I_{\text{изм.}} + 0,002)$ ²⁾ $\pm 0,05 \cdot I_{\text{изм.}}$ ³⁾	$\pm(0,01 \cdot I_{\text{изм.}} + 0,002)$ ⁴⁾ $\pm 0,05 \cdot I_{\text{изм.}}$ ⁵⁾	$\pm(0,01 \cdot I_{\text{изм.}} + 0,002)$ ⁶⁾ $\pm 0,05 \cdot I_{\text{изм.}}$ ⁷⁾
Частота силы тока, Гц	50	50	50
Диаметр захвата, мм	24	40	68
Габаритные размеры, мм, (длина×ширина×высота), не более	100×60×26	128×81×36	186×129×53
Масса, кг, не более	0,15	0,24	0,51
Примечания ¹⁾ – минимальное значение силы переменного тока 1 % от предела измерений; ²⁾ – в диапазоне до 15 А; ³⁾ – в диапазоне св. 15 до 30 А; ⁴⁾ – в диапазоне до 40 А; ⁵⁾ – в диапазоне св. 40 до 70 А; ⁶⁾ – в диапазоне до 80 А; ⁷⁾ – в диапазоне св. 80 до 100 А; $I_{\text{изм.}}$ – измеренное значение силы тока, А			

Знак утверждения типа

наносится на табличку технических данных анализаторов способом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 11 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор качества электроэнергии KEW серии 6000 (модификация по заказу)	—	1 шт.
Токоизмерительные клещи (гибкие датчики тока) ¹⁾	—	по заказу
Кабели измерительные с зажимами типа «крокодил»	—	4 шт.
Кабель питания	—	1 шт.
Батареи питания 1,5 В	АА	6 шт.
Кабель USB	—	1 шт.
SD-карта памяти	—	1 шт.
Сумка для переноски	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации и паспорт	—	1 экз.
Примечание – ¹⁾ - опция		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Руководстве по эксплуатации в разделе 6 «Измерения мгновенных значений».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам качества электроэнергии KEW серии 6000

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

ГОСТ 30804.4.30-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии

ГОСТ Р 8.655-2009 ГСИ. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Общие технические требования

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 мая 2018 г. № 1053 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 14 мая 2015 г. № 575 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^6$ Гц»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

ГОСТ 8.551-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений электрической мощности и электрической энергии в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц

Техническая документация изготовителя

Изготовители

Компания «KYORITSU ELECTRICAL INSTRUMENTS WORKS, LTD.», Япония

Место нахождения и адрес юридического лица: 2-5-20, Nakane Meguro-ku, Tokyo, 152-0031, Japan

Заводы-изготовители:

1) «Kew (Thailand) Ltd.», Таиланд

Адрес деятельности: Navanakom Industrial Estate 60/48, Moo 19, Klongluang, Pathumthani, 12120, Таиланд

2) «KYORITSU SHANGHAI TRADING COMPANY LIMITED», Китай

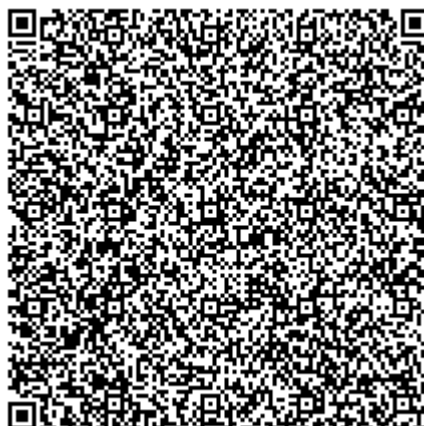
Адрес деятельности: Room 1303, No. 58 Yan'an East Road, Huangpu District, Shanghai 200002, Китай

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117546, г. Москва, Харьковский проезд, д. 2, этаж 2, пом. I, ком. 35, 36

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2114

Регистрационный № 83263-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы аппаратно-программные «САДКО 20»

Назначение средства измерений

Комплексы аппаратно-программные «САДКО 20» (далее – комплексы) предназначены для измерений: мгновенной скорости движения транспортных средств (далее – ТС) в зоне контроля в автоматическом режиме; измерений средней скорости движения ТС на контролируемом участке дороги в автоматическом режиме; определения текущего времени, синхронизированного с национальной шкалой времени Российской Федерации UTC (SU); определения места расположения комплексов на основе текущих навигационных параметров.

Описание средства измерений

Принцип действия комплекса:

- при измерениях мгновенной скорости движения ТС в зоне контроля в автоматическом режиме радиолокационным методом основан на разности частот между излученным комплексом радиолокационным сигналом и сигналом, отраженным от движущихся ТС (эффект Доплера);
- при измерениях мгновенной скорости движения ТС в зоне контроля в автоматическом режиме оптометрическим методом основан на анализе фотовидеоизображения ТС на нескольких последовательных кадрах, выделения рамки ТС и рамки государственного регистрационного знака ТС на этих кадрах, получения значения времени для этих кадров, вычисления скорости ТС на основании изменения размеров и вида рамки государственного регистрационного знака ТС и самого ТС между кадрами, с учетом текущих значений времени каждого кадра, а также данных, полученных при калибровке комплекса;
- при измерениях средней скорости движения ТС на контролируемом участке дороги в автоматическом режиме, основан на получении данных с двух блоков фотовидеофиксации, синхронизированных по времени, которые формируют данные о положении ТС в поле своего обзора, вместе с дополнительной информацией, необходимой для модуля вычисления средней скорости ТС;
- при определении текущих значений времени и координат основан на получении значений времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) и значений координат от приемника глобальной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS.

Фотовидеофиксация ТС в зоне контроля осуществляется оптическим методом с записью в кадр времени фиксации, координат места расположения комплекса и скорости ТС.

Комплексы выпускаются в трех исполнениях: стационарном без доплеровского радара, стационарном с доплеровским радаром, передвижном с доплеровским радаром.

Стационарное исполнение без доплеровского радара состоит из блока фотовидеофиксации (далее – БФ) и блока коммутации (далее – БК). Стационарное исполнение с доплеровским радаром состоит из БФ, радарного блока (далее – БР), БК. Передвижное исполнение состоит из БФ и БР.

БФ выполнен в едином влагозащищенном и ударопрочном корпусе с элементами крепления и содержит: цифровую камеру с объективом, вычислитель с энергонезависимым накопителем данных, приемник глобальной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS, контроллер управления, модуль обогрева и вентиляции.

БР выполнен во влагозащищенном корпусе с элементами крепления.

БК выполнен в едином влагозащищенном и ударопрочном корпусе и содержит источник питания и автоматический выключатель.

Исполнения «стационарное без доплеровского радара» и «стационарное с доплеровским радаром» предназначены для работы в непрерывном режиме в течение неограниченного промежутка времени и размещается на опорах, стойках и других элементах обустройства автомобильных дорог.

Исполнение «передвижное с доплеровским радаром» предназначено для работы в непрерывном режиме в течение ограниченного промежутка времени и размещается на специальных конструкциях (штативах, треногах, вышках, на базе ТС).

На корпусе комплекса установлена паспортная табличка, содержащая наименование и заводской номер комплекса, торговую марку изготовителя и знак утверждения типа средства измерений. Комплекс защищен от несанкционированного вскрытия специальными пломбами, разрушающимися при попытке удаления и запорными устройствами.

Нанесение знака поверки на корпус комплекса не предусмотрено.

Общий вид комплекса, место установки паспортной таблички и пломб представлены на рисунках 1 – 3.

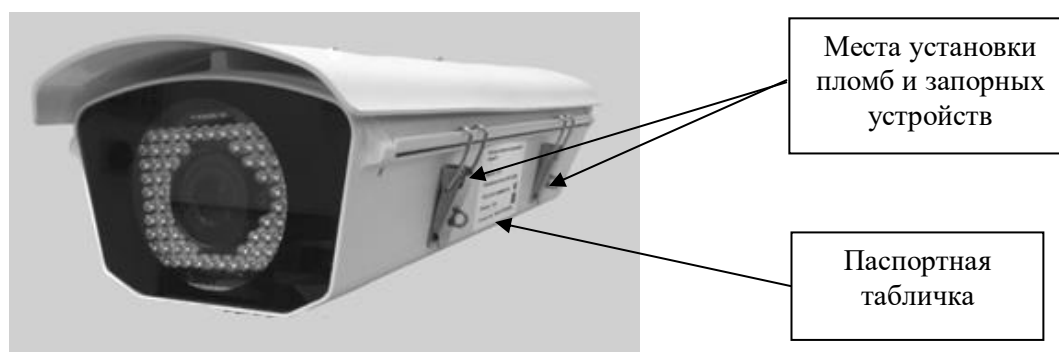


Рисунок 1 – Общий вид БФ из состава комплекса в исполнении «стационарное без доплеровского радара» и места установки пломб на комплексе

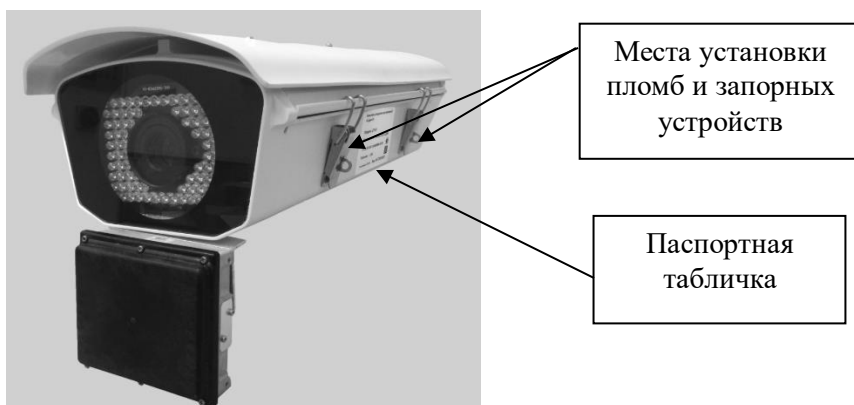


Рисунок 2 – Общий вид БФ и БР из состава комплекса в исполнениях «стационарное с доплеровским радаром» и «передвижное с доплеровским радаром» и места установки пломб на комплексе

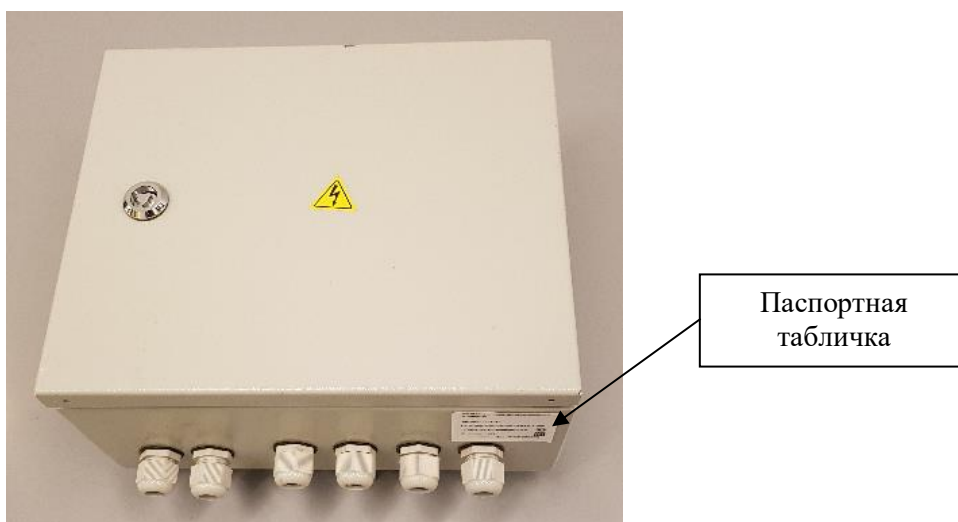


Рисунок 3 – Общий вид БК из состава комплекса в исполнениях «стационарное без доплеровского радара», «стационарное с доплеровским радаром»

Программное обеспечение

Программным обеспечением (далее – ПО) комплекса является программа «САДКО» версии 2.0.

ПО «САДКО» версии 2.0 содержит метрологически значимую часть sadko_metegare_20.so. Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологической части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	sadko_metegare_20.so
Номер версии (идентификационный номер) метрологически значимой части ПО	2.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	0x1AC29B45FED2318753AEC5478EEAC829
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений скорости движения ТС, км/ч при измерениях скорости движения ТС в зоне контроля радиолокационным методом при измерениях скорости движения ТС в зоне контроля по видеокадрам при измерениях скорости ТС на контролируемом участке дороги	от 1 до 320 от 0 до 350 от 0 до 350
Пределы допускаемой погрешности измерений скорости движения ТС при измерениях скорости движения ТС в зоне контроля радиолокационным методом абсолютной, в диапазоне от 1 до 100 км/ч включ., км/ч относительной, в диапазоне св. 100 до 320 км/ч, % при измерениях скорости движения ТС в зоне контроля по видеокадрам абсолютной, км/ч при измерениях скорости движения ТС на контролируемом участке дороги абсолютной, в диапазоне от 0 до 200 км/ч включ., км/ч относительной, в диапазоне св. 200 до 350 км/ч, %	±1 ±1 ±1 ±1 ±1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности отклонения времени комплекса от национальной шкалы координированного времени UTC (SU), мс	±1
Доверительные границы допускаемой абсолютной инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95 и геометрическом факторе не более 3) определения координат в плане места расположения комплекса, м	±3

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая частота излучения комплекса, ГГц	от 24,050 до 24,250
Напряжение питания от сети переменного тока, В (только для стационарного исполнения)	от 82 до 300
Частота переменного тока питающей сети, Гц	от 49 до 51
Напряжение питания от источника постоянного тока, В	от 7 до 20
Минимальное расстояние между двумя БФ при измерениях скорости движения ТС на контролируемом участке дороги, м	100
Условия эксплуатации температура окружающего воздуха, °С относительная влажность окружающего воздуха при 25 °С, %, не более атмосферное давление, кПа	от -70 до +70 98 от 60 до 106,7
Класс защиты по ГОСТ 14254–2015	IP66/IP67
Масса основных компонентов комплекса, кг, не более БФ БР БК	3,2 0,3 5,2

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры основных компонентов комплекса, мм, не более	
БФ	
длина	446
ширина	165
высота	110
БР	
длина	95
ширина	85
высота	46
БК	
длина	300
ширина	250
высота	185

Знак утверждения типа

наносится в паспортную табличку, расположенную на корпусе БФ из состава комплекса, а также типографским способом на титульный лист паспорта.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1 Комплекс аппаратно-программный	«САДКО 20»*	1 шт.
1.1 Исполнение стационарное без доплеровского радара	-	1 шт.**
1.2 Исполнение стационарное с доплеровским радаром	-	1 шт.**
1.3 Передвижное исполнение	-	1 шт.**
2 Документация		
2.1 Руководство по эксплуатации	26.51-002-20588989-2020 РЭ	1 экз.
2.2 Методика поверки	26.51-002-20588989-2020 МП	1 экз.
2.3 Паспорт	26.51-002-20588989-2020 ПС	1 экз.
* Стационарное или передвижное исполнение по заказу.		
** Количество может быть увеличено по заказу.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 3.4 документа 26.51-002-20588989-2020 РЭ «Комплекс аппаратно-программный «САДКО 20». Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к комплексам аппаратно-программным «САДКО 20»

Приказ Росстандарта № 1621 от 31.07.2018 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

ТУ 26.51-002-20588989-2020 «Комплекс аппаратно-программный «САДКО 20». Технические условия»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «СДВК» (ООО «СДВК»)
ИНН 7734409209
Адрес: 125284, г. Москва, шоссе Хорошёвское, дом 32А, пом. Х, комн. 107
Телефон (факс): +7 (926) 840-28-95
E-mail: info@nppsdk.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рабочий посёлок Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Почтовый адрес: 141570, Московская область, Солнечногорский район, п/о Менделеево.

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2114

Регистрационный № 83264-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МТВ 21»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МТВ 21» (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), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), 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, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с использованием электронной подписи субъекта оптового рынка электроэнергии (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 при каждом сеансе связи. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами сервера более ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МТВ 21».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется 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 программного обеспечения 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	Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
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 (±δ), %	Границы допускае- мой отно- сительной погреш- ности в рабочих условиях (±δ), %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
1	ПС 110/6 кВ Пар- ковая ЗРУ-6кВ яч.112	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP ProLiant DL360 G7	Актив- ная	1,0	2,9		
							Реак- тивная	2,0	4,6		
2	ПС 110/6 кВ Пар- ковая ЗРУ-6кВ яч.214						ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19		
							Реак- тивная	2,0	4,6		
3	ПС 110/6 кВ ВНИИР ЗРУ-6кВ яч.17						ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.00 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19		
							Реак- тивная	2,3	4,7		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ПС 110/6 кВ ВНИИР ЗРУ-6кВ яч.20	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP ProLiant DL360 G7	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 1, 2 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для ИК №№ 3, 4 – 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
Количество ИК	4
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2 для ИК №№ 3, 4 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 №№ 1, 2 для ИК №№ 3, 4 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 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +35 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчика: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчика: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиками.
- Защищенность применяемых компонентов:
 - механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера.
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчиков электрической энергии;
 - сервера.
- Возможность коррекции времени в:
 - счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
 - сервере (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
 - о состоянии средств измерений;
 - о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
 - измерений 30 мин (функция автоматизирована);
 - сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	4
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные - измерители ПКЭ	СЭТ-4ТМ.03МК	4
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	HP ProLiant DL360 G7	1
Методика поверки	МП ЭПР-387-2021	1
Формуляр	07.2021.МТВ21-АУ.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «МТВ 21», 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 «МТВ 21»

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

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

Изготовитель

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

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

Телефон: (495) 983-33-28

Web-сайт: www.esc.rushydro.ru

E-mail: esc@rushydro.ru

Испытательный центр

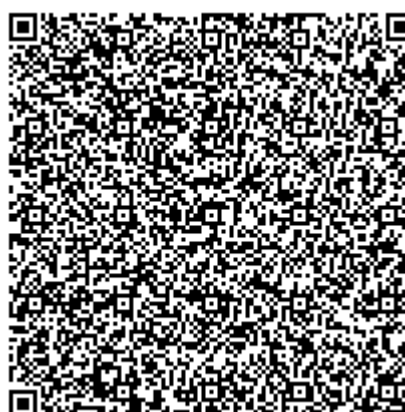
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2114

Регистрационный № 83265-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-45

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-45 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-45.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ			Границы допус- каемой основной относительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы допуска- емой относитель- ной погрешности в рабочих усло- виях ($\pm\delta$), %
1	ТП-0117 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, ШНН №1, Ввод 1 0,4 кВ	ТТЕ-125 Кл.т. 0,5S 2500/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ-2 Рег. № 54074-13	HP Pro- Liant DL160 Gen10	Актив- ная	1,0	3,3
							Реактив- ная	2,1	5,6
2	ТП-0117 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, ШНН №2, Ввод 2 0,4 кВ	ТТЕ-125 Кл.т. 0,5S 2500/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,3
							Реактив- ная	2,1	5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									± 5 с

Примечания:

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 30 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
коррекции времени в счетчиках;
формирование событий по результатам автоматической самодиагностики;
отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени 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 измерительные	ТТЕ-125	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-388-2021	1
Паспорт-формуляр	ЛНТА.411711.002.ПФ.006	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-45», 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-45

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

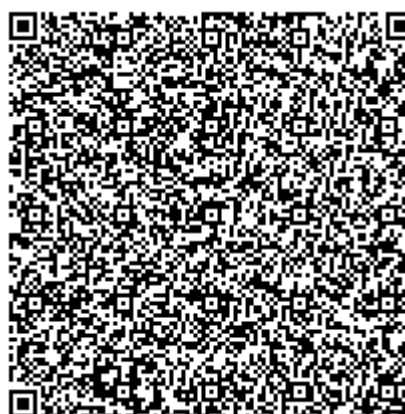
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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. № 2114

Регистрационный № 83266-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-68

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-68 (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 multifunctionalную 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-68.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях (±δ), %
1	ТП №0693 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТШП-0,66М Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 57564-14 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ-2 Рег. № 54074-13	HP Pro- Liant DL160 Gen10	Актив- ная	1,0	3,3
		Реактив- ная		2,1			5,6		
2	ТП №0693 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТШП-0,66М Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 57564-14 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,3
		Реактив- ная		2,1			5,6		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 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 30 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
коррекции времени в счетчиках;
формирование событий по результатам автоматической самодиагностики;
отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени 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	ТШП-0,66М	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-389-2021	1
Паспорт-формуляр	ЛНТА.411711.002.ПФ.012	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-68», 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-68

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

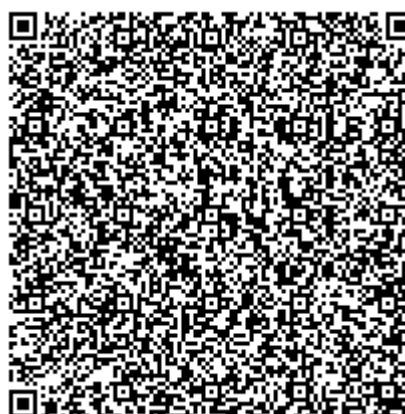
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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. № 2114

Регистрационный № 83267-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-55

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-55 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-55.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характери- стики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности (±δ), %	Границы допус- каемой относи- тельной погреш- ности в рабочих условиях (±δ), %	
1	ГРЩ 0,4 кВ ТК- 55 Лента, Ввод 1 0,4 кВ	ТСН 10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 26100-03 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13	HP Pro- Liant DL160 Gen10	Актив- ная	1,0	3,3	
							Реактив- ная	2,1	5,6	
2	ГРЩ 0,4 кВ ТК- 55 Лента, Ввод 2 0,4 кВ	ТСН 10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 26100-03 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,3	
							Реактив- ная	2,1	5,6	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с	

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 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 30 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
коррекции времени в счетчиках;
формирование событий по результатам автоматической самодиагностики;
отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадаания и восстановления напряжения;

- перерывы питания с фиксацией времени 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	ТСН 10	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-390-2021	1
Паспорт-формуляр	ЛНТА.411711.002.ПФ.008	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-55», 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-55

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. № 2114

Регистрационный № 83268-21

Лист № 1
Всего листов 22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основное типа ЭКОМ-3000 и резервное типа RTU-327), ПАО «ФСК ЕЭС»;

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

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

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

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» создан на базе специализированного программного обеспечения (СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков измерительных каналов (ИК) №№ 1 – 28 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», с выходов счетчиков ИК №№ 29-37 – на входы УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее по основному каналу связи, данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на серверы ОАО «РЖД», с УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» - на сервер ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

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

Не реже одного раза в сутки сервер ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

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

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 6. СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, часы серверов ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ПАО «ФСК ЕЭС», часы УСПД и счётчиков. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройства синхронизации времени УСВ-3, сервер точного времени СТВ-01 и радиосервер точного времени РСТВ-01-01 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

