

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №797

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозна- чение типа	Код харак- тера произ- вод- ства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правооблада- тель	Код иден- тифи- кации произ- водства	Методика поверки	Интер- вал между повер- ками	Заявитель	Юридическое лицо, прово- дившее испы- тания	Дата утвер- ждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Трансформа- торы тока измеритель- ные	Обо- значе- ние отсут- ствует	С	84996-22	ASRD-R 14 зав. № 09D 92622746; SASK-R 61.10 зав. № 06E 90704103; ASR-R 20.3 зав. № 18H 12534782; ASK-R 81.4 зав. № 07/50986; EASK-R 105.6 зав. № 11/122835	Фирма "MBS AG", Германия	Фирма "MBS AG", Германия	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Энерго- техническая компания "Джоуль" (ООО "ЭТК "Джоуль"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	27.12.2021
2.	Измерители качества воз- духа	ИКВ-8	С	84997-22	АО "ЭКСИС": ИКВ-8-П (O ₂ , NO ₂) зав. №001, ИКВ-8- Н (CO, CO ₂) зав.№003, ИКВ-8-Н (CO ₂ ,) зав.№005; АО "Практик-НЦ": ИКВ-8-П (O ₂ , NH ₃) зав. №002, ИКВ-8- Н (H ₂ S) зав. №004, ИКВ-8-П (O ₂ ,) зав. №006	Акционерное общество "Экологиче- ские сенсоры и системы" ("ЭКСИС") (АО "ЭКСИС"), г. Москва, г. Зе- леноград; Ак- ционерное общество	Акционерное общество "Экологиче- ские сенсоры и системы" ("ЭКСИС") (АО "ЭКСИС"), г. Москва, г. Зе- леноград	ОС	МП-242- 2461-2021	1 год	Акционерное общество "Экологиче- ские сенсоры и системы" ("ЭКСИС") (АО "ЭКСИС"), г. Москва, г. Зе- леноград	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделе- ева", г. Санкт- Петербург	29.12.2021

						"Практик-НЦ" (АО "Практик-НЦ"), г. Москва, г. Зеленоград							
3.	Системы капиллярного электрофореза	Капель	С	84998-22	Капель-104Т зав. № 3001; Капель-105М зав. № 3002	Общество с ограниченной ответственностью "Люмэкс" (ООО "Люмэкс"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Люмэкс-маркетинг" (ООО "Люмэкс-маркетинг"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП-242-2470-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Люмэкс" (ООО "Люмэкс"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	29.12.2021
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО "Транснефть" в части АО "Транснефть-Урал" по объекту ЛПДС "Суслово"	Обозначение отсутствует	Е	84999-22	92	Акционерное общество "Транснефть-Урал" (АО "Транснефть-Урал"), Республика Башкортостан, г. Уфа	Акционерное общество "Транснефть-Урал" (АО "Транснефть-Урал"), Республика Башкортостан, г. Уфа	ОС	МП 084-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "Энергия" (ООО "ИЦ "Энергия"), г. Санкт-Петербург	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	30.12.2021
5.	Анализаторы цепей векторные	ZNA	С	85000-22	мод. ZNA50: зав. № 101361; мод. ZNA67: зав. № 101703	Фирма "Rohde & Schwarz GmbH & Co. KG", Германия	Фирма "Rohde & Schwarz GmbH & Co. KG", Германия	ОС	ZNA-2021 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "РОДЕ и ШВАРЦ РУС", г. Москва	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская обл., Солнечногорский р-н, г. Солнечногорск, р.п. Менделеево	13.09.2021
6.	Система автоматизиро-	Обозначение	Е	85001-22	001	Общество с ограниченной	Общество с ограниченной	ОС	МП 26.51/126/2	4 года	Общество с ограниченной	ООО "Энерготестконтроль",	21.01.2022