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

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

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

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

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

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

Счетчики №№ 1 – 28 синхронизируются от УСПД (основных и резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 29-37 синхронизируются от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 3 - Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«ГОРИЗОНТ»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.3
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

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

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 5 – 7

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

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ									
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		УСПД		УСВ			
1	2	3		4		5		6			
1	ПС Бискамжа ВЛ 220 кВ Бискамжа – Чарыш (Д-56)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №80978-21	A	ТГФМ-220 II*	RTU-327 Пер. № 41907-09/ ЭКОМ-3000 Пер.№ 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14/ УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17				
				B	ТГФМ-220 II*						
				C	ТГФМ-220 II*						
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1						
				B	НАМИ-220 УХЛ1						
				C	НАМИ-220 УХЛ1						
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4							
		2	ПС Бискамжа ВЛ 220 кВ Тёя – Бискамжа (Д-55)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №80978-21			A	ТГФМ-220 II*		
								B	ТГФМ-220 II*		
C	ТГФМ-220 II*										
ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05			A	НАМИ-220 УХЛ1						
				B	НАМИ-220 УХЛ1						
				C	НАМИ-220 УХЛ1						
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06			A1802RALXQ-P4GB-DW-4							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
3	ПС Камышта Ввод ТЗ 35 кВ (ТРП)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №3690-73	A	ТФ3М-35А-У1	RTU-327 Пер. № 41907-09/ ЭКОМ-3000 Пер.№ 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14/ УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17		
				B	-				
				C	ТФ3М-35А-У1				
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65				
				B	ЗНОМ-35-65				
				C	ЗНОМ-35-65				
Счетчи к	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T+							
4	ПС Камышта ВЛ 220 кВ Абаканская-Камышта (Д-51)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №20645-05	A	ТГФ220-II*				
				B	ТГФ220-II*				
				C	ТГФ220-II*				
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1				
				B	НАМИ-220 УХЛ1				
				C	НАМИ-220 УХЛ1				
		Счетчи к	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
		5	ПС Камышта ВЛ 220 кВ Камышта-Аскиз (Д-52)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №20645-05			A	ТГФ220-II*
								B	ТГФ220-II*
C	ТГФ220-II*								
ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05			A	НАМИ-220 УХЛ1				
				B	НАМИ-220 УХЛ1				
				C	НАМИ-220 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04			СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
6	ПС Камышта Ф2-35 Т-30 У-Камышта	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №62786-15	A	ТЛ-ЭК-35	RTU-327 Пер. № 41907-09/ ЭКОМ-3000 Пер.№ 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14/ УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛ-ЭК-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27428-04	A2R2-3-L-C25-T					
7	ПС Камышта Ф1 35 Т-14 с. Бея	ТТ	КТ=0,2S/0,5 КТТ=200/5 №62786-15,3690-73	A	ТЛ-ЭК-35		
				B	-		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27428-04	A2R2-3-L-C25-T					
8	ПС Ташеба-тяговая ВЛ-110 кВ С-100	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №26813-06	A	ТРГ-110 II*		
				B	ТРГ-110 II*		
				C	ТРГ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
9	ПС Ташеба-тяговая Ф2-35 Т-39 Солнечный	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 №21256-03	A	ТОЛ 35	RTU-327 Рег. № 41907-09/ ЭКОМ-3000 Рег.№ 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14/ УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ 35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27428-04	A2R2-3-L-C25-T					
10	ПС Ташеба-тяговая Ф1-35 Т-38 ПИК СУ-31 Карьер	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 №51623-12	A	ТОЛ-СЭЩ		
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27428-04	A2R2-3-L-C25-T					
11	ПС Ташеба-тяговая ВЛ-110 кВ С-99	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №26813-06	A	ТРГ-110 II*		
				B	ТРГ-110 II*		
				C	ТРГ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
12	ПС Чарыш ВЛ 220 кВ Теба – Чарыш (Д-57)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=800/1 №36671-12	А	ТГФМ-220 II*	RTU-327 Пер. № 41907-09/ ЭКОМ-3000 Пер.№ 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14/ УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17		
				В	ТГФМ-220 II*				
				С	ТГФМ-220 II*				
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1				
				В	НАМИ-220 УХЛ1				
				С	НАМИ-220 УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
		13	ПС Чарыш ВЛ 220 кВ Бискамжа – Чарыш (Д-56)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=800/1 №36671-12			А	ТГФМ-220 II*
								В	ТГФМ-220 II*
С	ТГФМ-220 II*								
ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05			А	НАМИ-220 УХЛ1				
				В	НАМИ-220 УХЛ1				
				С	НАМИ-220 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11			A1802RALQ-P4GB-DW-4					
14	ПС Чарыш Ввод Т2 35кВ			ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №3690-73	А	ТФН-35М		
						В	-		
		С	ТФЗМ 35А-У1						
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	А	ЗНОМ-35-65				
				В	ЗНОМ-35-65				
				С	ЗНОМ-35-65				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T+					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
15	ПС Чарыш Ввод Т1 35кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №3690-73	А	ТФН-35М	RTU-327 Пер. № 41907-09/ ЭКОМ-3000 Пер.№ 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14/ УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТФЗМ 35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T+			
16	ПС Югачи ВЛ 220 кВ Аскиз – Югачи (Д-53)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №80978-21	А	ТГФМ-220 II*		
				В	ТГФМ-220 II*		
				С	ТГФМ-220 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
17	ПС Югачи ВЛ 220 кВ Югачи – Тёя (Д-54)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №80978-21	А	ТГФМ-220 II*		
				В	ТГФМ-220 II*		
				С	ТГФМ-220 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
18	ПС Югачи Ф1-35 Т-25 п. Кизлас	ТТ	КТ=0,2S/0,5 КТТ=150/5 №62786-15,3690-73	A	ТЛ-ЭК-35	RTU-327 Рег. № 41907-09/ ЭКОМ-3000 Рег.№ 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14/ УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТФ3М-35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-05	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27428-04	A2R2-3-L-C25-T			
19	ПС Югачи Ф2-35 Т-24 п. Биркул	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 №21256-03	A	ТОЛ 35		
				B	-		
				C	ТОЛ 35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-05	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27428-04	A2R2-3-L-C25-T			
20	ПС Югачи Яч. №3, Ф3-35 Т-26 А.О. Чазыгол	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №3689-73,21256-03	A	ТФ3М-35Б-1У1		
				B	-		
				C	ТОЛ 35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-05	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27428-04	A2R2-3-L-C25-T			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
21	ПС 220 кВ Камышта, Ввод 220 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №20645-12	А	ТГФ-220 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09/ ЭКОМ-3000 Рег.№ 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14/ УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФ-220 II*		
				С	ТГФ-220 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
22	ПС 220 кВ Камышта, Ввод 220 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №20645-12	А	ТГФ-220 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09/ ЭКОМ-3000 Рег.№ 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14/ УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФ-220 II*		
				С	ТГФ-220 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20645-12	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
23	ПС 220 кВ Югачи, Ввод 220 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №80978-21	А	ТГФМ-220 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09/ ЭКОМ-3000 Рег.№ 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14/ УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-220 II*		
				С	ТГФМ-220 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
24	ПС 220 кВ Югачи, Ввод 220 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №80978-21	А	ТГФМ-220 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09// ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14/ УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-220 II*		
				С	ТГФМ-220 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
25	ПС 220 кВ Бискалжа, Ввод 220 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №80978-21	А	ТГФМ-220 II*		
				В	ТГФМ-220 II*		
				С	ТГФМ-220 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
26	ПС 220 кВ Бискалжа, Ввод 220 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №80978-21	А	ТГФМ-220 II*		
				В	ТГФМ-220 II*		
				С	ТГФМ-220 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
27	ПС 220 кВ Чарыш, Ввод 220 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №36671-12	А	ТГФМ-220 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09// ЭКОМ-3000 Рег.№ 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14/ УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-220 II*		
				С	ТГФМ-220 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
28	ПС 220 кВ Чарыш, Ввод 220 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №36671-12	А	ТГФМ-220 II*	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-220 II*		
				С	ТГФМ-220 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
29	ПС 220 кВ Сора (220/110/35/10), СБРУ-10 кВ, Яч.7, Ф.02-07	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =100/5 №30709-11	А	ТЛП-10	RTU-325L Рег. № 37288-08	СТБ-01 Рег. № 49933-12/ РСТБ-01-01 Рег. № 40586-12
				В	ТЛП-10		
				С	ТЛП-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
30	ПС 220 кВ Сора (220/110/35/10), СБРУ-10 кВ, Яч.10, Ф.02-10	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №30709-11	A	ТЛП-10	RTU-325L Per. № 37288-08	СТВ-01 Per. № 49933-12/ РСТВ-01-01 Per. № 40586-12
				B	ТЛП-10		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №68841-17	A	ЗНОЛП-ЭК		
				B	ЗНОЛП-ЭК		
				C	ЗНОЛП-ЭК		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
31	ПС 220 кВ Сора (220/110/35/10), СБРУ-10 кВ, Яч.12, Ф.02-12	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68,1276-59	A	ТПЛМ-10	RTU-325L Per. № 37288-08	
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №68841-17	A	ЗНОЛП-ЭК		
				B	ЗНОЛП-ЭК		
				C	ЗНОЛП-ЭК		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
32	ПС 220 кВ Аскиз (220/35/10), СБРУ-10 кВ, яч.5, Ф.11-05	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №30709-11	A	ТЛП-10	RTU-325L Per. № 37288-08	
				B	ТЛП-10		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
33	ПС 220 кВ Аскиз (220/35/10), СБРУ-10 кВ, яч.15, Ф.11-15	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-325L Per. № 37288-08	СТВ-01 Per. № 49933-12/ РСТВ-01-01 Per. № 40586-12
				В			
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
34	ПС 220 кВ Аскиз, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Камышта- Аскиз (Д-52)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №61432-15	А	ТОГФ(П)		
				В	ТОГФ(П)		
				С	ТОГФ(П)		
		ТН	КТ=0,5 КТН=220000/√3/100/√3 №14626-95	А	НКФ-220-58У1		
				В	НКФ-220-58У1		
				С	НКФ-220-58У1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4			
35	ПС 220 кВ Аскиз, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Аскиз- Югачи (Д-53)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №61432-15	А	ТОГФ(П)		
				В	ТОГФ(П)		
				С	ТОГФ(П)		
		ТН	КТ=0,5 КТН=220000/√3/100/√3 №14626-95	А	НКФ-220-58У1		
				В	НКФ-220-58У1		
				С	НКФ-220-58У1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
36	ПС 500 кВ Абаканская, ОРУ-220 кВ, ОВ-220 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=2000/1 №3694-73	А	ТФНД-220-1	RTU-325 Пер. № 37288-08	СТВ-01 Пер. № 49933-12/ РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12
				В	ТФНД-220-1		
				С	ТФНД-220-1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-00	А	НАМИ-220 У1		
				В	НАМИ-220 У1		
				С	НАМИ-220 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4					
37	ПС 500 кВ Абаканская, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Абаканская-Камышта (Д-51)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/1 №3694-73	А	ТФНД-220-1	RTU-325 Пер. № 37288-08	СТВ-01 Пер. № 49933-12/ РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12
				В	ТФНД-220-1		
				С	ТФНД-220-1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-00	А	НАМИ-220 У1		
				В	НАМИ-220 У1		
				С	НАМИ-220 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4					

Примечания:

- 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
- 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 5, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 6 метрологических характеристик.
- 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.
- 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 6 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1,2,4,5,8,11- 13,16,17,21-28	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
3,7,14,15,18,20	Активная	1,2	5,
	Реактивная	2,5	3,5
6,9,19	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
10	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
29,30,32	Активная	1,1	4,9
	Реактивная	2,3	3,9
31,33,36,37	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
34,35	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 (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие P = 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% I _{ном} cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.			

Таблица 7 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005, ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +23
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД RTU-325L - для УСПД RTU-325 - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для ССВ-1Г - для Метроном-50М - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -40 до +35 от -40 до +55 от +1 до +50 от -10 до +55 от 0 до +75 от 0 до +40 от -25 до +60 от +5 до +40 от +15 до +30 от +10 до +30 от -40 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03, Альфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800, Альфа А2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более УСПД RTU-325L: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более УСПД RTU-325: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более	90000 72 140000 72 120000 72 35000 24 100000 24 100000 24

Продолжение таблицы 7

1	2
УСПД ЭКОМ-3000:	
- наработка на отказ, ч, не менее	100000
- время восстановления, ч, не более	24
ИВК:	
- коэффициент готовности, не менее	0,99
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
Глубина хранения информации	
ИИК:	
- счетчики электроэнергии:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИВКЭ:	
- УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК:	
- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТГФМ-220 II*	42 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	6 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ220-II*	6 шт.
Трансформаторы тока	ТЛ-ЭК-35	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 35	5 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	2 шт.
Трансформаторы тока	ТРГ-110 II*	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	1 шт.
Трансформаторы тока	ТЛП-10	10 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	1 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОГФ(II)	6 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-220-1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 У1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58У1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	12 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	30 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	23 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	Альфа	3 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А2	7 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	3 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Сервер точного времени	СТВ-01	1 шт.
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.180.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) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Хакасия».

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

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 7706284124

Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 280-04-50

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

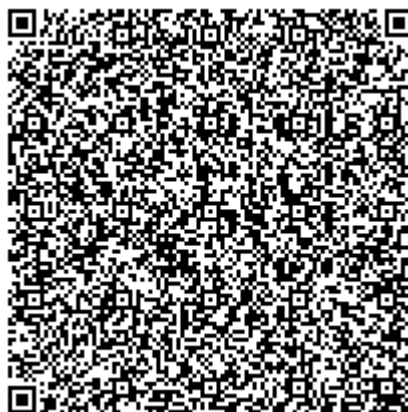
Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15

Телефон: +7 (982) 282-82-82

Факс: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Регистрационный № RA.RU.312601 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации, дата внесения 06.12.2018



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры многофазные Урал-МР

Назначение средства измерений

Расходомеры многофазные Урал-МР (далее – расходомеры) предназначены для измерений параметров многофазных потоков: массового расхода скважинной жидкости и конденсата, массового расхода скважинной жидкости и конденсата без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям и объемного расхода растворенного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Расходомеры многофазные Урал-МР являются средством измерений, позволяющим определять параметры многофазного потока флюида, протекающего в трубной секции, без его предварительной сепарации.

Для определения параметров измеряемой среды используется низкоэнергетическое рентгеновское излучение, которое генерируется источником, основанном на рентгеновской трубке. После прохождения излучения через измеряемый поток, излучение фиксируется и обрабатывается средствами блока детектирования. Обработка полученных данных и формирование финальных результатов производится в блоке вычислителя.

В работе расходомера предусматривается использование дополнительных линий, измеряющих параметры потоков, со значительным содержанием газа ($GVF > 95\%$). Включение таких линий в состав расходомера выполняется по специальному заказу.

Расходомер состоит из следующих узлов:

- блок распределения питания (БРП);
- источник низкоэнергетического рентгеновского излучения (НРИ);
- блок детектирования;
- блок вычислителя;
- средства измерений;
- трубная секция с гидравлической обвязкой;
- система защиты от НРИ;
- несущая конструкция;
- система жизнеобеспечения.

Расходомер может быть выполнен как в стационарном, так и в передвижном исполнении на базе шасси автомобиля.

Общий вид расходомера представлен на рисунке 1.



Рисунок 1- Общий вид расходомеров многофазных Урал-МР

Заводской (серийный) номер расходомеров наносится типографским способом на табличку, которая крепится в верхней правой части на раме каркаса многофазного расходомера. Место расположения таблички с заводскими (серийными) номерами показано на рисунке 2.

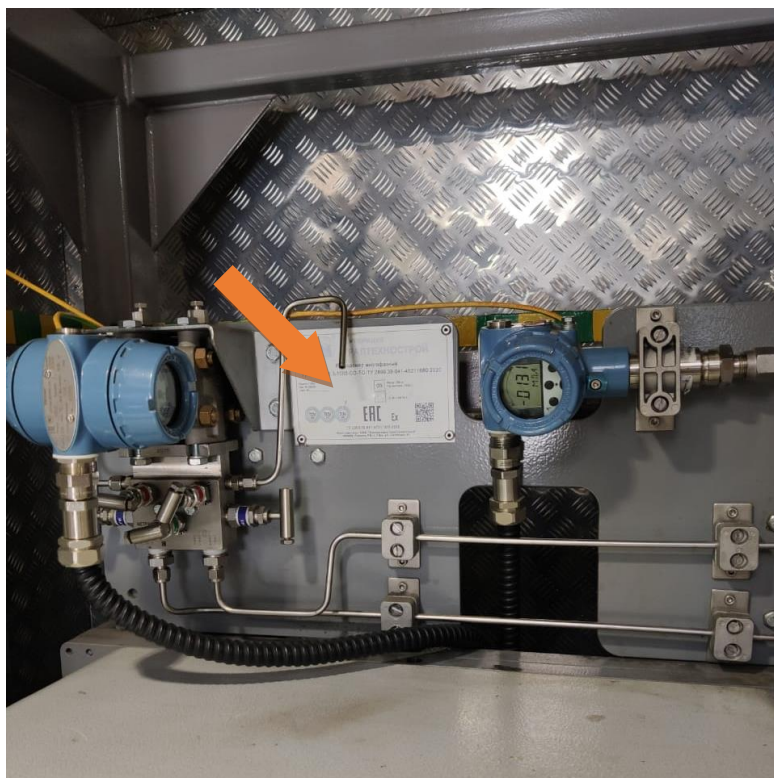


Рисунок 2 - Схема нанесения заводских (серийных) номеров

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение нанесения пломб или наклеек в места, указанные стрелками на рисунке 3.

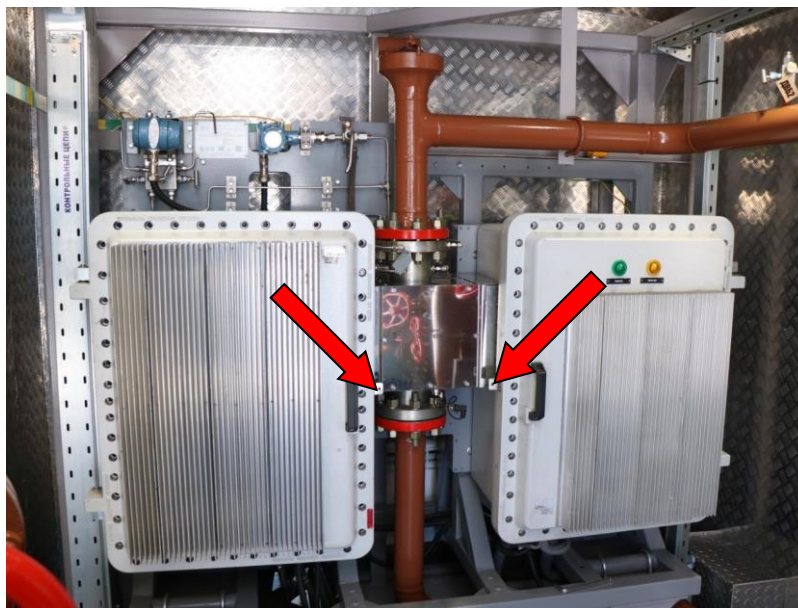


Рисунок 3 - Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение нанесения пломб

Структура записи условного обозначения расходомера в зависимости от типоразмера и варианта исполнения:

Урал-МР - XX - XX - XX - XX - XX ТУ 2899.39-041-45211680-2020
1 2 3 4 5 6 7

где

- 1 – название расходомера;
- 2 – номинальный диаметр DN присоединительных трубопроводов;
- 3 – номинальное давление PN, МПа;
- 4 – номинальная пропускная способность по объемному расходу жидкой смеси, м³/сут;
- 5 – исполнением для различного объемного содержания сероводорода в газе: не более 2 % (СО), не более 6 % (СП);
- 6 – минимальная температура измеряемой газожидкостной смеси: не менее минус 5 °С (ТО), не менее минус 30 °С (ТН);
- 7 – название технических условий.

Пример условного обозначения расходомера с рабочим давлением 6,3 МПа, с номинальными диаметрами присоединительных трубопроводов 80 мм, номинальным объемным расходом жидкости 1000 м³/сут, измеряющего параметры среды с содержанием сероводорода не более 2 % и температурой не менее минус 5 °С:

Урал-МР-80-6,3-1000-СО-ТО ТУ 2899.39-041-45211680-2020.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее по тексту - ПО) позволяет управлять источником НРИ, контролировать блокировки, собирать и обрабатывать данные с первичных преобразователей, выполнять вычисление расхода газа, жидкости, влагосодержания из полученных первичных данных, визуализировать процессы запуска замеров, настройку работы расходомера, проведение калибровки и поверки, передачи и приема данных от внешних устройств.

Идентификационные данные ПО расходомеров приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Libflow
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1
Цифровой идентификатор ПО	B543
Другие идентификационные данные	CRC-16

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения». Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимой части программного обеспечения и измеренных (вычисленных) данных. Погрешности расходомеров нормированы с учетом влияния ПО.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики установок приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	Модель Урал-МР			
	DN 50	DN 80	DN 100	DN 150
Диапазон измерений массового расхода жидкой смеси, т/сут	от 0,5 до 400	от 0,8 до 1000	от 1,0 до 1500	от 2,0 до 3400
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы скважинной жидкости, %, не более	±2,5			
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях), %, не более от 0 % до 70 % свыше 70 % до 95 % свыше 95 %	±6,0 ±15,0 по методике измерений			
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема природного газа и свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям, %	±5,0			

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	Модель Урал-МР			
	DN 50	DN 80	DN 100	DN 150
Рабочая среда	газожидкостная смесь (нефть, пластовая вода и газ)			
Температура рабочей среды, °С	от -5 до +80 (исполнение ТО) от -30 до +80 (исполнение ТН)			
Кристаллизация пластовой воды	не допускается (исполнение ТО) допускается (исполнение ТН)			
Минимальное избыточное давление в трубопроводе, МПа	0,4			
Номинальное давление в трубопроводе в зависимости от исполнения, МПа	4,0/6,3/16,0/25,0			
Номинальная пропускная способность по объемному расходу газа в рабочих условиях, м³/ч	375	950	1425	3225
Содержание объемной доли воды в скважинной жидкости (обводненность, WLR), %	от 0 до 100			
Объемная доля газа в газожидкостной смеси (газосодержание, GVF), %	от 0 до 95 (от 0 до 100 опционально)			
Содержание сероводорода в газе, %, не более	2 (исполнение СО) 6 (исполнение СП)			
Кинематическая вязкость, сСт не более	10 000			
Диапазон плотности скважинной жидкости, кг/м³	от 600 до 950			
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,25			
Напряжение питания от сети переменного тока, В	220 ⁺²² ₋₃₃			
Частота переменного тока, Гц	50±1			
Максимальная потребляемая мощность, кВт, не более	Импульсная		3,0	5,0
	Средняя		1,0	1,0
Средний срок службы, лет, не менее	20			

Знак утверждения типа

наносится в центр титульных листов паспорта и руководства по эксплуатации расходомеров типографическим способом, на табличке расходомера – методом гравировки.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки расходомеров многофазных Урал-МР приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Комплект поставки расходомеров многофазных Урал-МР

Наименование	Обозначение	Кол-во
Расходомер многофазный Урал -МР	Урал-МР-XX-XX-XX-XX-XX ТУ 2899.39-041-45211680-2020	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1365.2.00.00.000 РЭ	1 экз.
Паспорт	1365.2.00.00.000 ПС	1 экз.
Методика поверки	МП 1302-9-2021	1 экз.
Комплект ЗИП	—	1 комп.
Комплект монтажных частей	—	1 комп.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Разделе «Описание и работа» документа «Расходомер многофазный Урал-МР. Руководство по эксплуатации» 1365.2.00.00.000 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к расходомерам многофазным Урал-МР

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

ГОСТ 8.637-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков

ТУ 2899.39-041-45211680-2020 Расходомеры многофазные Урал-МР. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Корпорация Уралтехнострой»

(ООО «Корпорация Уралтехнострой»)

ИНН 0275022471

Адрес: 450065, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул.Свободы, 61

Телефон(факс): (34145) 6-03-00, 6-03-01, 6-03-02

E-mail: info@uralts.ru

Испытательный центр

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

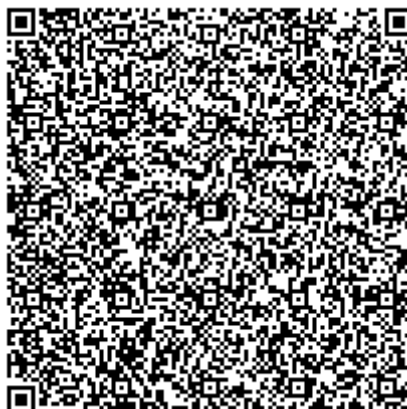
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

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

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

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №РА.RU 310592



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2114

Регистрационный № 83270-21

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Электрокабель «Кольчугинский завод»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Электрокабель «Кольчугинский завод» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами АО «Электрокабель «Кольчугинский завод», сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления выработкой и потреблением электроэнергии

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU 327L, и каналообразующую аппаратуру.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сервер ИВК с программным обеспечением (далее – ПО) «Альфа ЦЕНТР», 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 код. 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. На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин:

активная и реактивная электрическая энергия, вычисленная как интеграл по времени на интервале 30 мин от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности;

средняя на интервале 30 мин активная и реактивная мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по линиям связи на третий уровень системы (сервер ИВК).

При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием переносного компьютера через встроенный оптический порт.

Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется через измерительно-вычислительный комплекс учета электроэнергии ЗАО «Энергопромышленная компания» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 52065-12 (далее - рег.№)). Передача информации в ИВК ЗАО «Энергопромышленная компания» осуществляется от сервера ИВК, через локальную сеть в виде файлов данных и/или сообщений электронной почты.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВКЭ входит комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01 (рег.№ 49933-12), который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) и обеспечивает предоставление информации о текущем времени в протоколе NTP.

Сравнение шкалы времени УСПД ИВКЭ с СТВ-01 осуществляется встроенным программным обеспечением ИВКЭ каждые 30 мин, коррекция производится автоматически при отклонении шкалы времени УСПД и СТВ-01 на величину равную или более 1 с. Сравнение показаний шкалы времени счетчика с УСПД ИВКЭ осуществляется встроенным программным обеспечением УСПД во время сеанса связи со счетчиком (каждые 30 минут), но не реже одного раза в сутки. Коррекция шкалы времени счетчика производится при расхождении со шкалой времени УСПД на величину равной или более 2 с. Обмен информацией между счетчиками и УСПД происходит по проводным линиям связи.

Сравнение шкалы времени сервера ИВК с УСПД ИВКЭ осуществляется встроенным программным обеспечением каждые 30 мин, коррекция производится автоматически при отклонении шкалы времени УСПД и сервера ИВК на величину равную или более 2 с.

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

Заводской номер АИИС КУЭ указывается в паспорте-формуляре.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, приведенные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ АО «Электрокабель «Кольчугинский завод» и их метрологические характеристики

Номер ИИК	Наименование объекта учета	Средство измерений		УСПД	Источник точного времени	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Вид СИ	Тип, метрологические характеристики, Рег. №				Границы интервала основной погрешности, (±δ), %	Границы интервала погрешности, в рабочих условиях
1	2	3	4	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Кольчугино, ЗРУ-6 кВ, яч. 602	ТТ	ТПОЛ-10 1000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59	RTU-327 Рег.№ 41907-09	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	0,9	2,9
		ТН	НАМИТ 6000/100; кл.т. 0,2 Рег. № 70324-18			Реактивная	2,3	4,7
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17					
2	ПС 110 кВ Кольчугино, ЗРУ-6 кВ, яч. 608	ТТ	ТПОЛ-10 1000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59			Активная	1,0	3,3
		ТН	НАМИТ 6000/100; кл.т. 0,2 Рег. № 70324-18			Реактивная	2,4	5,7
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	6	7	8	9	10
3	ПС 110 кВ Кольчугино, ЗРУ-6 кВ, яч. 614	ТТ	ТПОЛ-10 1000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59	RTU-327 Рег. № 41907-09	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	0,9	2,9
		ТН	НАМИТ 6000/100; кл.т. 0,2 Рег. № 70324-18			Реактивная	2,3	4,7
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17					
4	ПС 110 кВ Кольчугино, ЗРУ-6 кВ, яч. 604	ТТ	ТПОФ 1000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 518-50			Активная	0,9	2,9
		ТН	НАМИТ 6000/100; кл.т. 0,2 Рег. № 70324-18			Реактивная	2,3	4,7
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17					
5	ПС 110 кВ Кольчугино, ЗРУ-6 кВ, яч. 607	ТТ	ТПОЛ-10 1000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59			Активная	0,9	2,9
		ТН	НАМИТ 6000/100; кл.т. 0,2 Рег. № 70324-18			Реактивная	2,3	4,7
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	6	7	8	9	10
6	ПС 110 кВ Кольчугино, ЗРУ-6 кВ, яч. 610	ТТ	ТПОЛ-10 1000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59	RTU-327 Рег.№ 41907-09	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	0,9	2,9
		ТН	НАМИТ 6000/100; кл.т. 0,2 Рег. № 70324-18			Реактивная	2,3	4,7
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17					
7	ПС 110 кВ Кольчугино, ЗРУ-6 кВ, яч. 615	ТТ	ТПОФ 1000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 518-50			Активная	0,9	2,9
		ТН	НАМИТ 6000/100; кл.т. 0,2 Рег. № 70324-18			Реактивная	2,3	4,7
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17					
8	ПС 110 кВ Кольчугино, ЗРУ-6 кВ, яч. 623	ТТ	ТПОЛ-10 1000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59			Активная	1,0	3,0
		ТН	НТМИ-6 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 831-53			Реактивная	2,6	4,8
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	6	7	8	9	10
9	ПС 110 кВ Кольчугино, ЗРУ-6 кВ, яч. 627	ТТ	ТПОЛ-10 1000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59	RTU-327 Рег.№ 41907-09	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,0	3,0
		ТН	НТМИ-6 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 831-53			Реактивная	2,6	4,8
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17					
10	ПС 110 кВ Кольчугино, ЗРУ-6 кВ, яч. 629	ТТ	ТПОЛ-10 1000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59			Активная	1,0	3,0
		ТН	НТМИ-6 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 831-53			Реактивная	2,6	4,8
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17					
11	ПС 110 кВ Кольчугино, ЗРУ-6 кВ, яч. 630	ТТ	ТПОЛ-10 1000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59			Активная	1,0	3,0
		ТН	НТМИ-6 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 831-53			Реактивная	2,6	4,8
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	6	7	8	9	10
12	ПС 110 кВ Кольчугино, ЗРУ-6 кВ, яч. 633	ТТ	ТПОЛ-10 1000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59	RTU-327 Рег.№ 41907-09	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,0	3,0
		ТН	НТМИ-6 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 831-53			Реактивная	2,6	4,8
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17					
13	ПС 110 кВ Кольчугино, ЗРУ-6 кВ, яч. 634	ТТ	ТПОЛ-10 1000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59			Активная	1,0	3,0
		ТН	НТМИ-6 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 831-53			Реактивная	2,6	4,8
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17					
14	ПС 110 кВ Кольчугино, ЗРУ-6 кВ, яч. 635	ТТ	ТПОЛ-10 1000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59			Активная	1,0	3,0
		ТН	НТМИ-6 6000/100; кл.т. 0,5 Рег. № 831-53			Реактивная	2,6	4,8
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	6	7	8	9	10
15	ПС 6 кВ КРУ, РУ-6 кВ, яч. 2	ТТ	ТЛП-10 150/5; кл.т. 0,5S Рег. № 30709-11	RTU-327 Рег. № 41907-09	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	ЗНОЛП-ЭК 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег. № 68841-17					
		Электросчетчик	A1805RALQ-P4GB- DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Реактивная	2,7	5,4
16	ПС 6 кВ КРУ, РУ-6 кВ, яч. 3	ТТ	ТЛП-10 150/5; кл.т. 0,5S Рег. № 30709-11			Активная	1,1	3,2
		ТН	ЗНОЛП-ЭК 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег. № 68841-17					
		Электросчетчик	A1805RALQ-P4GB- DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Реактивная	2,7	5,4
17	ПС 6 кВ РММ, РУ-0,4 кВ, яч. 15	ТТ	ТШП 300/5; кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11			Активная	1,0	3,6
		ТН	-					
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB- DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Реактивная	2,3	6,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	6	7	8	9	10
18	МОСС 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 14	ТТ	ТПЛ 150/5; кл.т. 0,5 Рег. № 47958-11	RTU-327 Рег.№ 41907-09	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,0	3,3
		ТН	ЗНОЛ 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11			Реактивная	2,4	5,7
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11					
19	РП ФТП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 5	ТТ	ТОЛ-СВЭЛ 100/5; кл.т. 0,2S Рег. № 42663-09			Активная	0,9	2,7
		ТН	ЗНОЛ-СВЭЛ 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; кл.т. 0,5 Рег. № 42661-09			Реактивная	2,0	4,9
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11					
20	РП ФТП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 10	ТТ	ТОЛ-СВЭЛ 100/5; кл.т. 0,2S Рег. № 42663-09			Активная	0,9	2,7
		ТН	ЗНОЛ-СВЭЛ 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; кл.т. 0,5 Рег. № 42661-09			Реактивная	2,0	4,9
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с									±5
Примечания: 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95. 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут. 3 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик. 4 Допускается замена источника точного времени и УСПД на аналогичные утвержденных типов 5 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 6 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений. 7 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.									

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	20
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % 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 ГОСТ Р 52425-2005	от 99 до 101 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$: - для ИК №№ 15 – 16, 19 – 20 - для ИК №№ 1 – 14, 17 - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков: - для ИК №№ 1 – 16, 18 - для ИК №№ 17, 19 – 20 - для УСПД - для сервера	от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 0,8 емк от -40 до +70 от 0 до +30 от -20 до +30 от +15 до +30 от +15 до +20
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: <u>Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <u>Электросчетчики А1800:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <u>УСПД типа RTU-327L:</u> - 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	220 000 2 120 000 2 100 000 24 80 000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в четырех направлениях, сут, не менее	113,7
УСПД RTU-327L: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	50
ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счётчике;
- пропадание напряжения пофазно.

журнал УСПД:

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

журнал сервера:

- параметрирования;
- замены счетчиков;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищённость применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД
- сервера.

наличие защиты информации на программном уровне при хранении, передаче, параметрировании:

- пароль на счётчике электрической энергии;
- пароль на УСПД;
- пароль на сервере АРМ.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- АРМ (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- УСПД (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 способом цифровой печати.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИТ	2
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	3
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛ	3
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ	6
Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ-10	24
Измерительный трансформатор тока	ТПОФ	4
Измерительный трансформатор тока	ТЛП-10	4
Измерительный трансформатор тока	ТШП	3
Измерительный трансформатор тока	ТПЛ	2
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	4
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	13
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	A1805RL-P4GB-DW-4	1
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	A1805RAL-P4GB-DW-3	3
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	A1805RALQ-P4GB-DW-4	2
Сервер АИИС КУЭ		1
Устройство сбора и передачи данных	RTU 327	1
Программное обеспечение	Альфа Центр AC_SE	1
Программное обеспечение	Альфа Центр Laptop	1
Паспорт-формуляр	ЭПК1510/19-1.ФО	1
Методика поверки	МП 201-034-2021	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведен в документе «Метод измерений приведен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Электрокабель «Кольчугинский завод», аттестованном ФГУП «ВНИИМС».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Электрокабель «Кольчугинский завод»

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Энергопромышленная компания» (АО «ЭПК»)

ИНН: 6661105959

Адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, 96-В

Телефон: +7 (343) 251 19 96

E-mail: eic@eic.ru

Испытательный центр

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

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

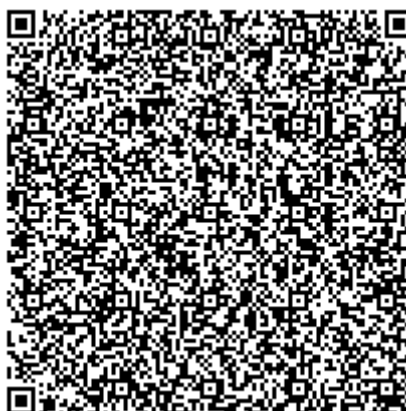
Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2114

Регистрационный № 83271-21

Лист № 1
Всего листов 23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Даурия» Забайкальской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Даурия» Забайкальской ЖД - филиала ОАО «РЖД» 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 измерения.

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, выполняющих функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя Центр сбора данных ОАО «РЖД» на базе программного обеспечения (ПО) «Энергия Альфа 2», устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-3, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

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), 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» третьим лицам осуществляется по каналу связи сети Internet в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ.

Центр сбора данных 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.

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 часы УСПД, счетчиков, Центра сбора данных ОАО «РЖД».

Центр сбора данных ОАО «РЖД» оснащен УССВ УСВ-3. 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.

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».

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.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Энергия Альфа 2».

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

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	Уровень ИИК						Уровень ИВКЭ	Уровень ИВК
		Вид СИ	Тип, модификация СИ		Класс точности	Коэффициент трансформации	Рег. №	УСПД (тип, рег. №)	УССВ (тип, рег. №)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Ввод-1 110 кВ	ТТ	А	ТРГ-УЭТМ®-110	0,2S	600/5	53971-13	RTU-327 рег. № 41907-09	УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТРГ-УЭТМ®-110	0,2S	600/5	53971-13		
		ТТ	С	ТРГ-УЭТМ®-110	0,2S	600/5	53971-13		
		ТН	А	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	В	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	С	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	А	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	В	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	С	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		СЭЭ	A1802RAL-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		
2	Ввод-2 110 кВ	ТТ	А	ТРГ-УЭТМ®-110	0,2S	300/5	53971-13		
		ТТ	В	ТРГ-УЭТМ®-110	0,2S	300/5	53971-13		
		ТТ	С	ТРГ-УЭТМ®-110	0,2S	300/5	53971-13		
		ТН	А	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	В	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	С	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	А	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	В	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	С	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		СЭЭ	A1802RAL-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Ввод Т1, Т2 110 кВ	ТТ	А	ТВГ-УЭТМ®-110 УХЛ2	0,2S	300/1	52619-13	RTU-327 per. № 41907-09	УСВ-3 per. № 51644-12
		ТТ	В	нет	-	-	-		
		ТТ	С	ТВГ-УЭТМ®-110 УХЛ2	0,2S	300/1	52619-13		
		ТН	А	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	В	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	С	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	А	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	В	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	С	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		СЭЭ	А1802RAL-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		
4	Ввод Т3.1 110 кВ	ТТ	А	ТВГ-УЭТМ®-110 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13		
		ТТ	В	нет	-	-	-		
		ТТ	С	ТВГ-УЭТМ®-110 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13		
		ТН	А	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	В	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	С	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	А	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	В	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	С	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		СЭЭ	А1802RAL-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Ввод Т3.2 110 кВ	ТТ	А	ТВГ-УЭТМ®-110 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13	RTU-327 per. № 41907-09	УСВ-3 per. № 51644-12
		ТТ	В	нет	-	-	-		
		ТТ	С	ТВГ-УЭТМ®-110 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13		
		ТН	А	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	В	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	С	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	А	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	В	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	С	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		СЭЭ	A1802RAL-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		
6	Ввод Т4 110 кВ	ТТ	А	ТВГ-УЭТМ®-110 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13		
		ТТ	В	нет	-	-	-		
		ТТ	С	ТВГ-УЭТМ®-110 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13		
		ТН	А	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	В	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	С	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	А	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	В	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	С	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		СЭЭ	A1802RAL-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	Ввод Т5 110 кВ	ТТ	А	ТВГ-УЭТМ®-110 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13	RTU-327 per. № 41907-09	УСВ-3 per. № 51644-12
		ТТ	В	ТВГ-УЭТМ®-110 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13		
		ТТ	С	ТВГ-УЭТМ®-110 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13		
		ТН	А	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	В	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	С	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	А	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	В	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	С	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		СЭЭ	A1802RL-P4G-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		
8	Ввод Т6 110 кВ	ТТ	А	ТВГ-УЭТМ®-110 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13		
		ТТ	В	ТВГ-УЭТМ®-110 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13		
		ТТ	С	ТВГ-УЭТМ®-110 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13		
		ТН	А	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	В	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	С	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	А	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	В	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		ТН	С	СРВ 123	0,2	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47844-11		
		СЭЭ	A1802RL-P4G-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	Ввод Т4 ПП 25 кВ	ТТ	П	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,5S	600/5	51679-12	RTU-327 пер. № 41907-09	УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТН	П	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	А1802RAL-P4G-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		
10	Ввод Т4 КП 25 кВ	ТТ	К	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,5S	600/5	51679-12		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	П	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	А1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
11	Ввод Т3.1 ПП 25 кВ	ТТ	П	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,5S	600/5	51679-12		
		ТН	П	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	А1802RAL-P4G-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		
12	Ввод Т3.1 КП 25 кВ	ТТ	К	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,5S	600/5	51679-12		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	П	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	А1802RAL-P4G-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		
13	Ввод Т3.2 ПП 25 кВ	ТТ	П	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,5S	600/5	51679-12		
		ТН	П	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	А1802RAL-P4G-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	Ввод Т3.2 КП 25 кВ	ТТ	К	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,5S	600/5	51679-12	RTU-327 пер. № 41907-09	УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	П	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	А1802RAL-P4G-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		
15	Ввод Т1.2 ПП 25 кВ	ТТ	П	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,5S	600/5	51679-12		
		ТН	П	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	А1802RAL-P4G-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		
16	Ввод Т1.2 КП 25 кВ	ТТ	К	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,5S	600/5	51679-12		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	П	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	А1802RAL-P4G-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		
17	ЗВ1 ПП 25 кВ	ТТ	П	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,5S	400/5	51679-12		
		ТН	П	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	А1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
18	ЗВ1 КП 25 кВ	ТТ	К	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,5S	400/5	51679-12		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	П	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	А1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19	3В2 ПП 25 кВ	ТТ	П	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,5S	400/5	51679-12	RTU-327 пер. № 41907-09	УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТН	П	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	А1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
20	3В2 КП 25 кВ	ТТ	К	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,5S	600/5	51679-12		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	П	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	А1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
21	ФТС 1 ПП 25 кВ	ТТ	П	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,5S	400/5	51679-12		
		ТН	П	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	А1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
22	ФТС 1 КП 25 кВ	ТТ	К	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,5S	400/5	51679-12		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	П	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	А1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
23	ФТС 2 ПП 25 кВ	ТТ	П	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,5S	400/5	51679-12		
		ТН	П	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	А1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24	ФТС 2 КП 25 кВ	ТТ	К	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,5S	400/5	51679-12	RTU-327 per. № 41907-09	УСВ-3 per. № 51644-12
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	П	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	A1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
25	ФКС 3 КП 25 кВ	ТТ	К	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,5S	400/5	51679-12		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	П	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	A1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
26	ФТС 4 ПП 25 кВ	ТТ	П	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,5S	400/5	51679-12		
		ТН	П	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	A1802RAL-P4G-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		
27	ФТС 4 КП 25 кВ	ТТ	К	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,5S	400/5	51679-12		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	П	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	A1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
28	ФТС 5 ПП 25 кВ	ТТ	П	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,5S	400/5	51679-12		
		ТН	П	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	A1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
29	ФТС 5 КП 25 кВ	ТТ	П	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,5S	400/5	51679-12	RTU-327 пер. № 41907-09	УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТН	П	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	A1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
30	УКРМ 1 25 кВ	ТТ	К	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,2S	300/5	69606-17		
		ТТ	К	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,2S	300/5	69606-17		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	A1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
31	УКРМ 2 25 кВ	ТТ	К	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,2S	300/5	69606-17		
		ТТ	К	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	0,2S	300/5	69606-17		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		ТН	К	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	0,5	27500/100	51676-12		
		СЭЭ	A1805RAL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
32	Фидер №3 ПЭ-1 10 кВ	ТТ	А	ТЛО-10 М1АС У2	0,5S	100/5	25433-11	RTU-327 пер. № 41907-09	УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТТ	В	нет	-	-	-		
		ТТ	С	ТЛО-10 М1АС У2	0,5S	100/5	25433-11		
		ТН	А	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	В	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	С	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	А	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	В	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	С	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		СЭЭ	A1805RL-P4G-DW-3		0,5S/1,0	1	31857-11		
33	Фидер №1 (рез) 10 кВ	ТТ	А	ТЛО-10 М1АС У2	0,5S	50/5	25433-11		
		ТТ	В	нет	-	-	-		
		ТТ	С	ТЛО-10 М1АС У2	0,5S	50/5	25433-11		
		ТН	А	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	В	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	С	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	А	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	В	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	С	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		СЭЭ	A1805RL-P4G-DW-3		0,5S/1,0	1	31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
34	Фидер ПЭ-1 10 кВ	ТТ	А	ТЛО-10 М1АС У2	0,5S	50/5	25433-11	RTU-327 пер. № 41907-09	УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТТ	В	нет	-	-	-		
		ТТ	С	ТЛО-10 М1АС У2	0,5S	50/5	25433-11		
		ТН	А	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	В	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	С	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	А	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	В	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	С	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		СЭЭ	A1805RL-P4G-DW-3		0,5S/1,0	1	31857-11		
35	Фидер ПГ 10 кВ	ТТ	А	ТЛО-10 М1АС У2	0,5S	200/5	25433-11		
		ТТ	В	ТЛО-10 М1АС У2	0,5S	200/5	25433-11		
		ТТ	С	ТЛО-10 М1АС У2	0,5S	200/5	25433-11		
		ТН	А	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	В	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	С	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	А	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	В	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	С	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		СЭЭ	A1805RL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
36	Фидер ПЭ-2 10 кВ	ТТ	А	ТЛО-10 М1АС У2	0,5S	75/5	25433-11	RTU-327 пер. № 41907-09	УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТТ	В	нет	-	-	-		
		ТТ	С	ТЛО-10 М1АС У2	0,5S	75/5	25433-11		
		ТН	А	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	В	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	С	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	А	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	В	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	С	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		СЭЭ	A1805RL-P4G-DW-3		0,5S/1,0	1	31857-11		
37	Фидер №4 ПЭ-1 10 кВ	ТТ	А	ТЛО-10 М1АС У2	0,5S	100/5	25433-11		
		ТТ	В	нет	-	-	-		
		ТТ	С	ТЛО-10 М1АС У2	0,5S	100/5	25433-11		
		ТН	А	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	В	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	С	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	А	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	В	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	С	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		СЭЭ	A1805RL-P4G-DW-3		0,5S/1,0	1	31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
38	Фидер №2 (рез) 10 кВ	ТТ	А	ТЛО-10 М1АС У2	0,5S	75/5	25433-11	RTU-327 пер. № 41907-09	УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТТ	В	нет	-	-	-		
		ТТ	С	ТЛО-10 М1АС У2	0,5S	75/5	25433-11		
		ТН	А	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	В	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	С	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	А	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	В	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	С	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		СЭЭ	A1805RL-P4G-DW-3		0,5S/1,0	1	31857-11		
39	Фидер №3 (рез) 10 кВ	ТТ	А	ТЛО-10 М1АС У2	0,5S	50/5	25433-11		
		ТТ	В	нет	-	-	-		
		ТТ	С	ТЛО-10 М1АС У2	0,5S	50/5	25433-11		
		ТН	А	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	В	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	С	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	А	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	В	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		ТН	С	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	0,5	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	47583-11		
		СЭЭ	A1805RL-P4G-DW-3		0,5S/1,0	1	31857-11		