	ванная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РСК Сбыт" (ТП-4044)	ние отсутствует				ответственно-стью "Альфа-Энерго" (ООО "Альфа-Энерго"), г. Москва	ответственно-стью "РСК Сбыт" (ООО "РСК Сбыт"), г. Красноярск		2		ответственно-стью "Альфа-Энерго" (ООО "Альфа-Энерго"), г. Москва	г. Москва	
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Республики Чувашия	Обозначение отсутствует	Е	85002-22	205	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312601-0040.21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО ИИГ "КАРНЕОЛ", г. Магнитогорск	24.12.2021
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО "Михайловцемент" (АИИС КУЭ Михайловцемент)	Обозначение отсутствует	Е	85003-22	0572	Общество с ограниченной ответственностью научно-техническое предприятие "Энергоконтроль" (ООО НТП "Энергоконтроль"), Пензенская обл., г. Заречный	Общество с ограниченной ответственностью научно-техническое предприятие "Энергоконтроль" (ООО НТП "Энергоконтроль"), Пензенская обл., г. Заречный	ОС	МП 26.51/127/2 2	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Альфа-Энерго" (ООО "Альфа-Энерго"), г. Москва	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	03.02.2022

9.	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические	РВС	Е	85004-22	РВС-200 зав.№№ 9, 10, 11, 12, 13, 14; РВС-400 зав.№№ 3, 4, 5, 6, 7, 8	Акционерное общество "НК "Роснефть" - Ставрополье" (АО "НК "Роснефть" - Ставрополье"), г. Ставрополь	Акционерное общество "НК "Роснефть" - Ставрополье" (АО "НК "Роснефть" - Ставрополье"), г. Ставрополь	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное общество "НК "Роснефть" - Ставрополье" (АО "НК "Роснефть" - Ставрополье"), г. Ставрополь	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	25.06.2021
10.	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические	РВС	Е	85005-22	РВС-100 зав.№№ 7, 8, 9, 10, 11; РВС-700 зав.№№ 13, 14; РВС-1000 зав.№ 2; РВС-2000 зав.№ 1	Акционерное общество "НК "Роснефть"-Ставрополье" (АО "НК "Роснефть"-Ставрополье"), г. Ставрополь	Акционерное общество "НК "Роснефть"-Ставрополье" (АО "НК "Роснефть"-Ставрополье"), г. Ставрополь	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное общество "НК "Роснефть"-Ставрополье" (АО "НК "Роснефть"-Ставрополье"), г. Ставрополь	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	08.06.2021
11.	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические	РВС	Е	85006-22	РВС-400 зав.№№ 1, 4; РВС-2000 зав.№№ 5, 7, 8	Акционерное общество "НК "Роснефть"-Ставрополье" (АО "НК "Роснефть"-Ставрополье"), г. Ставрополь	Акционерное общество "НК "Роснефть"-Ставрополье" (АО "НК "Роснефть"-Ставрополье"), г. Ставрополь	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное общество "НК "Роснефть"-Ставрополье" (АО "НК "Роснефть"-Ставрополье"), г. Ставрополь	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	18.06.2021
12.	Преобразователи ленточные первичные	ПЛП	С	85007-22	ПЛП-ЛИ1-А-А зав.№№ 01, 02, 03; ПЛП-ЛИ1-А-Г зав. №№ 01, 02, 03; ПЛП-ЛИ2-Б зав. №№ 01,02,03	Акционерное общество "Специальное конструкторско-технологическое бюро по электрохимии с опытным заводом" (АО "СКТБЭ"), г. Москва	Акционерное общество "Специальное конструкторско-технологическое бюро по электрохимии с опытным заводом" (АО "СКТБЭ"), г. Москва	ОС	ТЛИЯ.4133 42.001.ДЛ	Первичная поверка до ввода в эксплуатацию	Акционерное общество "Специальное конструкторско-технологическое бюро по электрохимии с опытным заводом" (АО "СКТБЭ"), г. Москва	АО "Центрохимсерт", г. Москва	15.07.2021
13.	Угломеры с нониусом	тип 1	С	85008-22	1383, 1450, 1469	Общество с ограниченной ответственностью "Вятский Инструмент"	Общество с ограниченной ответственностью "Вятский Инструмент"	ОС	МИ 2131-90	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Вятский Инструмент"	ФБУ "Омский ЦСМ", г. Омск	22.10.2021