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
40	ТСН 1	ТТ	А	ТТН-40	0,5S	600/5	58465-14	RTU-327 рег. № 41907-09	УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТТН-40	0,5S	600/5	58465-14		
		ТТ	С	ТТН-40	0,5S	600/5	58465-14		
		СЭЭ	A1805RL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
41	ТСН 2	ТТ	А	ТТН-40	0,5S	600/5	58465-14		
		ТТ	В	ТТН-40	0,5S	600/5	58465-14		
		ТТ	С	ТТН-40	0,5S	600/5	58465-14		
		СЭЭ	A1805RL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
42	РТСН	ТТ	А	ТТН-40	0,5S	600/5	58465-14		
		ТТ	В	ТТН-40	0,5S	600/5	58465-14		
		ТТ	С	ТТН-40	0,5S	600/5	58465-14		
		СЭЭ	A1805RL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
43	АБ	ТТ	А	ТТН-40	0,5S	400/5	58465-14		
		ТТ	В	ТТН-40	0,5S	400/5	58465-14		
		ТТ	С	ТТН-40	0,5S	400/5	58465-14		
		СЭЭ	A1805RL-P4G-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		

Примечания

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

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 8 (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
10, 17 – 26, 28, 29, 32 – 39 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
9, 11 – 16, 27 (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
30, 31 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,5	0,9	0,9	0,9
	0,8	1,7	1,2	1,0	1,0
	0,5	2,3	1,9	1,5	1,5
40 – 43 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9

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 – 8 (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
10, 17 – 26, 28, 29, 32 – 39 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,9	2,1	2,1
	0,5	2,7	2,1	1,5	1,5
9, 11 – 16, 27 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
30, 31 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,6	1,6
	0,5	2,0	1,9	1,3	1,3
40 – 43 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	1,8	1,8
	0,5	2,6	2,0	1,3	1,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,0	1,4	1,2	1,2
10, 17 – 26, 28, 29, 32 – 39 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,2	1,9	1,9
	0,5	5,1	3,4	2,7	2,7
9, 11 – 16, 27 (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
30, 31 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,5	1,5	1,5
	0,8	2,1	1,7	1,6	1,6
	0,5	2,7	2,3	2,0	2,0
40 – 43 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,5	1,5
	0,8	2,9	2,1	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,2	2,4	2,4

Окончание таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{\text{изм}} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1 – 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,3	2,0	1,7	1,7
	0,5	2,0	1,6	1,5	1,5
10, 17 – 26, 28, 29, 32 – 39 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,2	4,3	3,8	3,8
	0,5	4,1	3,7	3,4	3,4
9, 11 – 16, 27 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
30, 31 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	3,9	3,7	3,4	3,4
	0,5	3,6	3,5	3,2	3,2
40 – 43 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,1	4,1	3,6	3,6
	0,5	4,0	3,7	3,3	3,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электрической энергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-327: - средняя наработка до отказа, ч, не менее УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч - время восстановления, ч	120000 72 35000 45000 2
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:

- 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 времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции 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 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 информации 30 мин (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	ТРГ-УЭТМ®-110	6 шт.
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ®-110 УХЛ2	14 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ УХЛ2	25 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10 М1АС У2	17 шт.
Трансформатор тока	ТТН-40	12 шт.
Трансформатор напряжения	СРВ 123	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-35-И УХЛ2	8 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 У2	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	43 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Паспорт-формуляр	5473-1-64.1-ЭСТ4.ПФ	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) тяговой подстанции «Даурия» Забайкальской ЖД - филиала ОАО «РЖД» 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) тяговой подстанции «Даурия» Забайкальской ЖД - филиала ОАО «РЖД» 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

Акционерное общество «Форатек ЭнергоТрансСтрой» (АО «Форатек ЭТС»)

ИНН 7716236962

Адрес: 620017, Свердловская область, г. Екатеринбург, ул. Фронтовых бригад, 33

Телефон: +7 (343) 345-06-30

Web-сайт: www.fets.ru

E-mail: 1520@fets.ru

Испытательный центр

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

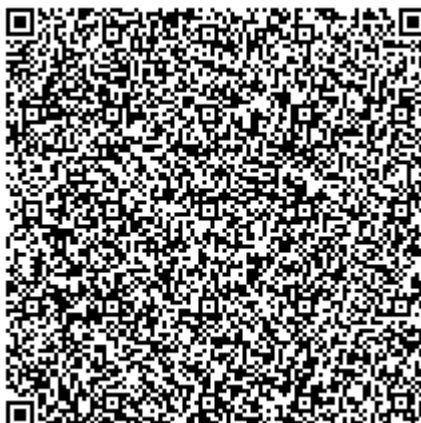
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

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. № 2114

Регистрационный № 83272-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Осциллографы цифровые запоминающие RTO6

Назначение средства измерений

Осциллографы цифровые запоминающие RTO6 предназначены для исследования формы и измерений амплитудных и временных параметров электрических сигналов.

Описание средства измерений

Принцип действия осциллографов цифровых запоминающих RTO6 основан на высокоскоростном аналогово-цифровом преобразовании входного сигнала в реальном времени, на предварительной аппаратной обработке сигнала и записи сигнала в память осциллографа. В результате обработки сигнала и в соответствии с настройками осциллографа выделяется часть сигнала, предназначенная для отображения на экране.

Осциллографы цифровые запоминающие RTO6 позволяют проводить автоматические и курсорные измерения амплитудно-временных параметров сигнала, математическую обработку сигналов, статистическую обработку результатов измерений, проверку цифровых сигналов с помощью масок, быстрое преобразование Фурье и измерение параметров сигнала в частотной области с выводом результатов измерений на экран. Осциллографы обеспечивают управление всеми режимами работы и параметрами как вручную, так и дистанционно от внешнего компьютера, автоматическое тестирование и самодиагностику. К осциллографам возможно опциональное подключение генератора сигналов произвольной формы, а также генератора импульсных сигналов.

Конструктивно осциллографы цифровые запоминающие RTO6 выполнены в виде настольного лабораторного прибора. Для организации связи с внешними устройствами применяются интерфейсы LAN, USB 2.0 и опционально GPIB.

К данному типу осциллографов цифровых запоминающих RTO6 относятся осциллографы со следующими опциями:

B90/B91/B92/B93/B94/B96 – опции полос пропускания 0,6 ГГц/1 ГГц/2 ГГц/3 ГГц/ 4 ГГц/6 ГГц;

B104/B110 – опция расширения памяти до 400 Мбайт/1 Гбайт;

B6 – опция генератора сигналов произвольной формы;

B7 – опция генератора импульсных сигналов;

B10 – опция интерфейса GPIB.

Для предотвращения несанкционированного доступа осциллографы цифровые запоминающие RTO6 имеют защитную наклейку завода-изготовителя, закрывающую головку винта крепления корпуса. Серийный номер, идентифицирующий каждый экземпляр СИ, наносится методом наклейки на заднюю панель осциллографов цифровых запоминающих RTO6 в соответствии с рисунком 2 и имеет формат шестизначного цифрового номера. Знак поверки может наноситься на заднюю панель осциллографов цифровых запоминающих RTO6.

Общий вид осциллографов цифровых запоминающих RTO6, обозначение места для нанесения знака утверждения типа средства измерений, представлены на рисунке 1.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа и место нанесения серийного номера, идентифицирующего каждый экземпляр СИ, представлены на рисунке 2.



Место нанесения знака
утверждения типа

Рисунок 1 - Общий вид средства измерений



Рисунок 2- Схема пломбировки от несанкционированного доступа и место нанесения серийного номера, идентифицирующего каждый экземпляр СИ

Программное обеспечение

Программное обеспечение «FW RTO6» предназначено для управления режимами работы осциллографов цифровых запоминающих RTO6. Программное обеспечение «FW RTO6» предназначено только для работы с осциллографами цифровыми запоминающими RTO6 и не может быть использовано отдельно от измерительно-вычислительной платформы этих приборов.

Программное обеспечение реализовано без выделения метрологически значимой части. Влияние программного обеспечения не приводит к выходу метрологических характеристик осциллографов цифровых запоминающих RTO6 за пределы допускаемых значений.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	FW RTO6
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.10
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики осциллографов цифровых запоминающих RTO6 приведены в таблицах 2 -3.

Таблица 2 –Метрологические характеристики

Наименование характеристики		Значение
1		2
Число каналов		4
Максимальная частота дискретизации F_d , Гц	на каждый канал для опций B90, B91, B92, B93	$1 \cdot 10^{10}$
	при объединении каналов для опций B94, B96	$2 \cdot 10^{10}$
Объем памяти на каждый канал, Мбайт	в стандартной комплектации	200
	с опцией B104	400
	с опцией B110	1000
Входное сопротивление, Ом		50 или $1 \cdot 10^6$
Полоса пропускания при входном сопротивлении 50 Ом, Гц	опция B90	от 0 до $6 \cdot 10^8$
	опция B91	от 0 до $1 \cdot 10^9$
	опция B92	от 0 до $2 \cdot 10^9$
	опция B93	от 0 до $3 \cdot 10^9$
	опция B94 и опция B96 при работе 4-х каналов	от 0 до $4 \cdot 10^9$
	опция B96 при работе 2-х каналов	от 0 до $6 \cdot 10^9$
Диапазон значений коэффициента развертки, с/дел		от $2,5 \cdot 10^{-11}$ до $1 \cdot 10^4$
Пределы допускаемой относительной погрешности по частоте внутреннего опорного генератора		$\pm 1 \cdot 10^{-7}$
Диапазон значений коэффициента отклонения (КО), в зависимости от входного сопротивления R, В/дел	R = 50 Ом	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 1
	R = 1 МОм	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 10

Продолжение таблицы 2

1		2
Пределы допускаемой относительной погрешности установки коэффициента отклонения $\delta_{КО}$, в зависимости от входного сопротивления R_i коэффициента отклонения (КО), %	R = 50 Ом: $КО \leq 0,005$ В/дел $КО > 0,005$ В/дел	$\pm 2,0$ $\pm 1,5$
	R = 1 МОм	$\pm 2,0$
Диапазон установки постоянного смещения $U_{см}$, в зависимости от входного сопротивления R_i коэффициента отклонения (КО), В	R = 50 Ом: $КО \leq 0,1$ В/дел $КО = 0,2$ В/дел $КО \geq 0,4$ В/дел	± 1 ± 3 ± 10
Диапазон установки постоянного смещения $U_{см}$, в зависимости от входного сопротивления R_i коэффициента отклонения (КО), В	R = 1 МОм: $КО \leq 0,02$ В/дел $КО = (0,04; 0,05; 0,1)$ В/дел $КО = 0,2$ В/дел $КО = (0,4; 0,5; 1)$ В/дел $КО = 2$ В/дел $КО \geq 4$ В/дел	± 1 $\pm (1,15 - 5 \cdot КО)$ ± 10 $\pm (11,5 - 5 \cdot КО)$ ± 100 $\pm (115 - 5 \cdot КО)$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки постоянного смещения $\Delta U_{см}$, В		$\pm (0,0035 \cdot U_{см} + 0,1 \cdot КО + 0,0025)$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений постоянного напряжения $\Delta U_{изм}$, В		$\pm (\delta КО \cdot (U_{изм} - U_{см}) / 100 + \Delta U_{см})$
Источники синхронизации		входы каналов
Минимальный уровень синхронизации от входов каналов осциллографа, дел, не более		0,1
Режимы запуска		автоматический, ждущий, однократный, n-кратный
Генератор сигналов произвольной формы (опция В6)		
Количество каналов		2
Максимальная частота дискретизации, МГц		500
Разрядность ЦАП, бит		14
Виды выходного сигнала		синус, прямоугольник, пила, шум, постоянное напряжение, АМ, ЧМ, произвольный сигнал
Выходной разъем		BNC «розетка», 50 Ом
Диапазон частот синусоидального сигнала, Гц		от $1 \cdot 10^{-6}$ до $1 \cdot 10^8$
Диапазон установки размаха напряжения выходного синусоидального сигнала на нагрузке 50 Ом, В		от 0,01 до 4

Окончание таблицы 2

1		2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки размаха напряжения синусоидального сигнала $U_{ГСПФ}$ на частоте 1 кГц на нагрузке 50 Ом, В		$\pm(0,01 \cdot U_{ГСПФ} + 0,001)$
Неравномерность АЧХ относительно частоты 1 кГц, дБ, не более	до 100 кГц включ.	$\pm 0,1$
	св. 100 кГц до 60 МГц включ.	$\pm 0,3$
	св. 60 до 100 МГц	$\pm 0,5$
Уровень гармонических искажений при размахе сигнала 1 В, дБ относительно несущей, не более	до 100 кГц включ.	-70
	св. 100 кГц до 15 МГц включ.	-55
	св. 15 до 35 МГц включ.	-40
	св. 35 до 100 МГц	-30
Генератор импульсных сигналов (опция В7)		
Выходное сопротивление, Ом	Несимметричный режим	50
	Дифференциальный режим	100
Частота повторения выходных импульсов, Гц		от 5 до $2,5 \cdot 10^8$
Амплитуда импульсов отрицательной полярности $U_{ГИС}$, мВ		от 50 до 200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки амплитуды импульсов в несимметричном режиме в диапазоне частот от 5 Гц до 100 МГц, В		$\pm(0,02 \cdot U_{ГИС} + 0,015)$
Время нарастания и спада импульсов, пс, не более		25

Таблица 3- Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания от сети переменного тока частотой 50 или 60 Гц, В	от 100 до 240
Потребляемая мощность, Вт, не более	450
Габаритные размеры (ширина × высота × глубина), мм, не более	450×315×204
Масса (без опций и аксессуаров), кг, не более	15
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха при температуре 40 °С, %, не более	от 0 до +45 85
Условия хранения и транспортирования: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха при температуре 40 °С, %, не более	от -40 до +70 95
Средняя наработка на отказ, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель осциллографов цифровых запоминающих РТО6 в соответствии с рисунком 1 методом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Осциллограф цифровой запоминающий	RTO6	1 шт.
Опция полосы пропускания до 0,6 ГГц	B90	одна из опций на выбор поставляется вместе с RTO6
Опция полосы пропускания до 1 ГГц	B91	
Опция полосы пропускания до 2 ГГц	B92	
Опция полосы пропускания до 3 ГГц	B93	
Опция полосы пропускания до 4 ГГц	B94	
Опция полосы пропускания до 6 ГГц	B96	
Опция расширения памяти до 400 Мб	B104	по отдельному заказу
Опция расширения памяти до 1 Гб	B110	по отдельному заказу
Опция генератора сигналов произвольной формы	B6	по отдельному заказу
Опция генератора импульсных сигналов	B7	по отдельному заказу
Опция интерфейса GPIB	B10	по отдельному заказу
Комплект ЗИП	-	1 компл.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 8 “Порядок работы” руководства по эксплуатации

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к осциллографам цифровым запоминающим RTO6

Приказ Росстандарта от 31.07.2018 № 1621 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 № 3461 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 9 кГц до 37,5 ГГц

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 № 3463 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений импульсного электрического напряжения

Приказ Росстандарта от 29.05.2018 № 1053 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц

Техническая документация фирмы “Rohde & Schwarz GmbH & Co. KG”, Германия

Изготовитель

“Rohde & Schwarz zavod Vimperk, s.r.o.”, Чехия

Адрес: Spidrova 49, 38501 Vimperk, Czechia

Телефон: +420 388 452 109

Web-сайт: <https://www.rohde-schwarz.com>

E-mail: customersupport@rohde-schwarz.com

Испытательный центр

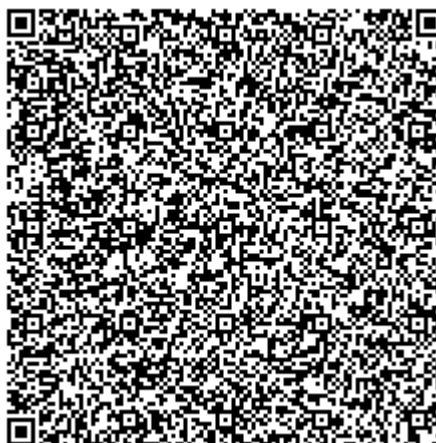
Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: <http://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. № 2114

Регистрационный № 83273-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры переменного перепада давления ITABAR+E

Назначение средства измерений

Расходомеры переменного перепада давления ITABAR+E (далее – расходомеры) предназначены для измерений объемного расхода и объема жидкости, газа, насыщенного и перегретого пара.

Описание средства измерений

Принцип действия расходомера основан на использовании в качестве первичного преобразователя расхода осредняющей напорной трубки (далее – ОНТ).

При протекании потока через ОНТ в ней возникает скоростной напор, который преобразуется в перепад давлений между полным давлением, отбираемым на стороне набегающего потока, и статическим давлением, отбираемым на противоположной стороне ОНТ по направлению потока.

Перепад давлений на выходе ОНТ преобразуется преобразователем дифференциального давления в выходной сигнал, пропорциональный объемному расходу измеряемой среды при рабочих условиях.

Расходомеры состоят из первичного преобразователя расхода ITABAR-FLOW-SENSOR (ОНТ) и преобразователя давления измерительного Deltabar S PMD75 (регистрационный номер № 72796-18) с пределами допускаемой основной приведенной к ВПИ погрешностью дифференциального давления $\pm 0,05\%$.

По заказу расходомер комплектуется:

преобразователем давления измерительным Cerabar S PMP71, Cerabar S PMP75 (регистрационный номер № 71892-18),

термопреобразователем сопротивления платиновым серий TR, TS, TST, TPR, TSM, TET (регистрационный номер № 68002-17, HXC Pt 100, класс А по ГОСТ 6651-2009),

комплексом измерительно-вычислительным RMC 621, RMS 621 (регистрационный номер № 37514-08) (далее – ИВК).

Преобразователь дифференциального давления обеспечивает измерение разности давлений, вычисление объемного расхода и объема, формирование выходного сигнала, соответствующего измеренному расходу, в унифицированный сигнал постоянного тока (от 4 до 20 мА) или цифровой сигнал по протоколам HART, Profibus, Foundation Fieldbus.

Комплекс измерительно-вычислительный преобразует сигналы от преобразователей давлений и термопреобразователя сопротивления в значения объемного расхода, температуры, давления, а также вычисляет массовый расход, массу и объем измеряемой среды при рабочих условиях, объемный расход и объем газа, приведенные к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63.

Расходомеры по заказу могут комплектоваться двумя преобразователями давления измерительными Deltabar S PMD75, что позволяет увеличить динамический диапазон расхода.

Преобразователи давления измерительные Deltabar S PMD75 снабжены встроенным жидкокристаллическим дисплеем (ЖКИ) для отображения измеренных величин, аварийных и диагностических сообщений.

ОНТ представляет собой погружную конструкцию, устанавливаемую в трубопровод или короб прямоугольного сечения, фронтальной частью навстречу потоку.

ОНТ выпускаются серий 20/21; 25/26; 35/36; 65/66; 100, отличающихся формой поперечного сечения, длиной погружной части, количеством отверстий. Выбор серии осуществляется при заказе расходомера.

Монтаж ОНТ осуществляется с помощью резьбового, приварного или фланцевого соединений.

При монтаже ОНТ на трубопроводе необходимо соблюдать длины прямолинейных измерительных участков до и после места установки, которые зависят от местных сопротивлений. Минимальные прямые участки по направлению потока составляют 7 DN до и 3 DN после установки расходомера.

Серийный номер расходомера методом гравировки наносится на шильдик, место его крепления показано стрелкой на рисунке 1.

Формат серийного номера — девятизначный цифровой код.

Пломбирование осредняющих напорных трубок не предусмотрено. Средства измерений утвержденных типов, входящие в состав расходомера, обеспечивают защиту от несанкционированного вмешательства в работу расходомера. Способы их защиты и места пломбирования приведены в описаниях типа и (или) в эксплуатационной документации.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и/или в паспорт расходомера.