						(ООО "ВИНС"), г. Москва	(ООО "ВИНС"), г. Москва				(ООО "ВИНС"), г. Москва		
14.	Система измерений количества и параметров нефти сырой № 248 цеха подготовки и перекачки нефти № 1 на базе массового расходомера "Micro Motion CMF 400" установки подготовки нефти "Покровская" АО "Оренбург-нефть"	Обозначение отсутствует	Е	85009-22	248	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "Томская электронная компания" (ООО НПП "Томская электронная компания"), Томская обл., г. Томск	Акционерное общество "Оренбург-нефть" (АО "Оренбург-нефть"), Оренбургская обл., г. Бузулук	ОС	МП 1337-9-2021	1 год	Акционерное общество "Оренбург-нефть" (АО "Оренбург-нефть"), Оренбургская обл., г. Бузулук	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", Республика Татарстан, г. Казань	29.10.2021
15.	Газоанализаторы	GT5000 Terra	С	85010-22	38009	Фирма "Gasmet Technologies Oy", Финляндия	Фирма "Gasmet Technologies Oy", Финляндия	ОС	МП-312/07-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Синтрол" (ООО "Синтрол"), г. Санкт-Петербург	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	22.10.2021
16.	Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на газопровод УПСВ "Екатериновская" АО "Самаранеф-	Обозначение отсутствует	Е	85011-22	85730	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ОС	МП 20-01653-30-2021	3 года	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	01.12.2021

	тегаз"												
17.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Зубовка	Обозначение отсутствует	Е	85012-22	943	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП КЭР-07-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Комплексные энергетические решения" (ООО "Комплексные энергетические решения"), г. Москва	ООО "Комплексные энергетические решения", г. Москва	26.11.2021
18.	Системы измерительные узлов налива нефтепродуктов	АСН-K-0n	С	85013-22	4.19; 03.20; 04.20; 05.20; 06.20; 07.20; 23.20	Общество с ограниченной ответственностью "Нью-Дос" (ООО "Нью-Дос"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Нью-Дос" (ООО "Нью-Дос"), г. Москва	ОС	МП 1347-14-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Нью-Дос" (ООО "Нью-Дос"), г. Москва	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	21.10.2021
19.	Анализаторы сигналов и спектра	СК4-MAX6	С	85014-22	4041685	Акционерное общество "Производственная компания "НОВЭЛ" (АО "ПК "НОВЭЛ"), г. Москва	Акционерное общество "Производственная компания "НОВЭЛ" (АО "ПК "НОВЭЛ"), г. Москва	ОС	651-21-069 МП	1 год	Акционерное общество "Производственная компания "НОВЭЛ" (АО "ПК "НОВЭЛ"), г. Москва	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская область, Солнечногорский район, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево	31.08.2021
20.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Газпром	Обозначение отсутствует	Е	85015-22	2	Общество с ограниченной ответственностью "Системы релейной защиты" (ООО "Системы Релейной Защиты"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Газпром энергосбыт Брянск" (ООО "Газпром энергосбыт Брянск"), г. Сургут	ОС	МП 005-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Системы релейной защиты" (ООО "Системы Релейной Защиты"), г. Москва	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	04.02.2022

	энергосбыт Брянск" ("Со- звездие")												
21.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формационно- измеритель- ная коммер- ческого учета электроэнер- гии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕР- ГОСБЫТ" для энергоснаб- жения ОАО "РЖД" в гра- ницах Калуж- ской области	Обо- значе- ние отсут- ствует	Е	85016-22	203	Общество с ограниченной ответственно- стью "РУС- ЭНЕРГО- СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕР- ГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственно- стью "РУС- ЭНЕРГО- СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕР- ГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП- 312601- 0043.21	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "РУС- ЭНЕРГО- СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕР- ГОСБЫТ"), г. Москва	ООО ИИГ "КАРНЕОЛ", г. Магнито- горск	10.12.2021
22.	Генераторы- анализаторы цифровых сигналов мо- дульные	M9195 В	С	85017-22	МУ56021256 с оп- цией SR2	Компания "Keysight Technologies Malaysia Sdn. Bhd", Малай- зия	Компания "Keysight Technologies Malaysia Sdn. Bhd", Малай- зия	ОС	РТ-МП- 1299-441- 2021	1 год	Общество с ограниченной ответственно- стью "Кейсайт Текнолджиз" (ООО "Кей- сайт Текно- лджиз"), г. Москва	ФБУ "Ростест- Москва", г. Москва	31.01.2022
23.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формационно- измеритель- ная коммер- ческого учета электроэнер- гии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Спасск	Обо- значе- ние отсут- ствует	Е	85018-22	312	Публичное акционерное общество "Фе- деральная се- тевая компа- ния Единой энергетиче- ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Фе- деральная се- тевая компа- ния Единой энергетиче- ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП- 119-500- 2022	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Инже- нерный центр "ЭНЕР- ГОАУДИТ- КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест- Москва", г. Москва	14.02.2022