Общий вид расходомера представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 — Общий вид расходомера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) расходомера встроенное. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения			
	Преобразователи давления измерительные Deltabar S PMD75	Преобразователи давления измерительные ¹⁾ Cerabar S PMP71, Cerabar S PMP75	Комплексы измерительно-вычислительные ²⁾	
			RMC 621	RMS 621
Идентификационное наименование ПО	Deltabar S	Cerabar S	FCU0xxA	FCS0xxA
Номер версии (идентификационное наименование) ПО	не ниже 02.10.01	не ниже 02.10.01	не ниже V3.yy.zz	не ниже V3.yy.zz
Цифровой идентификатор ПО	не отображается	не отображается	не отображается	не отображается
Алгоритм вычисления цифрового индикатора ПО	-	-	CRC16	CRC16
¹⁾ – при наличии в составе расходомера преобразователя давления измерительного Cerabar S PMP71 или Cerabar S PMP75				
²⁾ – при наличии в составе расходомера ИВК				

Уровень защиты ПО расходомеров переменного перепада давления ITABAR+E от непреднамеренных и преднамеренных изменений «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014. Нормирование метрологических характеристик приведено с учетом того, что программное обеспечение является неотъемлемой частью расходомера.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от $S \cdot V_{\min}$ до $S \cdot V_{\max}$, где S – площадь сечения трубопровода, м ² $V_{\min}$ и $V_{\max}$ – верхний и нижний пределы диапазона скоростей соответственно
Динамический диапазон измерений расхода:	5:1 25:1 ¹⁾
Диапазон измерений разности давлений, кПа	от 0 до 4000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема в рабочих условиях, %	±1,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, %	±2,0
¹⁾ - при комплектации расходомера двумя преобразователями давления измерительными Deltabar S PMD75	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диаметр условного прохода (размер поперечного сечения, мм) трубопровода DN	от 20 до 6000
Характеристики измеряемой среды: - диапазон скоростей, м/с: жидкость газ пар - максимальное избыточное давление, МПа - диапазон температур, °С: жидкость, газ пар	 от 0,2 до 5 от 1 до 40 от 2 до 50 40 от -40 до +200 от -40 до +300
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С: - ОНТ и СИ, утвержденных типов, кроме ИВК - ИВК, - относительная влажность окружающего воздуха, %, - атмосферное давление, кПа - напряжение питания постоянного тока, В	 от -40 до +85 от -40 до +60 от 30 до 98 от 84 до 106,7 от 10,5 до 45
Выходные сигналы	4-20 мА, HART, Profibus PA, Foundation Fieldbus
Потребляемая мощность, Вт, не более	45
Масса, габаритные размеры ¹⁾ ITABAR-FLOW-SENSOR (ОНТ)	в зависимости от DN и способа присоединения
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч	75000
Маркировка взрывозащиты	1Ex ia IIC T6...T3 Gb 1Ex d IIC T6/T4 Gb
¹⁾ - масса и габаритные размеры СИ утвержденных типов приведены в их описаниях типа	

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом и на средства измерений, входящие в состав расходомера, согласно их описаниям типа.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность расходомера переменного перепада давления ITABAR+E

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Расходомер переменного перепада давления	ITABAR+E	1 шт.	Комплектация согласно заказу
Паспорт	-	1 экз.	-
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.	-
Методика поверки	МП 2550-0377-2020	1 экз.	-
Эксплуатационная документация СИ утвержденных типов	-	1 комплект	-

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 9.2 «Расчет расхода» руководства по эксплуатации «Расходомеры переменного перепада давления ITABAR+E».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к расходомерам переменного перепада давления ITABAR+E

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

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

Техническая документация фирмы-изготовителя

Изготовитель

Фирма «Intra-Automation GmbH», Германия

Адрес: Otto-Hahn-Strasse 20 D-41515 Grevenbroich Postfach 10 03 27 D-41487 Grevenbroich, Germany

Телефон: +49 21 81/7 56 65-0, факс: +49 21 81/6 44 92

Web-сайт: www.intra-automation.de

E-mail: info@intra-automation.de

Испытательный центр

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

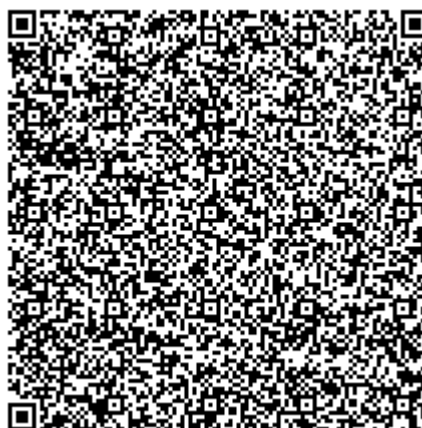
Адрес: 190005, Санкт-Петербург, Московский пр., 19

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. № 2114

Регистрационный № 83274-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Солнечная (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый 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.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов ТК16L (далее по тексту-УСПД), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), коммутационное оборудование, в состав которого входят шлюзы Е-422, сетевые концентраторы, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных типа IBM System x3950, радиосервер точного времени РСТВ-01-01 (далее по тексту-УСВ); автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту - ПК); каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

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

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в базу данных (БД) сервера ИВК. В сервере БД 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. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК автоматически формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматически передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС».

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

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит радиосервер точного времени РСТВ-01-01 (УСВ), который ежесекундно синхронизирует собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ и при расхождении ± 1 с. и более, сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК происходит при каждом сеансе связи с сервером ИВК. При расхождении шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера ИВК на величину более чем ± 1 с, выполняется синхронизация шкалы времени УСПД.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени УСПД происходит с периодичностью 1 раз в 30 минут. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени УСПД на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) приведены 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 1.00
Цифровой идентификатор ПО по MD-5	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	И В К Э	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ОРУ-220 кВ, яч.4, ВЛ 220 кВ Жигулевская ГЭС - Солнечная	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 500/1 Рег.№ 6540-78	НКФ-220-58У1 КТ 0,5 220000/√3/100/√3 Рег.№ 14626-95	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07	ТК 16L.31, рег.№ 36643-07	Сервер баз данных типа IBM System x3950, PCTB-01-01, рег.№ 40586-12
2	ОРУ-110 кВ, яч.5, КВЛ 110 кВ Солнечная - Стадион с от- пайкой на ПС Городская 3 (КВЛ 110кВ Московская-4)	ТГФМ-110 КТ 0,2S 500/1 Рег.№ 52261-12	НАМИ-110 КТ 0,2 110000/√3/100/√3 Рег.№ 60353-15	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
3	ОРУ-110 кВ, яч.3, ВЛ 110 кВ Московская-3	ТГФМ-110 КТ 0,2S 500/1 Рег.№ 52261-12	НАМИ-110 КТ 0,2 110000/√3/100/√3 Рег.№ 60353-15	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
4	ОРУ-110 кВ, яч.12, ВЛ 110 кВ Луч-1	ТГФМ-110 КТ 0,2S 400/1 Рег.№ 52261-12	НАМИ-110 КТ 0,2 110000/√3/100/√3 Рег.№ 60353-15	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
5	ОРУ-110 кВ, яч.14, ВЛ 110 кВ Луч-2	ТГФМ-110 КТ 0,2S 400/1 Рег.№ 52261-12	НАМИ-110 КТ 0,2 110000/√3/100/√3 Рег.№ 60353-15	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
6	ОРУ-110кВ, яч.6, КВЛ-110 кВ Солнечная- Стадион с от- пайками (КВЛ 110кВ Семей- кино-3)	ТГФМ-110 КТ 0,2S 500/1 Рег.№ 52261-12	НАМИ-110 КТ 0,2 110000/√3/100/√3 Рег.№ 60353-15	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
7	ОРУ-110кВ, яч.8, ВЛ 110 кВ Семейкино-4	ТГФМ-110 КТ 0,2S 1000/1 Рег.№ 52261-12	НАМИ-110 КТ 0,2 110000/√3/100/√3 Рег.№ 60353-15	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ОРУ-110кВ, яч.13, ОБ- 110кВ (ОМВ- 110 кВ)	ТГФМ-110 КТ 0,2S 1000/1 Рег.№ 52261-12	НАМИ-110 КТ 0,2 110000/√3/100/√3 Рег.№ 60353-15	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07	ТК 16L.31, рег.№ 36643-07	Сервер баз данных типа IBM System x3950, PCTB-01-01, рег.№ 40586-12
9	ЗРУ-6 кВ, яч.5, КЛ-6 кВ Ф-5	ТЛО-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
10	ЗРУ-6 кВ, яч.29, КЛ-6 кВ Ф-29	ТЛО-10 КТ 0,5S 800/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
11	ЗРУ-6 кВ, яч.28, КЛ-6 кВ Ф-28	ТЛО-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/(100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Зав.№ 94980742 Рег.№ 22422-07		
12	ЗРУ-6 кВ, яч.30, КЛ-6 кВ Ф-30	ТЛО-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
13	ЗРУ-6 кВ, яч.35, КЛ-6 кВ Ф-35	ТЛО-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
14	ЗРУ-6 кВ, яч.37, КЛ-6 кВ Ф-37	ТЛО-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3 / 100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
15	ЗРУ-6 кВ, яч.66, КЛ-6 кВ Ф-66	ТЛО-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
16	ЗРУ-6 кВ, яч.18, КЛ-6 кВ Ф-18	ТЛО-10 КТ 0,5S 800/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
17	ЗРУ-6 кВ, яч. 32, КЛ-6 кВ Ф- 32	ТЛО-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
18	ЗРУ-6 кВ, яч. 71, КЛ 6 кВ Ф- 71	ТЛО-10 КТ 0,5S 600/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
19	ЗРУ-6 кВ, яч. 72, КЛ-6 кВ Ф-72	ТЛО-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№ №25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07	ТК 16L.31, рег.№ 36643-07	Сервер баз данных типа IBM System x3950, PCTB-01-01, рег.№ 40586-12
20	ЗРУ-6 кВ яч. 65, КЛ-6 кВ Ф-65	ТЛО-10 КТ 0,5S 800/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
21	ЗРУ-6 кВ, яч. 56, КЛ-6 кВ Ф-56	ТЛО-10 КТ 0,5S 800/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
22	ЗРУ-6 кВ, яч. 67, КЛ-6 кВ Ф- 67	ТЛО-10 КТ 0,5S 800/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
23	ЗРУ-6 кВ, яч.11, КЛ-6 кВ Ф-11	ТЛО-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
24	ЗРУ-6 кВ, яч.47, КЛ-6 кВ Ф- 47	ТЛО-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
25	ЗРУ-6 кВ, яч.15, КЛ-6 кВ Ф- 15	ТЛО-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
26	ЗРУ-6 кВ, яч.53, КЛ-6 кВ Ф- 53	ТЛО-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
27	ЗРУ-6 кВ, яч.23, КЛ-6 кВ Ф-23	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
28	ЗРУ-6 кВ, яч. 24, КЛ-6 кВ Ф- 24	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
29	ЗРУ-6 кВ, яч. 54, КЛ-6 кВ Ф- 54	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
30	ЗРУ-6 кВ, яч. 55, КЛ-6 кВ Ф-55	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07	ТК 16L.31, рег.№ 36643-07	Сервер баз данных типа IBM System x3950, PCTB-01-01, рег.№ 40586-12
31	ЗРУ-6 кВ, яч.17, КЛ-6 кВ Ф-17	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5S 100/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
32	ЗРУ-6 кВ, яч. 51, КЛ-6 кВ Ф-51	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5S 100/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег. № 22422-07		
33	ЗРУ-6 кВ, яч. 7 КЛ-6 кВ Ф №7	ТЛО-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
34	ЗРУ-6 кВ, яч. 45 КЛ-6 кВ Ф №45	ТЛО-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
35	ЗРУ-6 кВ, яч. 33 КЛ-6 кВ Ф №33	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№ 32139-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 22422-07		
51	ЗРУ-6 кВ, яч. 31, КЛ-6 кВ Ф №31	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5S 200/5 Рег.№ 32139-11	ЗНОЛ-ЭК-10 КТ 0,2 6000/√3/100/√3 Рег.№ 47583-11	A1805RAL XQV- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Зав.№ 01339926 Рег.№ 31857-20		

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 АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные, утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm$) δ , %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm$) δ , %
1	Активная Реактивная	1,2 1,8	2,9 4,6
2-8	Активная Реактивная	1,2 1,9	1,3 2,1
9-35	Активная Реактивная	1,0 1,6	1,6 2,6
51	Активная Реактивная	1,2 1,9	1,8 3,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с			5
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3. Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{\text{ном}}$ для нормальных условий, для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{\text{ном}}$, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +30°C.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	36
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 0,9 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности: $\cos \varphi$ $\sin \varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ, ТН, °C - температура окружающей среды для счетчиков, °C ZMD (мод. ZMD402CT41.0467 S2) Альфа А 1800 (мод. А1805RAL XQV- P4GB-DW-4) - температура окружающей среды для сервера ИБК, °C - температура окружающей среды для УСПД, °C	от 99 до 101 от 1(2) до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от -10 до +40 от -40 до +65 от +10 до +30 от +10 до +30

Продолжение таблицы 4

1	2
- температура окружающей среды для радиосервера точного времени РСТВ-01-01, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более	от +5 до +50 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: ZMD (мод. ZMD402СТ41.0467 S2) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - средний срок службы, лет Альфа А 1800 (мод. А1805RAL XQV- P4GB-DW-4) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - средний срок службы, лет УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Радиосервер точного времени РСТВ-01-01 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - коэффициент готовности, , не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	35000 30 12 0000 30 55 000 55 000 0,99 1
Глубина хранения информации: Счетчики: ZMD (мод. ZMD402СТ41.0467 S2) - каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 мин, не менее Альфа А 1800 (мод. А1805RAL XQV- P4GB-DW-4) - графиков нагрузки для одного канала с интервалом 30 минут, сут, не менее. УСПД: - электропотребления (профиль нагрузки счетчиков), мес, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	85 1200 48 10 3,5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика и УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика и УСПД;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК.
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использование цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 220 Б-IV У1	6
	ТГФМ-110	21
	ТЛО-10	60
	ТОЛ-СЭЩ-10	18
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58У1	3
	НАМИ-110	6
	ЗНОЛ-ЭК-10	12
Счетчик электрической энергии	ZMD 402СТ41.0467 S2	35
	A1805RAL XQV- P4GB-DW-4	1
Устройство сбора и передачи данных ТК 16L для автоматизации измерений и учета энергоресурсов (УСПД)	ТК 16L.31	1
Радиосервер точного времени (УСВ)	PCTB-01-01	1
Сервер баз данных	IBM System x3950	1
Сервер коммуникационный	-	1
Сервер архивов	-	1
Документация		
Формуляр	ФО26.51.43/54/21	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Солнечная. МВИ 26.51.43/54/21, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Изготовитель

Филиал Публичного акционерного общества «ФСК ЕЭС» - МЭС Волги (Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Волги)

ИНН 4716016979.

Адрес: 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, д.226

Телефон 846) 339-63-59

E-mail: mesvolgi@volga.fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

(ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2114

Регистрационный № 83275-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система информационно-измерительная автоматизированная АИИС-У-ЭС-02

Назначение средства измерений

Система информационно-измерительная автоматизированная АИИС-У-ЭС-02 (далее – АИИС) предназначена для измерений параметров технологических процессов стендовых испытаний компрессоров среднего (КСД) и высокого (КВД) давления (далее – изделия) газотурбинных двигателей (ГТД) на стенде ЭС-02-01 цеха № 26, выраженных в единицах величин: частоты вращения; объёмного расхода жидкости; давления и разрежения жидкости и газа; температуры жидкости и газа; скорости колебаний (вибрации) твёрдых тел; силы крутящего момента и влажности воздуха, а также для регистрации и отображения результатов измерений и расчетных величин.

Описание средства измерений

Конструктивно АИИС состоит из: автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора АИИС в составе монитора, клавиатуры и манипулятора типа «мышь», соединённых со встроенными платами персонального компьютера (ПК); стойки измерительно-вычислительного комплекса (ИВК) в составе системного блока ПК со встроенными платами АЦП, источника бесперебойного питания (ИБП), клеммных соединителей и кабелей для соединений внутри стойки; стativa (панели) датчиков давления (СтДД) с расположенными на нем первичными измерительными преобразователями (ПП) давления и разрежения; шкафа температурных преобразователей (ШкТП) с расположенными в нем промежуточными измерительными преобразователями (ПрП) частотных и аналоговых сигналов, стабилизированных источников питания ПП и ПрП; комплекта кабелей для соединения ПП, ПрП и клеммных соединителей стойки ИВК между собой; ПП и источников питания, размещённых по месту на изделиях, в стендовом технологическом оборудовании (СТО) и системах; монитора на рабочем месте ведущего испытания на стендовом пульте управления (ПУ), соединённого с ПК.

ПП температуры термоэлектрического типа (термопары) предварительно устанавливаются в технологические конструктивы (комбинированные или термогребёнки), в количестве от 2 до 6 штук на гребёнку, которые затем монтируются на изделия по месту.

Принцип действия АИИС основан на преобразовании первичными измерительными преобразователями измеряемых значений величин на входе в ПП в функционально связанные электрические сигналы на выходе ПП, с последующим преобразованием и/или нормализацией промежуточными преобразователями и передачей результатов на модули аналогово-цифрового преобразования (АЦП) ПК для цифрового преобразования. Далее сигнал в цифровом формате поступает в процессор ПК, где, с применением функционального/прикладного программного обеспечения, по обратной функции преобразуется в измеренные значения величин, которые регистрируются в памяти ПК и отображаются на мониторах АРМ оператора АИИС и рабочего места ведущего испытания.

Функционально АИИС включает в себя следующие ИК:

- ИК частоты вращения;
- ИК объёмного расхода (прокачки) жидкости (масла);
- ИК разрежения/давления жидкости и газа;

ИК температуры газа с ПП термоэлектрического типа;
ИК температуры жидкости и газа с ПП терморезистивного типа;
ИК скорости колебаний (вибрации) твёрдых тел;
ИК силы крутящего момента;
ИК влажности воздуха;

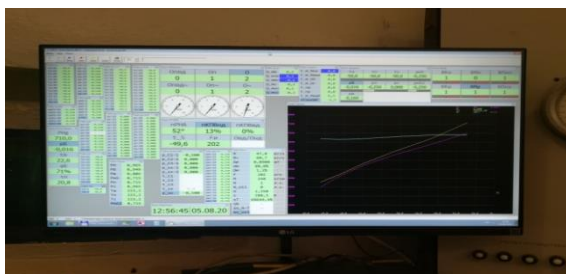
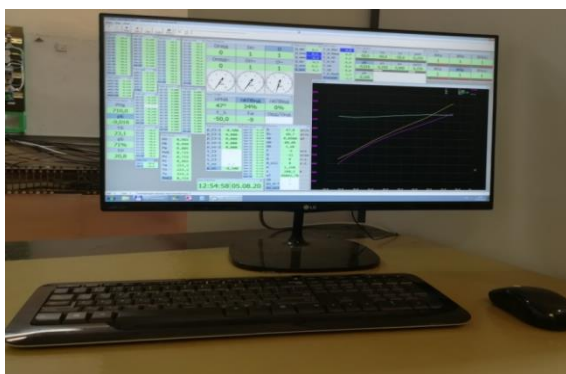


Рисунок 1 –АРМ оператора АИИС (вверху) и монитор рабочего места ведущего испытаний (внизу)



Рисунок 2 – Стойка ИВК (справа), вид с лицевой стороны



Рисунок 3 – Стойка ИВК (без двери), вид с лицевой стороны



Рисунок 4 – ШкТП, вид с лицевой стороны



Рисунок 5 – Датчик весоизмерительный тензорезисторный М50-С3. Монтаж по месту



Рисунок 6 – Преобразователь весоизмерительный ТВ-003/05Д. Монтаж по месту



Рисунок 7 – Аппаратура контроля вибраций ИВ-Д-ПФ-4М



Рисунок 8 – Вибропреобразователь МВ-43. Монтаж по месту

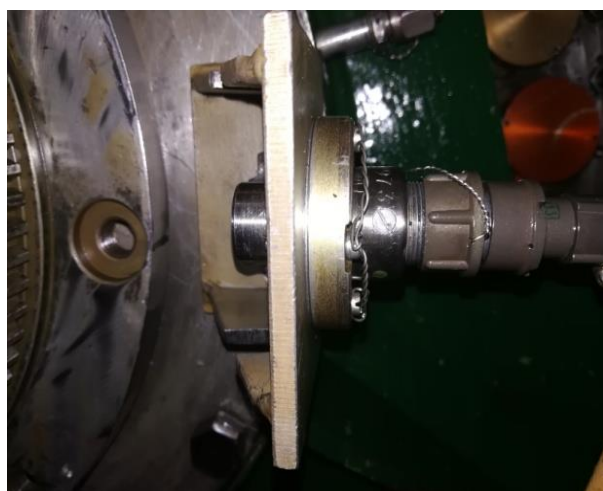


Рисунок 9 – Датчик ДЧВ-2500А. Монтаж по месту



Рисунок 10 – Измерительный преобразователь температуры и влажности ИПТВ-056/М3-03. Монтаж по месту



Рисунок 11 – Турбинный преобразователь расхода ТПР14-2-1. Монтаж по месту



Рисунок 12 – Турбинный преобразователь расхода ТПР11-1-1. Монтаж по месту



Рисунок 13 – СтДД с ПП давления BDSensors



Рисунок 14 – Термосопротивление ТП-9201. Монтаж по месту



Рисунок 15 – Термопара (безкорпусная) с НСХ ТХК(L)



Рисунок 16 – Комбинированная гребёнка П.2541.000-1 на 6 ТП с НСХ ТХК(L). В качестве примера одного из вариантов монтажа

Заводской знак, с наименованием АИИС и заводским номером расположен в виде наклейки с надписью «ПАО «ОДК-Кузнецов, АИИС-У-ЭС-02, заводской № 01» в верхней части каркаса стойки ИВК с лицевой стороны (рисунок 3).

Наименование АИИС надписью «АИИС-У-ЭС-02» наносится в левом верхнем углу на наружную сторону двери лицевой стороны стойки ИВК (рисунок 2).

Защита от несанкционированного доступа к АИИС обеспечивается запираанием встроенными замками дверей с лицевой и тыльной стороны стойки ИВК (рисунок 2) и запираением на замок и пломбированием входной двери на стенд.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) включает в себя общее (ОПО) и функциональное/прикладное (ФПО) программное обеспечение.

ОПО включает в себя операционную систему (ОС) Windows.

ФПО включает в себя программу ACS, версия 1.02:

Метрологически значимая часть программы ACS включает в себя файл ADN.DLL.

Таблица 1 – Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части программы ACS.

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Идентификационное наименование ПО	ADN.DLL
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.02
Цифровой идентификатор ПО	36D2A359
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	CRC32

Защита от несанкционированного доступа к функциональному/прикладному программному обеспечению обеспечивается вводом пароля при загрузке операционной системы Windows.

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики АИИС-У-ЭС-02 приведены в таблицах 2 – 10.

Таблица 2 – ИК частоты вращения

Измеряемая величина (наименование ИК и количество)	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
Частота вращения (Наименование ИК: N СД/ВД, количество 1)	от 1,667 до 83,333Гц (от 100 до 5000 об/мин)	$\pm 0,15$ % приведенной к ВП (где ВП – верхний предел диапазона измерений)

Таблица 3 – ИК объёмного расхода (прокачки) жидкости (масла)

Измеряемая величина (наименование ИК и количество)	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
Объёмный расход (прокачка) жидкости (масла) (Наименование ИК: Gv11-1, Gv11-2, количество 2)	от 30 до 60 л/мин	$\pm 0,6$ % относительно ИЗ (где ИЗ – измеренное значение)
Объёмный расход (прокачка) жидкости (масла) (Наименование ИК: Gv14-1, Gv14-2, количество 2)	от 120 до 240 л/мин	

Таблица 4 – ИК разрежения/давления жидкости и газа

Измеряемая величина (наименование ИК и количество)	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
Разрежение (избыточное) (Наименование ИК: 0016Р-1, количество 1)	от -1,569 до 0,000 кПа (от -0,016 до 0,000 кгс/см ²)	±0,5 % приведённой к ДИ (где ДИ – диапазон измерений)
Разрежение (избыточное) (Наименование ИК: 016Р-1...016Р-10, количество 10)	от -15,69 до 0,00 кПа (от -0,16 до 0,00 кгс/см ²)	
Разрежение (избыточное) (Наименование ИК: 025Р-1...025Р-15, количество 15)	от -24,52 до 0,00 кПа (от -0,25 до 0,00 кгс/см ²)	
Разрежение (избыточное) (Наименование ИК: 04Р-1...04Р-60, количество 60)	от -39,23 до 0,00 кПа (от -0,4 до 0,0 кгс/см ²)	
Разрежение (избыточное) (Наименование ИК: 06Р-1...06Р-10, количество 10)	от -58,84 до 0,00 кПа (от -0,6 до 0,0 кгс/см ²)	
Разрежение/давление (избыточное) (Наименование ИК: 06Р06-1...06Р06-4, количество 4)	от -58,84 до +58,84 кПа (от -0,6 до +0,6 кгс/см ²)	
Разрежение/давление (избыточное) (Наименование ИК: 05Р1-1, 5Р1-2, количество 2)	от -49,03 до +98,07 кПа (от -0,5 до +1,0 кгс/см ²)	
Разрежение/давление (избыточное) (Наименование ИК: 05Р105-1, количество 1)	от -49,03 до +147,10 кПа (от -0,5 до +1,5 кгс/см ²)	
Давление (избыточное) (Наименование ИК: Р4-1...Р4-20, количество 20)	от 0,000 до 0,392 МПа (от 0,0 до 4,0 кгс/см ²)	
Давление (избыточное) (Наименование ИК: Р6-1...Р6-86, количество 86)	от 0,000 до 0,588 МПа (от 0,0 до 6,0 кгс/см ²)	
Давление (абсолютное) (Наименование ИК: Ph, количество 1)	от 93,33 до 111,99 кПа (от 700 до 840 мм рт. ст.)	±0,25 % приведённой к ДИ

Таблица 5 – ИК температуры газа с ПП термоэлектрического типа

Измеряемая величина (наименование ИК и количество)	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
Температура газа (Наименование ИК: ТПХК-1... ТПХК-90, количество 90)	от 233 до 633 К (от -40 до +360 °С)	±1,0 % приведённой к ВП

Таблица 6 – ИК температуры жидкости и газа с ПП терморезистивного типа

Измеряемая величина (наименование ИК и количество)	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
Температура газа (Наименование ИК: ТСП100-1...ТСП100-13, количество 13)	от 223 до 323 К (от -50 до +50 °С)	±1,0 % приведённой к ДИ
Температура жидкости (Наименование ИК: ТСП100-01...ТСП100-04, количество 4)	от 273 до 473 К (от 0 до 200 °С)	±1,0 % приведённой к ДИ

Таблица 7 – ИК скорости колебаний (вибрации) твёрдых тел

Измеряемая величина (наименование ИК и количество)	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
Скорость колебаний (вибрации) твёрдых тел (Наименование ИК: V-1...V-6, количество 6)	от 5 до 100 мм/с	$\pm 10,0$ % приведённой к ВП

Таблица 8 – ИК силы крутящего момента

Измеряемая величина (наименование ИК и количество)	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
Сила крутящего момента (Наименование ИК: РКМ, количество 1)	от 0,588 до 8,825 кН (от 60 до 900 кгс)	$\pm 0,4$ % от ИЗ (ИЗ - измеренное значение на диапазоне измерений от 0,5Р _{мах} до Р _{мах}). $\pm 0,4$ % от ВП ДИ (ВП ДИ - верхний предел диапазона измерений от 60 кгс до 0,5Р _{мах})

Таблица 9 – ИК влажности воздуха

Измеряемая величина (наименование ИК и количество)	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
Влажность относительная (Наименование ИК: ф, количество 1)	от 0 до 100 %	$\pm 2,2$ % приведённой к ДИ

Таблица 10 – ИК температуры (в точке измерений влажности воздуха)

Измеряемая величина (наименование ИК и количество)	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
Температура (в точке измерения влажности) (Наименование ИК: Тф, количество 1)	от 233 до 323 К (от -40 до +50 °С)	$\pm 1,0$ % приведённой к ДИ

Технические характеристики АИИС-У-ЭС-02 приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1 Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	220 $\pm$ 22
- частота переменного тока, Гц	50 $\pm$ 0,2
- потребляемая мощность, В·А, не более (справочно)	2500
2 Условия эксплуатации:	
Для аппаратуры в испытательном боксе:	
- температура воздуха, К (°С)	от 223 до 323 (от -50 до +50)
- относительная влажность воздуха при температуре 25 °С, %	от 30 до 90
- атмосферное давление, кПа (мм рт.ст.)	от 93,33 до 111,99 (от 700 до 840)
Для аппаратуры в помещении пультовой:	
- температура воздуха, К (°С)	от 288 до 308 (от 15 до 35)
- относительная влажность воздуха при температуре 25 °С, %	от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа (мм рт.ст.)	от 93,33 до 111,99 (от 700 до 840)

Продолжение таблицы 11

Наименование характеристики	Значение
3 Габаритные размеры составных частей средства измерений, мм, (высота × ширина × глубина) или (диаметр × длина/высота), не более (справочно)	
- АРМ оператора системы в составе:	
- ЖК-монитор LG 27MP67HQ	360×610×245
- клавиатура Microsoft Wireless Keyboard 800	160×460×24
- манипулятор «мышь» Microsoft Wireless Mouse 1000	113×62×38
- стойка ИВК	2000×600×800
- статив СтДД ПП (датчиков) давления	1800×1750×200
- шкаф температурных преобразователей ШкТП	1550×330×570
- аппаратура контроля вибраций ИВ-Д-ПФ-4М	300×300×300
- вибропреобразователь МВ-43/44	22×40×45
- преобразователь измерительный температуры и влажности ИПТВ-056/МЗ-03	Ø100×160
- преобразователь расхода турбинный ТПР 11-1-1	95×36×90
- преобразователь расхода турбинный ТПР 14-2-1	100×55,4×102
- датчик весоизмерительный тензорезисторный М50-2-С3	Ø100×50
- преобразовательный весоизмерительный ТВ-003/05Д	245×175×67
- термopapa безкорпусная с НСХ ТХК(L)	Ø3×6000
- термосопротивление ТП-9201	Ø22×145
- блок питания DR-4524 45W/2A	78×93×67
- ЖК-монитор LG 27MP67HQ	360×610×245
4 Масса составных частей, кг, не более (справочно)	
- АРМ оператора системы в составе:	
- ЖК-монитор LG 27MP67HQ	4,5
- клавиатура Microsoft Wireless Keyboard 800	0,55
- манипулятор «мышь» Microsoft Wireless Mouse 1000	0,09
- стойка ИВК	68,0
- статив СтДД ПП (датчиков) давления	88,0
- шкаф температурных преобразователей ШкТП	63,0
- аппаратура контроля вибраций ИВ-Д-ПФ-4М	3,5
- вибропреобразователь МВ-43/44	0,15
- преобразователь измерительный температуры и влажности ИПТВ-056/МЗ-03	0,15
- преобразователь расхода турбинный ТПР 11-1-1	0,8
- преобразователь расхода турбинный ТПР 14-2-1	2,5
- датчик весоизмерительный тензорезисторный М50-2-С3	2,0
- преобразовательный весоизмерительный ТВ-003/05Д	1,3
- термopapa безкорпусная с НСХ ТХК(L)	0,8
- термосопротивление ТП-9201	0,15
- блок питания DR-4524 45W/2A	0,31
- ЖК-монитор LG 27MP67HQ	4,5

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится в правом верхнем углу на наружную сторону двери лицевой стороны стойки ИВК (рисунок 2).

Комплектность средства измерений

Таблица 12 – Комплектация АИИС

Наименование (номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений)		Обозначение	Кол-во, шт. (шт.)
Систем информационно-измерительная автоматизи- рованная в комплекте:		АИИС-У-ЭС-02	1
1 АРМ оператора системы в составе:			1
1.1	ЖК-монитор	LG 27MP67HQ	1
1.2	Клавиатура	Microsoft Wireless Keyboard 800	1
1.3	Манипулятор «мышь»	Microsoft Wireless Mouse 1000	1
2 Стойка измерительно-вычислительного комплекса в составе:		ИБК	1
2.1	Промышленная ЭВМ	AdvantixIPC-1115155	1
2.1.1	Плата аналогового ввода на 64 канала	PCI-1747U	7
2.2	Клеммный адаптер для 68-контактного со- единителя SCSIII	ADAM-3968	7
2.3	Кабель экранированный с 68-контактными соединителями	PCL-10168	7
2.4	Источник бесперебойного питания	ИБП	1
3 Статив ПП (датчиков) давления в составе:		СтДД	1
3.1	Датчик избыточного разрежения BDSensors (рег. №56795-14)	DMP 331 110-9999-4-2-100-600- 1-00R (-0,016...0,000 кгс/см ²)	1
3.2	Датчик избыточного разрежения BDSensors (рег. №56795-14)	DMP 331 110-9999-4-2-100-600- 1-00R(-0,16...0,00кгс/см ²)	10
3.3	Датчик избыточного разрежения BDSensors (рег. №56795-14)	DMP 331110-9999-4-2-100-600- 1-00R (-0,25...0,00 кгс/см ²)	15
3.4	Датчик избыточного разрежения BDSensors (рег. №56795-14)	DMP 331 110-9999-4-2-100-600- 1-00R (-0,4...0,0 кгс/см ²)	60
3.5	Датчик избыточного разрежения BDSensors (рег. №56795-14)	DMP 331 110-9999-4-2-100-600- 1-00R(-0,6 ... 0,0кгс/см ²)	10
3.6	Датчик избыточного разрежения/давления BDSensors (рег. №56795-14)	DMP 331110-9999-4-2-100-600- 1-00R (-0,6...0,6 кгс/см ²)	4
3.7	Датчик избыточного разрежения/давления BDSensors (рег. №56795-14)	DMP 331 110-9999-4-2-100-600- 1-00R(-0,5...1,0 кгс/см ²)	2
3.8	Датчик избыточного разрежения/давления BDSensors (рег. № 56795-14)	DMP 331 110-9999-4-2-100-600- 1-00R(-0,5 ... 1,5 кгс/см ²)	1
3.9	Датчик избыточного давления BDSensors (рег. №56795-14)	DMP 331110-9999-4-2-100-600- 1-00R(0...4 кгс/см ²)	20
3.10	Датчик избыточного давления BDSensors (рег. №56795-14)	DMP 331110-9999-4-2-100-600- 1-00R (0...6 кгс/см ²)	86
3.11	Датчик абсолютного давления BDSensors (рег. №56795-14)	DMP 331i 111- 9999-3-1-100-645- 1-11R (700...840 ммрт. ст.)	1
4 Шкаф температурных преобразователей в составе:		ШкТП	1
4.1	Преобразователь частотных сигналов (рег. № 64283-16)	D1060S	5
4.2	Преобразователь аналоговых сигналов (рег. № 64283-16)	D1072D	55

Продолжение таблицы 12

Наименование (номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений)		Обозначение	Кол-во, шт.
4.3	Нормализатор сигнала	ME-402	1
4.4	Блок питания	DR-4524 45W/2A	1
4.5	Блок питания	SDR 240-24 10A	1
5 Аппаратуры контроля вибраций (рег. № 43475-09)		ИБ-Д-ПФ	2
6 Вибропреобразователь (рег. № 16985-08)		МВ-43/44*	6
7 Преобразователь измерительный температуры и влажности (рег. № 16447-08)		ИПТВ-056/МЗ-03	1
8 Преобразователь расхода турбинный (рег. № 8326-90)		ТПР11-1-1	2
9 Преобразователь расхода турбинный (рег. № 8326-90)		ТПР14-2-1	2
10 Датчик весоизмерительный тензорезисторный (рег. № 53637-13)		М50-2-С3	1
11 Преобразовательный весоизмерительный (рег. № 37794-08)		ТВ-003/05Д	1
12 Датчик частоты вращения		ДЧВ-2500А	1
13 Термопара (безкорпусная)		ТХК(L)**	90
14 Термосопротивление (рег. № 48114-12)		ТП-9201***	17
15 Блок питания		DR-4524 45W/2A	4
16 ЖК-монитор		LG 27MP67HQ	1
Инструкция по эксплуатации		П.4643.000РЭ	1
Формуляр		П.4643.000ФО	1
Методика поверки		П.4643.000МП	1
* Допускается использование ПП МВ-44 (рег. № 21349-06) вместо МВ-43 или совместное использование в различной комбинации. ** Допускается замена на другие типы ПП (термопары) 2 класса допуска с НСХ ТХК(L) по ГОСТ Р 8.585 или ГОСТ 6616. *** Допускается замена на другие типы ПП (термосопротивления) А и В класса допуска с НСХ П100 ($\alpha = 0,00392$) по ГОСТ Р 8.625			

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.6 «Методы (методики) измерений» руководства по эксплуатации П.4643.000РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе информационно-измерительной автоматизированной АИИС-У-ЭС-02

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

ОСТ 1 01021-93. Стенды испытательные авиационных газотурбинных двигателей. Общие требования

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 января 2019 г. № 3457 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. N 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»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

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

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

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»

Изготовитель

Публичное акционерное общество «ОДК-Кузнецов» (ПАО «ОДК-Кузнецов»)

Юридический (почтовый) адрес: 443009, г. Самара, Заводское шоссе, д. 29

Телефон: (846) 270-00-10, 955-16-12,

Факс: (846) 992-64-65

E-mail: motor@kuznetsov-motors.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «ВНИИМС»

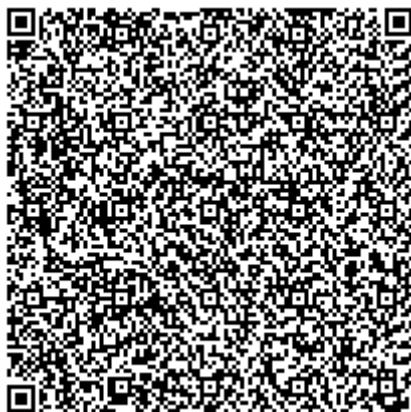
Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная 46

Телефон: (495) 437-99-79

Факс: (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 выдан 29 марта 2018 года



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2114

Регистрационный № 83276-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ НПС-11

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ НПС-11 (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ 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 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 220 кВ Городская – Пеледуй №1 с отпайкой на ПС НПС-11	SB 0,8 кл.т. 0,2S Ктт = 250/1 рег. № 55006-13	ДФК 245 кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 52352-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327 рег. № 41907-09 РСТВ-01 рег. № 40586-12
2	ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 2 с отпайкой на ПС НПС-11	SB 0,8 кл.т. 0,2S Ктт = 250/1 рег. № 55006-13	ДФК 245 кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 52352-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	ЗРУ-10 кВ, яч. №1, Токопровод 10 кВ Ф-1 НПС 1С-10	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 2000/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ-10- кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
4	ЗРУ-10 кВ, яч. №10, Токопровод 10 кВ Ф-10 НПС 2С-10	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 2000/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
5	ЗРУ-10 кВ, 1С 10 кВ, яч. №11, ВЛ 10 кВ Ф-11	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ЗРУ-10 кВ, 2С 10 кВ, яч. №12, ВЛ 10 кВ Ф-12	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S КТТ = 400/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 КТН = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327 рег. № 41907-09 РСТВ-01 рег. № 40586-12

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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (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 – 6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
3 – 6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
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 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК	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
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-327: - средняя наработка до отказа, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 240000 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	SB 0,8	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	12 шт.
Трансформатор напряжения	DFK 245	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-10	2 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	6 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.008.294.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 НПС-11», 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 220 кВ НПС-11

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»)

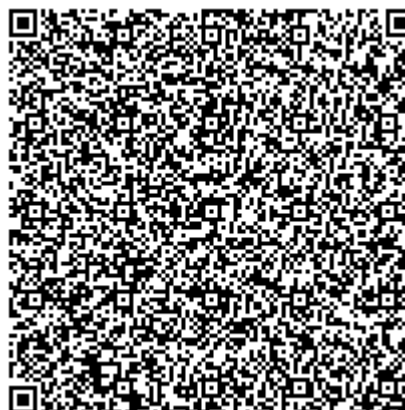
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

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. № 2114

Регистрационный № 83277-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ НПС-24

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ НПС-24 (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ 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 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 ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД УССВ ИВК
1	ВЛ 220 кВ НПС-24 – Чалганы/т с отпайкой на ПС Сиваки/т	IOSK 245 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 26510-09	ТЕМР 245 кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327 рег. № 41907-09 РСТВ-01 рег. № 40586-12
2	ВЛ 220 кВ Мухинская/т – НПС-24	IOSK 245 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 26510-09	ТЕМР 245 кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	Ввод ЗРУ 10 кВ №1 (ТР-10 Т-1)	GSA кл.т. 0,5S Ктт = 2000/1 рег. № 25569-08	ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
4	Ввод ЗРУ 10 кВ №2 (ТР-10 Т-2)	GSA кл.т. 0,5S Ктт = 2000/1 рег. № 25569-08	ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 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 (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, 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
3, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
3, 4 (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	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	3	4	5	6
1, 2 (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, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
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 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК	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-327: - средняя наработка до отказа, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 240000 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	IOSK 245	6 шт.
Трансформатор тока	GSA	6 шт.
Трансформатор напряжения	TEMP 245	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	6 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	4 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Радиосервер точного времени	PCTB-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.008.293.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 НПС-24», 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 ПС 220 кВ НПС-24

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»)

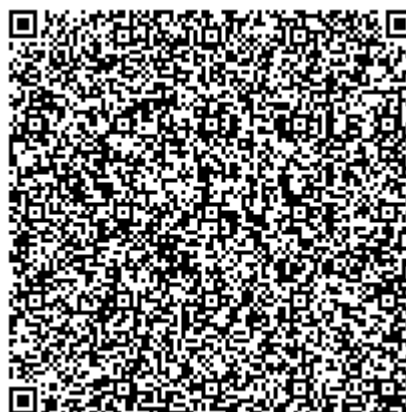
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

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



Регистрационный № 83278-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители давления Testo 550

Назначение средства измерений

Измерители давления Testo 550 предназначены для измерений избыточного давления и температуры в системах отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей давления Testo 550 основан на преобразовании измеряемых параметров в эквивалентные электрические сигналы, поступающие на электронную плату, которая преобразует их в цифровой сигнал, и дальнейшей передаче на дисплей или смартфон/планшет для отображения.

Измерители давления Testo 550 состоят из сенсоров давления, штуцеров для подключения источников давления, клапанов для переключения между источниками давления, измерительных каналов для подключения внешних зондов температуры (кроме модификации Testo 550i), модуля Bluetooth для подключения внешних беспроводных средств измерений Testo или передачи результатов измерений на средство отображения, электронной платы, дисплея (кроме модификации Testo 550i) и кнопок управления (кроме модификации Testo 550i). Корпус измерителей состоит из двух частей: в нижней части металлический, в верхней пластиковый.

К данному типу измерителей относятся измерители трех модификаций Testo 550s, Testo 557s и Testo 550i.

Измерители давления отличаются друг от друга метрологическими характеристиками и конструктивным исполнением:

- модификация Testo 550s – измеритель с дисплеем и кнопками управления, имеет 2 канала измерений избыточного давления, 3 штуцера для подключения источников давления, 2 клапана для переключения между ними и 2 измерительных канала для подключения внешних зондов температуры;

- модификация Testo 557s – измеритель с дисплеем и кнопками управления, имеет 2 канала измерений избыточного давления, 4 штуцера для подключения источников давления, 4 клапана для переключения между ними и 2 измерительных канала для подключения внешних зондов температуры;

- модификация Testo 550i – измеритель без дисплея и кнопок управления, имеет 2 канала измерений избыточного давления, 3 штуцера для подключения источников давления и 2 клапана для переключения между ними. Для индикации результатов измерений Testo 550i используются средства отображения, не входящие в комплект поставки. В качестве средств отображения могут применяться смартфон/планшет с предустановленным программным обеспечением (testo Smart или другое совместимое приложение testo). Средства отображения не влияют на погрешность результатов измерений.

Модификации Testo 550s и Testo 557s могут служить средством отображения измеренных значений от смарт-зондов модификаций Testo 115i и Testo 552i из комплектов измерительных «Смарт-зонды Testo» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 66510-17).

Нанесение знака поверки на измерители давления Testo 550 не предусмотрено. Заводской (серийный) номер, обеспечивающий идентификацию каждого экземпляра средства измерений, печатается на индивидуальной этикетке, расположенной на обратной стороне корпуса или под крышкой батарейного отсека, и имеет цифровое или буквенно-цифровое обозначение.

Общий вид измерителей давления Testo 550 приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид измерителей давления Testo 550

Пломбирование измерителей давления Testo 550 не предусмотрено.

Программное обеспечение

Внутреннее (встроенное) программное обеспечение (ПО) является метрологически значимым и предназначено для преобразования результатов измерений в цифровой сигнал и передачи их на средство отображения. ПО устанавливается при изготовлении измерителей давления Testo 550, пользователь не имеет возможности считывания и модификации ПО.

Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при их нормировании.