24.	Мониторы дыхательные портативные	Capnost ream 35	С	85019-22	SF20310640	Oridion Medical 1987 Ltd., Израиль	Oridion Medical 1987 Ltd., Израиль	ОС	ИМТ-МП-0012-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Медтроник" (ООО "Медтроник"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИИМТ" Рос-здравнадзора, г. Москва	02.12.2021
25.	Калибраторы портативные	AT04	С	85020-22	20001; 20003; 20007	Общество с ограниченной ответственностью "ГлобалТест" (ООО "ГлобалТест"), Нижегородская обл., г. Саров	Общество с ограниченной ответственностью "ГлобалТест" (ООО "ГлобалТест"), Нижегородская обл., г. Саров	ОС	A3009.0421.МП-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ГлобалТест" (ООО "ГлобалТест"), Нижегородская обл., г. Саров	ФГУП "РФЯЦ-ВНИИЭФ", Нижегородская обл., г. Саров	24.11.2021
26.	Системы контроля загазованности	Спутник	С	85040-22	СКЗ Спутник-A15-Ц15 зав. №004	Общество с ограниченной ответственностью "Пожгазприбор" (ООО "Пожгазприбор"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Пожгазприбор" (ООО "Пожгазприбор"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП 51-221-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Пожгазприбор" (ООО "Пожгазприбор"), г. Санкт-Петербург	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Екатеринбург	17.11.2021

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №797

Регистрационный № 84996-22

Лист № 1
Всего листов 39

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока измерительные

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока измерительные (далее – трансформаторы) являются однофазными (модификации ASR-R, EASR-R, AS-R, EAS-R, ASK-R, EASK-R, SASR-R, ASKL-R, SASK-R, EASKL-R) и трехфазными (модификации ASRD-R, ASKD-R, EASKD-R) и предназначены для преобразования большого тока в сигнал измерительной информации для его передачи средствам измерений и устройствам защиты и управления в закрытых распределительных устройствах переменного тока частоты 50 Гц или 60 Гц напряжением до 0,72 кВ.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов заключается в преобразовании силы входного переменного тока в силу выходного переменного тока с коэффициентом, определяемым отношением числа витков первичной и вторичной обмоток.

Каждый трансформатор состоит из замкнутого магнитопровода с отверстием для первичной обмотки, вторичной обмотки, намотанной на сердечник, и пластикового корпуса с местом крепления. Клеммники вторичной обмотки имеют пластмассовые крышки с устройствами для пломбирования с целью ограничения доступа к измерительной цепи.

Через отверстие магнитопровода при монтаже пропускается шина или кабель, играющие роль первичной обмотки. Для получения отличного от номинального коэффициента преобразования, может быть намотана первичная обмотка из нескольких витков.

Трансформаторы предназначены для технического и коммерческого учета, а также измерений в однофазных и трехфазных электросетях промышленной частоты.

Монтаж трансформаторов осуществляется на токопроводящие втулки, на панель, используя штатный крепеж или на DIN-рейку 35 мм, используя специальный или штатный крепеж.

Заводской номер в формате цифро-буквенного обозначения наносится на табличку трансформатора методом трафаретной или термотрансферной печати, лазерной гравировки или наклеиванием этикетки.

Общий вид трансформаторов представлен на рисунке 1.