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	недоступно пользователю
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.x.x*
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	недоступно пользователю
* В номере версии ПО: первое число – метрологически значимая часть; остальная часть метрологически незначима и может иметь разную структуру	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики измерителей давления Testo 550 приведены в таблицах с 2 по 4.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений избыточного давления, кПа	от -100 до 6000
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений избыточного давления*, %	±0,5
Диапазон измерений температуры**, °C	от -50 до +150
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры (без учёта погрешности подключаемого зонда температуры)***, °C	±0,5
Диапазон показаний абсолютного давления (с подключенным внешним смарт-зондом Testo 552i), гПа (мм рт. ст.)	от 0 до 26,66 (от 0 до 20)
* За нормирующее значение величины приведенной погрешности по РМГ 29-2013 принимать диапазон измерений (разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений).	
** Указан максимальный диапазон измерений, конкретный диапазон измерений зависит от применяемого зонда температуры, согласно таблице 3.	
*** Границы допускаемой погрешности измерений температуры в комплекте с внешними зондами температуры равны сумме допускаемых погрешностей Testo 550s или Testo 557s и подключенного внешнего зонда температуры	

Таблица 3 – Метрологические характеристики внешних зондов температуры, подключаемых к Testo 550s, Testo 557s

Исполнение зонда температуры (артикул)	Диапазон измерений температуры*, °C	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C
0613 5605	от -50 до +120	от -50 до +100 °C включ. ±10 св. +100 до +120 °C ±0,1·t
0613 5505 0613 5506	от -40 до +125	от -40 до +100 °C включ. ±10 св. +100 до +125 °C ±0,1·t
0613 1712	от -50 до +125	от -50 до -25 °C включ. ±0,4 св. -25 до +80 °C включ. ±0,2 св. +80 до +125 °C ±0,4
0613 4611	от -50 до +70	от -50 до +70 °C ±10
0613 1912	от -50 до +150	от -50 до +100 °C включ. ±10 св. +100 до +150 °C ±0,1·t
SPEC 5501	от -50 до +150	от -50 до -25 °C включ. ±0,4 св. -25 до +80 °C включ. ±0,2 св. +80 до +150 °C ±0,4
SPEC 5502 SPEC 5503	от -50 до +150	от -50 до +100 °C включ. ±10 св. +100 до +150 °C ±0,1·t
SPEC 4611	от -50 до +150	от -50 до -10 °C включ. ±15 св. -10 до +150 °C ±(6+0,07· t)
* Указан максимально возможный диапазон измерений Примечание – t - измеренное значение температуры, °C		

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность, %	от -20 до +50 от 10 до 90
Максимальное рабочее давление, кПа	6500
Электропитание (тип элементов питания): – Testo 550s, Testo 557s – Testo 550i	4×AA 3×AAA

Знак утверждения типа

наносится на корпус измерителей давления Testo 550 с помощью отдельной наклейки или на информационную этикетку, наклеенную на тыльную сторону Testo 550, и титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечания
Измеритель давления	Testo 550s Testo 557s Testo 550i	1 шт.	модификация в соответствии с заказом
Зонды температуры	артикул в соответствии с таблицей 3	в соответствии с заказом	-

Наименование	Обозначение	Количество	Примечания
Измерители давления Testo 550s, Testo 557s. Руководство по эксплуатации	-	1 экз.	в электронном виде
Измерители давления Testo 550i. Руководство по эксплуатации	-	1 экз.	в электронном виде

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 8 «Эксплуатация измерителя» руководств по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к измерителям давления Testo 550

Приказ Росстандарта от 29 июня 2018 года № 1339 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа

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

Техническая документация Testo SE & Co. KGaA, Германия

Изготовитель

Testo SE & Co. KGaA, Германия

Производственные площадки:

Testo SE & Co. KGaA, Германия

Адрес: Celsiusstrasse 2, 79822 Titisee-Neustadt

Телефон: +07 653 681-700

E-mail: info@testo.de

Web-сайт: www.testo.com

Testo Instruments (Shenzhen) Co. Ltd., КНР

Адрес: China Merchants Guangming Science & Technology Park, Block A, B4 Building, No. 3009 Guan Guang Road, Guangming New District, SHENZHEN Postal Code 518107

Телефон: +86 755 26 62 67 60

E-mail: info@testo.com.cn

Web-сайт: www.testo.com

Испытательный центр

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

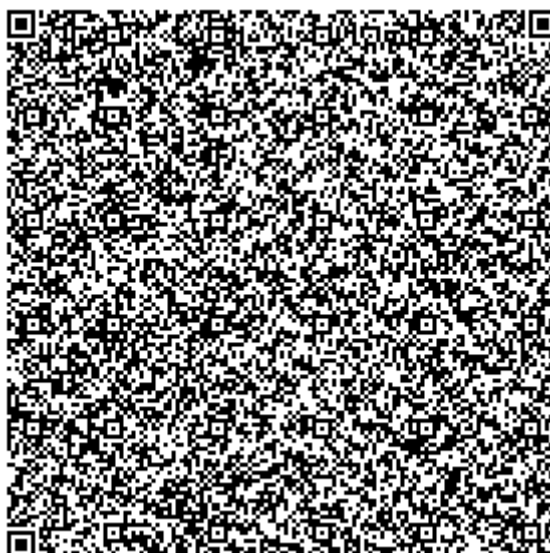
Адрес: 117418, г.Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11, факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2114

Регистрационный № 83279-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Дифрактометры рентгеновские портативные УРАН

Назначение средства измерений

Дифрактометры рентгеновские портативные УРАН (далее по тексту – дифрактометры) предназначены для измерения угловых положений и интенсивностей дифракционных пиков, возникающих при воздействии сколимированного рентгеновского излучения на анализируемый объект при решении задач рентгенодифракционного и рентгеноструктурного анализа, а также определения уровня механических напряжений и деформаций в различных деталях и изделиях, в том числе в крупногабаритных.

Описание средства измерений

Принцип работы дифрактометров основан на дифракции первичного рентгеновского излучения, генерируемого рентгеновской трубкой, на кристаллической решетке материала исследуемого объекта. Дифрагированное рентгеновское излучение регистрируется позиционно-чувствительным детектором, сигнал с которого после оцифровки аналого-цифровым преобразователем поступает в ЭВМ для обработки данных с помощью программы.

Упругая деформация определяется по угловому смещению дифракционного максимума (дифракционной линии) рентгеновского излучения. Угловое положение этого максимума является в методе непосредственно измеряемой величиной и связано с межплоскостным расстоянием в кристаллической решётке, изменение которого и представляет собой деформацию кристаллической решётки, уравнением Вульфа-Брэгга.

Дифрактометры выпускаются в 3-х модификациях: УРАН 50, УРАН 100 и УРАН 300. Дифрактометры УРАН 50 и УРАН 100 состоят из:

- блока питания и управления;
- гониометрического устройства с рентгеновской трубкой и позиционно-чувствительного детектора;
- персонального компьютера с программой обработки данных.

В дифрактометре УРАН 300 все электронно-механические узлы объединены в едином корпусе - основном блоке, имеющем настольное исполнение.

Юстировка гониометра относительно исследуемого объекта производится с помощью лазерного датчика, входящего в состав гониометрического устройства, в ручном или автоматическом режиме. Дифрактометры могут быть оснащены моторизованной подвижкой для автоматической юстировки гониометра при смене образцов.

Для перекрытия всего рабочего диапазона углов дифракции (2θ) от 102° до 160° предусмотрено 3 рабочих положения линейного позиционно-чувствительного детектора. Также может использоваться изогнутый позиционно-чувствительный детектор с углом одновременной регистрации 55° , что удобно при проведении структурного (фазового) анализа.

При работе дифрактометров обеспечиваются безопасные условия труда оператора. При максимальных значениях мощности рентгеновской трубки мощность эквивалентной дозы рентгеновского излучения в любой доступной точке на расстоянии 10 см от элементов конструкции дифрактометра не превышает 0,9 мкЗв/ч.

Пломбирование дифрактометров не предусмотрено. Заводской номер нанесен методом лазерной гравировки на задней панели основного блока (УРАН 300) и задней панели блока питания и управления (УРАН 50, УРАН 100). Общий вид дифрактометров и место нанесения знака поверки приведены на рисунках 1, 2 и 3.



Место нанесения знака поверки



Рисунок 1 - Общий вид дифрактометра УРАН 50

Место нанесения знака поверки



Рисунок 2 - Общий вид дифрактометра УРАН 100



Рисунок 3 - Общий вид дифрактометра УРАН 300

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) «Stress-U» является специализированным ПО дифрактометров и предназначено для накопления и обработки дифракционного спектра, расчета значений макронапряжений, управления высоковольтным источником питания рентгеновской трубки, градуировки дифрактометра и ведения протокола.

ПО «Stress-U» не может быть использовано отдельно от дифрактометра. Конструкция СИ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию. Метрологически значимая часть ПО дифрактометра и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.

Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части ПО указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Stress-U
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2.3
Цифровой идентификатор ПО	-

Уровень защиты ПО соответствует типу «средний» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	УРАН 50	УРАН 100	УРАН 300
Диапазон измерений углов дифракции 2θ , градусов	от 102 до 160	от 102 до 160	от 50 до 160
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений углов дифракции 2θ , градусов	$\pm 0,13$	$\pm 0,13$	$\pm 0,13$
Пределы среднеквадратичного отклонения (СКО) результатов измерений углов дифракции 2θ , градусов	0,04	0,04	0,04

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	УРАН 50	УРАН 100	УРАН 300
Угловой интервал одновременной регистрации 2θ , градусов	от 18 до 20	от 18 до 22	от 43 до 55
Материал анода рентгеновской трубки	Cr (Fe, Cu – опция)	Cr (Fe, Cu – опция)	Cr (Fe, Cu – опция)
Максимальная мощность рентгеновской трубки, Вт	4	4	4-50
Масса основных составных частей, кг, не более: - гониометрическое устройство с рентгеновской трубкой и позиционно-чувствительным детектором - блок питания и управления - основной блок	18 4,5 -	5,5 4,5 -	- - 50
Габаритные размеры (ДхШхВ) основных составных частей, мм, не более: - гониометрическое устройство с рентгеновской трубкой и позиционно-чувствительным детектором - блок питания и управления; - основной блок	765×560×545 330×240×140 -	354×280×300 330×240×140 -	- - 490×420×480
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %, не более	от 15 до 35 80	от 15 до 35 80	от 15 до 35 80
Напряжение питания от однофазной сети переменного тока частотой 50 Гц, В	230±20	230±20	230±20
Потребляемая мощность (без учета ПК) не более, Вт	40	40	100

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель блока питания и управления или основного блока в виде наклейки и на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Дифрактометр рентгеновский портативный УРАН 50 (УРАН 100, УРАН 300)	-	1 шт.
Комплект запасных частей, инструмента, принадлежностей и сменных частей	-	1 комплект
Руководство по эксплуатации	20384385.265153.001.РЭ	1 экз.
Паспорт	20384385.265153.001.ПС	1 экз.
Методика поверки	МП 20/31-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 20384385.265153.001.РЭ «Дифрактометры рентгеновские портативные УРАН. Руководство по эксплуатации», раздел 2.5.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к дифрактометрам рентгеновским портативным УРАН

ТУ 4276-004-57958183-02 Дифрактометры рентгеновские портативные УРАН. Технические условия.

Изготовитель

Фирма ООО «Амтертек»

Адрес: 115191, г. Москва, ул. Рощинская 2-я, д.4, пом. 1А, К 1.

Тел. +7(977)287-6340.

Испытательный центр

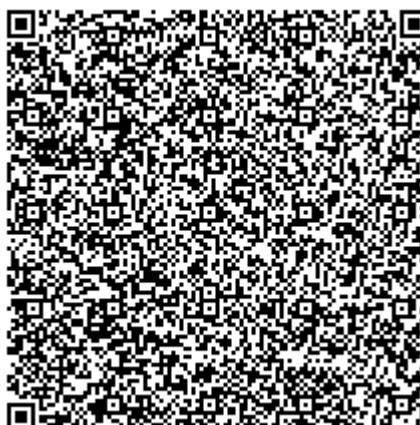
Акционерное общество «Научно-исследовательский центр по изучению свойств поверхности и вакуума» (АО «НИЦПВ»)

Адрес: 119421, г. Москва, ул. Новаторов, д. 40, корп. 1

Тел./Факс: (495) 935-97-77

E-mail: nicpv@mail.ru

Аттестат аккредитации АО «НИЦПВ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №РА.RU.320052 от 19.10.2018.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2114

Регистрационный № 83280-21

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Уралоргсинтез» (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, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени УСВ-3 (далее по тексту – УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) ПК «Энергосфера» и технические средства обеспечения электропитания.

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

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

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.
- средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД.

На верхнем – втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта ОРЭМ.

АРМ субъекта ОРЭМ в автоматическом режиме по сети Internet с использованием электронной подписи (далее по тексту – 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». Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

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

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS, ГЛОНАСС), встроенные часы сервера БД АИИС КУЭ и счетчиков.

Коррекция времени сервера АИИС КУЭ производится от УССВ. Коррекция времени выполняется при расхождении времени сервера БД и часов УССВ более, чем на ± 1 с. Коррекция времени счетчиков производится от сервера БД АИИС КУЭ. При каждом сеансе связи происходит сравнение времени часов сервера БД АИИС КУЭ с временем счетчиков. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении с временем сервера БД АИИС КУЭ более, чем на ± 2 с.

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

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

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 ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД / УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.5	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S КТТ 800/5 Рег. № 25433-03	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±0,8	±1,8
						реактивная	±1,8	±4,0
2	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.9	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S КТТ 400/5 Рег. № 25433-03	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±0,8	±1,8
						реактивная	±1,8	±4,0
3	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.11	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±0,8	±1,8
						реактивная	±1,8	±4,0
4	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.4	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S КТТ 800/5 Рег. № 25433-03	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±0,8	±1,8
						реактивная	±1,8	±4,0
5	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч.27	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S КТТ 800/5 Рег. № 25433-03	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	- / 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
6	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч.34	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 800/5 Рег. № 25433-03	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
7	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч.48	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
8	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч.36	ТОЛ Кл. т. 0,2S Ктт 10/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
9	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ, 5 СШ 6 кВ, яч.103	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 800/5 Рег. № 25433-03	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
10	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ, 5 СШ 6 кВ, яч.109	ТОЛ Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
11	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ, 6 СШ 6 кВ, яч.104	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 800/5 Рег. № 25433-03	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
12	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч.44	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 400/5 Рег. № 25433-03	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ, 7 СШ 6 кВ, яч.125	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 800/5 Рег. № 25433-03	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
14	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ, 8 СШ 6 кВ, яч.134	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 800/5 Рег. № 25433-03	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
15	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ, 8 СШ 6 кВ, яч.138	ТОЛ Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
16	ТП-52 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, АВ.№15, Шкаф НН	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 15/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,2 ±7,1
17	РУ-0,4 кВ, ПР-1 АБК	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,2 ±7,1
18	РУ-0,4 кВ, ПР-1 Мех.мастерская	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,2 ±7,1
19	ВРУ-1 0,4 кВ, АВ.№1, Ввод 1 0,4 кВ	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 46634-11	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	± 1,1 ± 2,2	± 3,3 ± 6,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	ВРУ-2 0,4 кВ, АВ.№2, Ввод 2 0,4 кВ	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 46634-11	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	± 1,1 ± 2,2	± 3,3 ± 6,4
21	ВРУ-3 0,4 кВ, АВ.№7, Ввод 3 0,4 кВ	Т-0,66 М У3/II Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 50733-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,2 ±7,1
22	ВРУ-4 0,4 кВ, АВ.№11, Ввод 4 0,4 кВ	Т-0,66 М У3/II Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 50733-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,2 ±7,1
23	ВРУ-1 0,4 кВ ООО "Гарант-Инвест", ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,2 ±7,1
24	ВРУ-2 0,4 кВ ООО "Гарант-Инвест", ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,2 ±7,1
25	ПС 110 кВ ГПП-1, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 17551-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
26	ПС 110 кВ ГПП-1, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 22656-02	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	ПС 110 кВ ГПП-1, Ввод 0,4 кВ ТСН-3	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 22656-02	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
28	ПС 110 кВ ГПП-1, Ввод 0,4 кВ ТСН-4	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 22656-02	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
29	ЩО-0,4 кВ, к-с Т-9, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,2 ±7,1
30	2ЩСУ-0,4 кВ, к-с Т- 9, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,2 ±7,1
31	1ЩСУ-0,4 кВ, к-с Т- 9, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,2 ±7,1
32	ЩСУ-0,4 кВ, к-с А- 11, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 250/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,2 ±7,1
33	ТП-102 6 кВ, ЩУР- 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,2 ±7,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 33 от минус 40 до плюс 60 °С. 4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, УССВ на однотипный утвержденного типа, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 6 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 7 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений. 8 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
1	2
Количество измерительных каналов	33
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 47,5 до 52,5 от -60 до +55 от -40 до +60 от +10 до +30 от -25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.08: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-12): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.00, ПСЧ-4ТМ.05МК.20, ПСЧ-4ТМ.05МК.04: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.08 (Рег. № 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 165000 2 140000 2 165000 2 220000 2 45000 2 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее	114
- при отключении питания, лет, не менее	40
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

электросчётчика;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательной коробки;

сервера;

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

электросчетчика;

сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);

- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);

- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ АО «Уралоргсинтез» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	30
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	6
Трансформатор тока	ТОЛ	9
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Трансформатор тока	Т-0,66	27
Трансформатор тока	Т-0,66 М УЗ/II	6
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	24
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03	10
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03.08	3
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	1
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	12
Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	2
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М.08	1
УССВ	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП СМО-3007-2021	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.901 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

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

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

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

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

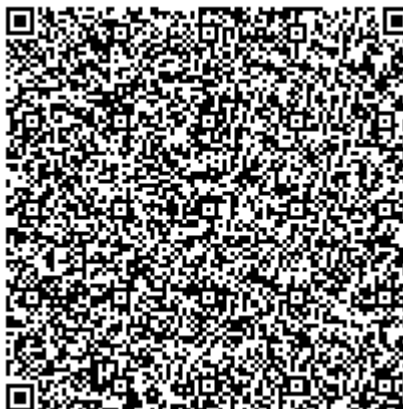
Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

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. № 2114

Регистрационный № 83281-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-212

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-212 (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-212.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ			Границы допус- каемой основной относительной погрешности (±δ), %	Границы допус- каемой относи- тельной погреш- ности в рабочих условиях (±δ), %	
1	ВРУ 0,4 кВ ТК- 212 Лента, Ввод 1 0,4 кВ	ТТЕ-100 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МД.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	УССВ-2 Рег. № 54074-13	HP Pro- Liant DL160 Gen10	Актив- ная	1,0	3,3	
							Реактив- ная	2,1	5,6	
2	ВРУ 0,4 кВ ТК- 212 Лента, Ввод 2 0,4 кВ	ТТЕ-100 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МД.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18			Актив- ная	1,0	3,3	
							Реактив- ная	2,1	5,6	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с	

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 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 30 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
коррекции времени в счетчиках;
формирование событий по результатам автоматической самодиагностики;
отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени 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 измерительные	ТТЕ-100	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	HP ProLiant DL160 Gen10	1
Паспорт-формуляр	ЛНТА.411711.002.ПФ.036	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-212», 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-212

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

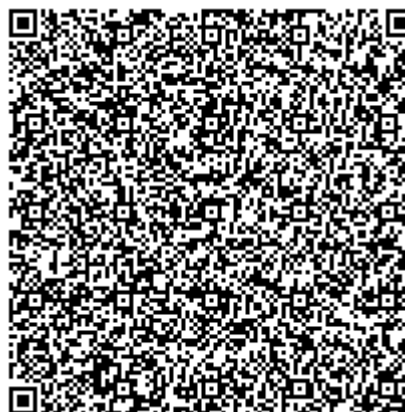
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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. № 2114

Регистрационный № 83282-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-154

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-154 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», 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 и ТН, 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-154.

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 элек- тро- энер- гии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в рабо- чих условиях ($\pm\delta$), %
1	БКТП Лента 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, Ввод 1 10 кВ	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	УССВ-2 Рег. № 54074- 13	HP Pro- Liant DL160 Gen10	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,7
2	БКТП Лента 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, Ввод 2 10 кВ	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									± 5 с

Примечания:

- В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- Допускается замена ТТ, 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 УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 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	220000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 30 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
коррекции времени в счетчиках;
формирование событий по результатам автоматической самодиагностики;
отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадаания и восстановления напряжения;
перерывы питания с фиксацией времени пропадаания и восстановления.

- журнал сервера:
изменение значений результатов измерений;
изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
пропадания питания;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками;
замены счетчика;
полученные с уровня ИИК «Журналы событий».

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10-I	4
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-10	6
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	HP ProLiant DL160 Gen10	1
Паспорт-формуляр	ЛНТА.411711.002.ПФ.027	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-154», 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-154

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

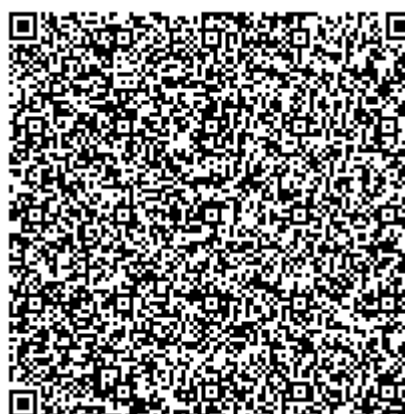
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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. № 2114

Регистрационный № 83283-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы для измерения артериального давления

Назначение средства измерений

Приборы для измерения артериального давления (далее – средства измерений) предназначены для измерений величин систолического (верхнего) и диастолического (нижнего) давления. Прибор основан на аускультативном методе измерения и предназначен для применения в качестве индивидуального средства контроля артериального давления, а также для динамических наблюдений за этими параметрами в медицинских организациях.

Описание средства измерений

Принцип действия средств измерений основан на определении систолического и диастолического значений артериального давления по методу Короткова. Средства измерений относятся к неинвазивным измерителям артериального давления, в которых производится сравнение измеряемой величины (артериального давления) с давлением воздуха в манжете. При этом давление воздуха в манжете создается и регулируется с помощью ручного пневматического нагнетателя (груши), измеряется с помощью манометра, а моменты его равенства систолическому и диастолическому значениям артериального давления определяются по появлению и исчезновению тонов Короткова, которые прослушиваются с помощью стетоскопа.

Приборы для измерения артериального давления состоят из основного блока (манометра), манжеты компрессионной, стетоскопа, встраиваемого в манжету (для моделей UA-100, UA-100SL, UA-100 Эконом) или стетоскопа Раппапорта (для моделей UA-200, UA-200 SL, UA-200 Эконом), и нагнетателя давления. Манжета компрессионная представляет собой пневмокамеру, помещенную в чехол с застежкой для фиксации на плече. Соединение манжеты с манометром и нагнетателем осуществляется соединительными трубками, пневматический нагнетатель снабжен клапаном стравливания.

Средства измерений изготавливаются в моделях: UA-100, UA-100 SL, UA-100 Эконом, UA-200, UA-200 SL, UA-200 Эконом, отличающиеся комплектацией, размером манжеты и расположением стетоскопа.

Общий вид средств измерений приведен на рисунках 1 - 2.



Рисунок 1 – Общий вид приборов для измерения артериального давления, модели: UA-100, UA-100 SL, UA-100 Эконом



Рисунок 2 – Общий вид приборов для измерения артериального давления, модели: UA-200, UA-200 SL, UA-200 Эконом

Пломбирование средств измерений не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средства измерений не предусмотрено.

Заводской номер средств измерений наносится на корпус основного блока (манометра) при помощи наклейки.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 1 – метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значения
Диапазон показаний давления воздуха в манжете, мм рт.ст.	от 0 до 300
Диапазон измерений давления воздуха в манжете, мм рт.ст.	от 20 до 280
Цена деления шкалы манометра, мм рт.ст.	2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении давления воздуха в манжете, мм рт.ст.	± 3

Таблица 2 – основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значения
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °C Относительная влажность, %, не более	от +10 до +40 85
Габаритные размеры основного блока (манометра) (длина×высота×диаметр), не более, мм:	96,8×36,9×58,9
Масса основного блока (манометра), г, не более:	141,9

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом, на основной блок прибора (манометр) методом наклеивания и на коробку упаковочную типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средств измерений приведена в таблице 3

Таблица 3 – комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во	Примечание
Измерительный блок (манометр)	-	1 шт.	-
Стетоскоп	-	1 шт.	Для моделей UA-100, UA-100 SL, UA-100 Эконом стетоскоп, встраиваемый в манжету. Для моделей UA-200, UA-200 SL, UA-200 Эконом стетоскоп Раппапорта
Клапан выпускной	-	1 шт.	-
Нагнетатель	-	1 шт.	-
Манжета с трубками соединительными	-	1 шт.	Окружность руки (плеча) в пределах от 22 до 32 см для моделей UA-100, UA-100 Эконом, UA-200 и UA-200 Эконом. Окружность руки (плеча) в пределах от 23 до 37 см для моделей UA-100 SL и UA-200 SL (по дополнительному заказу можно приобрести манжету с окружностью руки (плеча) в пределах от 32 до 45 см и манжету с окружностью руки (плеча) в пределах от 18 до 22 см)
Чехол для хранения	-	1 шт.	(для моделей UA-100, UA-100 SL, UA-200, UA-200 SL)
Гарантийная карта	-	1 шт.	-
Коробка упаковочная картонная	-	1 шт.	-
Руководство по эксплуатации	-	1 шт.	-

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Выполнение измерения» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к приборам для измерения артериального давления

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

ГОСТ 31515.1-2012 (EN 1060-1:1996) Сфигмоманометры (измерители артериального давления) неинвазивные. Часть 1. Общие требования

ГОСТ 31515.2-2012 (EN 1060-2:1996) Сфигмоманометры (измерители артериального давления) неинвазивные. Часть 2. Дополнительные требования к механическим сфигмоманометрам

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

Техническая документация фирмы A&D Company Limited, Япония

Изготовитель

Фирма «A&D Company, Limited», («Эй энд Ди компани, Лимитед»), Япония
Адрес: 3-23-14, Higashi-Ikebukuro, Toshimaku, Tokyo, 170-0013, Japan
Телефон +81(03) 5391-6132
E-mail: ifo@aandd.co.jp

Заводы-изготовители:

Фирма «A&D Company, Limited», Япония
Адрес: 1-243 Asahi, Kitamoto-shi, Saitama-ken, 364-8585, Japan, Япония

Фирма «Wenzhou Longwan Medical Device Factory», Китай
Адрес: West of Floor 2, Building 6, №217 Linghua Road, Oujiangkou Industrial Cluster District, 325026 Wenzhou, Zhejiang, PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA, Китай

Фирма «A&D Electronics (Shenzhen) Co., Ltd.», Китай
Адрес: 1-5/F, Building #4, Hengchangrong High Tech Industry Park, Shangnan East Road, Hongtian, Shajing, Bao'an District, Shenzhen, Guangdong, 518125, P.R., China, Китай.

Фирма «Wenzhou Bokang Instruments Co., Ltd.», Китай
Адрес: No 1500 Haining Road Haibin, Longwan, 325024 Wenzhou, China, Китай.

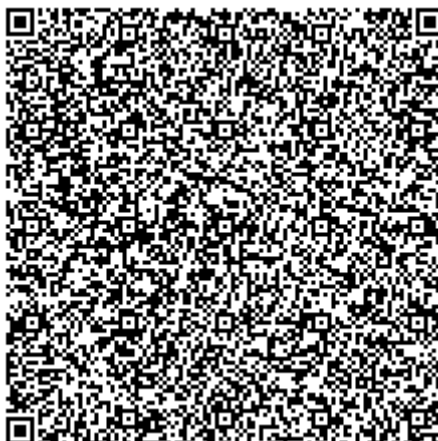
Фирма «Shanghai Caremate Medical Device Co., Ltd.», Китай
Адрес: Building 4, №.281 HongAn Road, Zhujing Town, Jinshan, 201503 Shanghai, PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA, Китай.

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. № 2114

Регистрационный № 83284-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения 4МТ 48 XD

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения 4МТ 48 XD (далее - трансформаторы) предназначены для преобразований напряжения переменного тока с целью контроля и передачи сигнала измерительной информации средствам измерений, устройствам защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических установках переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на преобразовании посредством электромагнитной индукции переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения при неизменной частоте и без существенных потерь мощности.

Трансформаторы являются однофазными, индуктивными электромагнитными устройствами. Обмотки и магнитопровод залиты изоляционным эпоксидным компаундом, создающим монолитный блок, который обеспечивает основную изоляцию и защиту обмоток от проникновения влаги, а также формирует корпус трансформатора. В центре верхней части трансформаторов расположен высоковольтный вывод первичной обмотки. Вывод вторичной обмотки и заземляемый вывод первичной обмотки расположены в контактной коробке, закрываемой изоляционной пломбируемой крышкой в передней торцевой части трансформаторов внизу, а клемма заземления – с задней торцевой части.

К трансформаторам данного типа относятся трансформаторы напряжения 4МТ 48 XD с зав. №№ 03/30188727, 03/30188730, 03/30188729, 03/30188728.

Заводской номер наносится на маркировочную наклейку трансформаторов типографским способом в виде цифрового кода.

Общий вид трансформаторов представлен на рисунке 1. Нанесение знака поверки на трансформаторы не предусмотрено. Пломбирование трансформаторов не предусмотрено.



Рисунок 1 - Общий вид трансформаторов

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$27,5/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение основных вторичных обмоток, В	$110/\sqrt{3}$
Классы точности основных вторичных обмоток по ГОСТ 1983-2001	0,2; 1,0
Номинальная мощность трансформатора, В·А:	
- для класса точности 0,2	20
- для класса точности 1,0	50
Номинальная частота переменного тока, Гц	50

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более	415×490×270
Масса, кг, не более	65
Рабочие условия измерений:	
– температура окружающей среды, °C	от -50 до +40

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	4MT 48 XD	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Методы измерений» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к трансформаторам напряжения 4MT 48 XD

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 года № 3453 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ»

Изготовитель

Фирма «Siemens AG», Германия

Адрес деятельности: Freyeslebenstasse 1, 91058 Erlanden, Germany

Место нахождения и адрес юридического лица: Freyeslebenstasse 1, 91058 Erlanden, Germany

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117546, г. Москва, Харьковский проезд, д.2, этаж 2, пом. I, ком. 35,36

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформатор напряжения НТМ-10У3

Назначение средства измерений

Трансформатор напряжения НТМ-10У3 (далее - трансформатор) предназначен для преобразований напряжения переменного тока с целью контроля и передачи сигнала измерительной информации средствам измерений, устройствам защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических установках переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформатора основан на преобразовании посредством электромагнитной индукции переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения при неизменной частоте и без существенных потерь мощности.

Трансформатор является трехфазным с масляной изоляцией. Магнитопровод трансформатора изготовлен из холоднокатаной электротехнической стали. Трансформатор имеет три вторичные обмотки. Выводы первичной и вторичных обмоток расположены сверху на крышке сварного бака.

К трансформатору данного типа относится трансформатор напряжения НТМ-10У3 с зав. № 983.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку трансформатора любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид трансформатора представлен на рисунке 1. Нанесение знака поверки на трансформатор в обязательном порядке не предусмотрено. Пломбирование трансформатора не предусмотрено.



Рисунок 1 - Общий вид трансформатора

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	10		
Номинальное напряжение основных вторичных обмоток, В	100		
Классы точности основных вторичных обмоток по ГОСТ 1983-2001	0,5	1,0	3,0
Номинальная мощность трансформатора, В·А	120	200	500
Предельная мощность трансформатора, В·А	1000		
Номинальная частота напряжения питающей сети, Гц	50		

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более	525×448×448
Масса, кг, не более	81
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	У3

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформатор не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НТМ-10У3	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Методы измерений» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к трансформатору напряжения НТМ-10У3

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 года № 3453 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 0,1/√3 до 750/√3 кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ»

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Укрэлектроаппарат» (ОАО «Укрэлектроаппарат»),
Украина

Адрес деятельности: 29000, г. Хмельницкий, ул. В. Чорновола, 120, Украина

Место нахождения и адрес юридического лица: 29000, г. Хмельницкий,
ул. В. Чорновола, 120, Украина

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117546, г. Москва, Харьковский проезд, д.2, этаж 2, пом. I, ком. 35,36

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2021 г. № 2114

Регистрационный № 83286-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения антирезонансные НТАМИ-10У3

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения антирезонансные НТАМИ-10У3 (далее - трансформаторы) предназначены для преобразований напряжения переменного тока с целью контроля и передачи сигнала измерительной информации средствам измерений, устройствам защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических установках переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на преобразовании посредством электромагнитной индукции переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения при неизменной частоте и без существенных потерь мощности.

Трансформаторы являются трехфазными и состоят из трехфазного трехстержневого трансформатора прямой последовательности и однофазного двухстержневого трансформатора нулевой последовательности. Магнитопровод трансформатора прямой последовательности изготовлен из пластин холоднокатаной электротехнической стали, магнитопровод трансформатора нулевой последовательности изготовлен из пластин конструкционной стали. Трансформаторы имеют одну первичную и три вторичные обмотки. Выводы первичной и вторичных обмоток расположены сверху на крышке бака.

К трансформаторам данного типа относятся трансформаторы напряжения антирезонансные НТАМИ-10У3 с зав. №№ 393, 413.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку трансформатора любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид трансформаторов представлен на рисунке 1. Нанесение знака поверки на трансформаторы в обязательном порядке не предусмотрено. Пломбирование трансформаторов не предусмотрено.



Рисунок 1 - Общий вид трансформаторов

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	10
Номинальное напряжение основных вторичных обмоток, В	100
Класс точности основных вторичных обмоток по ГОСТ 1983-2001	0,5
Номинальная мощность трансформаторов, В·А	75
Предельная мощность трансформаторов, В·А	1000
Номинальная частота напряжения питающей сети, Гц	50

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более	596×480×353
Масса, кг, не более	115
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	У3

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения антирезонансный	НТАМИ-10У3	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 3 «Методы измерений» паспорта.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к трансформаторам напряжения
антирезонансным НТАМИ-10УЗ**

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 года № 3453 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ»

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Укрэлектроаппарат» (ОАО «Укрэлектроаппарат»),
Украина

Адрес деятельности: 29000, г. Хмельницкий, ул. В. Чорновола, 120, Украина

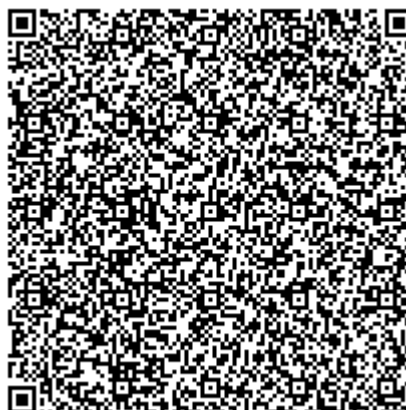
Место нахождения и адрес юридического лица: 29000, г. Хмельницкий,
ул. В. Чорновола, 120, Украина

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117546, г. Москва, Харьковский проезд,
д.2, этаж 2, пом. I, ком. 35,36

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в
целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы Gasera ONE HF

Назначение средства измерений

Газоанализаторы Gasera ONE HF (далее – газоанализаторы) предназначены для измерений объемной доли и массовой концентрации фтористого водорода (HF) в атмосферном воздухе и воздухе рабочей зоны.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов – оптический, основан на фотоакустической технологии с использованием настраиваемых источников лазерного излучения (диодный лазер). Метод измерения основан на способности молекул HF избирательно поглощать лучистую энергию в характерном для них участке инфракрасного диапазона. В камере-резонаторе молекулы HF под воздействием лазерного излучения производят колебания, интенсивность которых пропорциональна содержанию HF. Колебания регистрируются приемником.

На входе газовой пробы в газоанализатор расположены фильтры для очистки от пыли и влаги. Отбор пробы осуществляется газоанализатором принудительно, в непрерывном циклическом режиме.

Газоанализаторы являются стационарными приборами, включающие аппаратное и аппаратно-программное обеспечение для управления, сбора и передачи данных.

На лицевой панели газоанализатора расположены:

- дисплей;
- USB разъем;
- ручка управления и программирования газоанализатора.

На задней панели газоанализатора расположены:

- кнопка включения/выключения газоанализатора;
- разъемы для подачи анализируемой газовой смеси;
- порт Ethernet;
- порт RS-232 (по заказу).

Серийный номер газоанализатора наносится на маркировочную табличку, расположенную на задней стенке типографским методом.

Общий вид газоанализаторов и схема пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на корпус газоанализатора не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение (ПО).

ПО осуществляет следующие функции:

- расчет концентрации HF;
- отображение результатов измерений на дисплее;
- передачу результатов измерений по интерфейсу Ethernet (TCP/IP) или USB;
- контроль целостности программных кодов ПО, настроечных и калибровочных констант;
- контроль общих неисправностей (связь, конфигурация);
- архивации и контроля архивации измерений;
- контроль внешней связи Ethernet (TCP/IP);
- контроль журналов изменений.

Влияние встроенного ПО учтено при нормировании метрологических характеристик газоанализаторов.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Gasera
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики

Диапазоны измерений фтористого водорода (HF)		Пределы допускаемой основной погрешности		Область применения
массовой концентрации, мг/м ³	объемной доли, млн ⁻¹ (ppm)	приве- денной ¹⁾ γ, %	относи- тельной δ, %	
от 0 до 0,020 включ. св. 0,020 до 0,20	от 0 до 0,025 включ. св. 0,025 до 0,25	±20 -	- ±20	Контроль ПДК атмосферного воздуха
от 0 до 0,5 включ. св. 0,5 до 2,5	от 0 до 0,65 включ. св. 0,65 до 3,0	±20 -	- ±20	Контроль ПДК воз- духа рабочей зоны
¹⁾ Приведенная к верхнему пределу диапазона измерений. ²⁾ Пересчет значений объемной доли X в млн ⁻¹ (ppm) в массовую концентрацию C, мг/м ³ , проводят по формуле: $C = X M / V_m$, где M – молярная масса компонента, г/моль, V _m – молярный объем газа-разбавителя – азота или воздуха, равный: - 22,4 дм ³ /моль при условиях (0 °С и 101,3 кПа в соответствии с РД 52.04.186-89) для атмосферного воздуха; - 24,04 дм ³ /моль при условиях (20 °С и 101,3 кПа) для воздуха рабочей зоны				

Таблица 3 – Прочие метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
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	±0,4
Пределы дополнительной погрешности от влияния неизмеряемых компонентов в анализируемой газовой смеси, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,2
Время прогрева, мин, не более	30
Время установления показаний T _{0,9} , с, не более	600
Предел допускаемого изменения выходного сигнала за 24 часа непрерывной работы, в долях от предела допускаемой основной погрешности	0,5
Пределы допускаемой погрешности газоанализаторов в рабочих условиях эксплуатации при контроле ПДК в атмосферном воздухе в соответствии с постановлением: - приведенной, в диапазоне от 0 до 0,025 млн ⁻¹ включ. - относительной, в диапазоне свыше 0,025 до 0,25 млн ⁻¹	±25 ±25
Пределы допускаемой погрешности газоанализаторов в рабочих условиях эксплуатации при контроле ПДК в воздухе рабочей зоны в соответствии с постановлением: - приведенной, в диапазоне 0 до 0,65 млн ⁻¹ включ. - относительной, в диапазоне свыше 0,65 до 3,0 млн ⁻¹	±25 ±25

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия измерений: - диапазон температур окружающего воздуха, °С - относительная влажность окружающего воздуха, %, не более - диапазон атмосферного давления, кПа	от +15 до +25 80 от 84 до 106,7

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 207 до 253 50±1
Потребляемая мощность, В·А, не более	100
Масса, кг, не более	13
Габаритные размеры газоанализатора, мм, не более - длина - ширина - высота	440 484 139
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от 10 до 40 от 10 до 90 от 84 до 106,7
Объемный расход газовой смеси на входе газоанализатора, дм ³ /мин, не более	1,5
Содержание неизмеряемых компонентов, млн ⁻¹ , не более: - озон (O ₃) - оксид углерода (CO) - диоксид углерода (CO ₂)	0,5 15 480
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	24000

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность газоанализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор Gasera ONE HF	Gasera ONE HF	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 «Выполнение измерений при помощи газоанализатора Gasera ONE HF» Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газоанализаторам Gasera ONE HF

Постановление Правительства Российской Федерации № 1847 от 16.11.2020 г. «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» п.п. 3.1.2 и 4.43

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

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

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия

Стандарт предприятия - фирмы «Gasera Ltd.», Финляндия

Изготовитель

Фирма «Gasera Ltd.», Финляндия

Адрес: Lemminkäisenkatu 59, 20520 Turku, Finland.

Телефон: +358 40 5222611, факс: +358 40 5222611

Web-сайт: www.gasera.fi

E-mail: info@gasera.fi

Испытательный центр

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

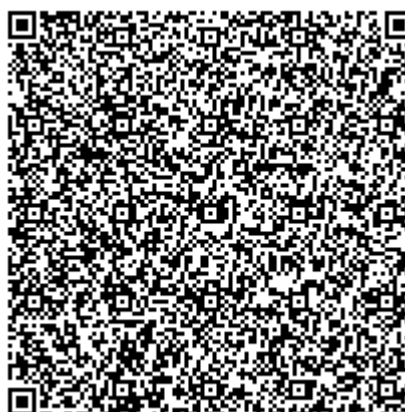
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

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



Регистрационный № 83288-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Денситометры X-Rite 361T

Назначение средства измерений

Денситометры X-Rite 361T (далее – денситометры), предназначены для измерений в проходящем свете диффузной оптической плотности черно-белых материалов в диапазоне от 0,15 до 6,00 Б.

Описание средства измерений

Принцип действия денситометров основан на сравнении потоков лучистой энергии, приходящих на считывающую головку денситометра (приемник излучения) непосредственно от источника излучения (осветителя) без ослабления, что соответствует оптической плотности равной нулю, и через исследуемое поле изображения, оптическая плотность которого измеряется.

Источником излучения является галогеновая лампа накаливания с цветовой температурой 2850 °К.

К денситометрам данного типа относятся денситометры X-Rite 361T, заводские номера 14939, 14966, 14986.

Заводской номер наносится печатным способом на наклейку на заднюю панель денситометров.

Общий вид денситометров, с обозначением места нанесения маркировки, представлен на рисунке 1. Обозначение места нанесения маркировки и заводского номера указано на рисунке 2.

Нанесение знака поверки и пломбирование денситометров не предусмотрено.

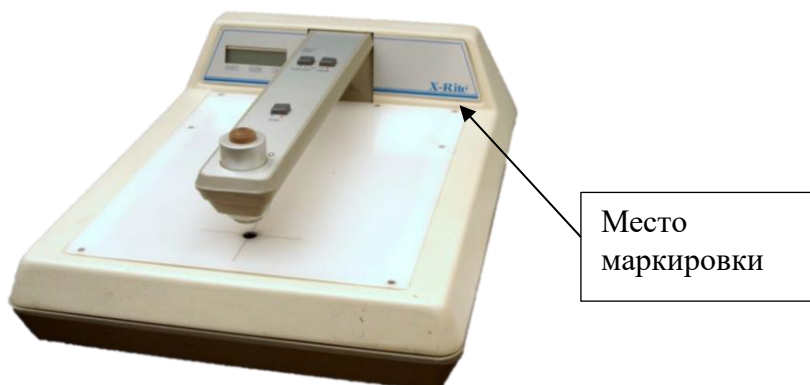


Рисунок 1 – Общий вид денситометров



Место
нанесения
маркировки и
заводского
номера

Рисунок 2 – Обозначение места нанесения маркировки и заводского номера

Программное обеспечение

Денситометры функционируют под управлением встроенного программного обеспечения (далее – ПО). Выделение метрологически значимой части не предусмотрено, все ПО является метрологически значимым и находится в постоянном запоминающем устройстве (ПЗУ) микропроцессора, размещенном внутри корпуса денситометров, и не доступно для внешней модификации.

Конструкция денситометров исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений диффузной оптической плотности в проходящем свете в спектральном диапазоне от 340 до 770 нм, Б	от 0,15 до 6,00
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений диффузной оптической плотности в проходящем свете в спектральном диапазоне от 340 до 770 нм, Б:	
- от 0,15 до 2,00 включ. Б;	±0,02
- св. 2,00 до 4,00 включ. Б;	±0,05
- св. 4,00 до 6,00 Б.	±0,12

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более:	
- высота	152
- ширина	330
- глубина	435
Масса, кг, не более:	8,64
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °C	от +21 до +25
- относительная влажность, %, не более	60
- атмосферное давление, кПа	от 90 до 110

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист Руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Денситометр X-Rite 361T	зав. № 14939/14966/14986	1 шт.
Сетевой кабель	-	1 шт.
Упаковочная коробка	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Руководстве по эксплуатации «Денситометр X-Rite 361T» п. 3.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к денситометрам

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28.09.2018 № 2085 Государственная поверочная схема для средств измерений оптической плотности

Техническая документация «X-Rite, Incorporated», США

Изготовитель

«X-Rite, Incorporated», США

Адрес: 3100 44th Street, S.W., Grandville, Michigan 49418, U.S.A.

Телефон: +7 (616) 534-76-63

Факс: +1-888-826-30-45

Web-сайт: www.x-rite.ru

E-mail: tm@technomedica.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт оптико-физических измерений»

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

Телефон: +7 (495) 437-56-33

Факс: +7 (495) 437-31-47

Web-сайт: www.vniiofi.ru

E-mail: vniiofi@vniiofi.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИОФИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30003-2014 от 23.06.2014г.