ASR-R 14.3



ASR-R 20.3



ASR-R 201.3



ASR-R 21.3



ASR-R 21.5



ASR-R 22.3



ASK-R 31.5



ASR-R 42.45



EASR-R 14.3



EASR-R 22.3



AS-R 176.3



EAS-R 176.3



ASK-R 176.3



ASK-R 205.3



ASK-R 21.3



ASK-R 421.4



ASK-R 231.5



ASK-R 31.3



ASK-R 31.6



ASK-R 31.4



ASK-R 318.3



ASK-R 41.4



ASK-R 541.4



ASK-R 41.5



ASK-R 41.3



ASK-R 412.4



ASK-R 41.6



ASK-R 51.4



ASK-R 51.6



ASK-R 561.4



ASK-R 61.6



ASK-R 63.4



ASK-R 63.6



ASK-R 81.4



ASK-R 61.4



ASK-R 103.41



ASK-R 83.4



ASK-R 101.4



EASK-R 21.3



ASK-R 103.3



EASK-R 176.3



ASK-R 205.5



ASK-R 105.6



ASK-R 105.6N



ASK-R 123.3



ASK-R 127.4



ASK-R 127.6



ASK-R 128.4



ASK-R 129.10



ASK-R 130.3



ASK-R 130.5



ASK-R 165.5



EASK-R 31.3



EASK-R 31.4



EASK-R 31.5



EASK-R 41.4



EASK-R 31.6



EASK-R 541.4



EASK-R 41.5



EASK-R 41.6



EASK-R 51.4



ASRD-R 14



EASK-R 51.6



EASK-R 61.4



EASK-R 61.6



EASK-R 63.6



EASK-R 81.4



EASK-R 105.6



EASK-R 123.3



EASK-R 130.3



EASK-R 130.5



SASR-R 22.3



SASK-R 21.3



SASK-R 421.4



SASK-R 31.5



SASK-R 31.6



SASK-R 41.4



SASK-R 541.4



SASK-R 41.6



SASK-R 41.10



SASK-R 51.4



SASK-R 51.6



SASK-R 61.4



SASK-R 61.10



SASK-R 63.6



Рисунок 1 – Внешний вид трансформаторов



Рисунок 2 – Схема пломбирования трансформаторов

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

	ASK-R 205.3	ASK-R 21.3			ASK-R 231.5		ASK-R 31.3*		
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А								
40	-	-	-	1,0	-	-	-	-	-
50	-	-	-	1,0; 1,5	-	1; 1,25	-	-	1,0
60	1	-	-	1,0; 1,5	1	1; 1,25	-	-	1,0
75	1	-	-	1,5; 2,5	1,25	1,25; 2,5	-	-	1,0; 1,5
80	1,25	-	-	1,5; 2,5	1,25; 2,5	1,25; 2,5; 5	-	-	1,5; 2,5
100	1,25; 1,5	-	1,5; 2,5	1,5;2,5;3,75;5	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 5	-	1,5; 2,5	1,5; 2,5
125	-	-	-	-	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 5	-	-	-
150	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	1,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5
200	1,5; 2,5	2,5; 5	1,5; 2,5; 5; 10	2,5; 5; 7,5; 10	2,5; 5	2,5; 5; 10	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5
250	2,5; 5	2,5; 5; 10	1,5;2,5;5;10;15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5	2,5; 5; 10	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	1,5;2,5;5;7,5;10
300	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5	2,5; 5; 10	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	1,5;2,5;5;7,5;10
400	2,5; 5; 10	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	1,5; 2,5; 5	2,5; 5; 7,5; 10	1,5; 2,5; 5; 10
500	-	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5	2,5; 5; 10	1,5; 2,5; 5; 10
600	-	-	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
750	-	-	-	-	-	-	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
Класс точности	1,0	0,2S	0,5	1,0	0,5	1,0	0,2S	0,5	1,0
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5								
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72								
Номинальная частота f, Гц	50 или 60								
Габаритные размеры, мм	49,5x65x50	61x75,5x48			49,5x70x68		61x75,5x48		
Отверстие под шину или кабель, мм	20,5x15,5 Ø17,5	20,5x10,5, 15,5x15,5, 12,5x20			30,5x10,5, 25,5x20,5		30,5x10,5, 25,5x12,5, 20,5x20,5, Ø 26		
Масса не более, кг	0,25	0,3			0,3		0,4		

Продолжение таблицы 1

	ASK-R 318.3		ASK-R 31.4*			ASK-R 41.6		ASK-R 541.4		
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А									
30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1; 1,5
40	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1,5; 2,5
50	-	-	-	-	1,25; 1,5	1,5	1,5; 2,5	-	-	1,5; 2,5
60	1	-	-	-	1,25; 1,5	1,5	1,5; 2,5	-	1,5	1,5; 2,5
75	1; 1,5	-	-	-	1,5; 2,5	2,5; 5	1,5;2,5;3,75;	-	1,5; 2,5	1,5; 2,5
80	1,5; 2,5	-	-	-	1,5; 2,5	2,5; 5	2,5; 3,75; 5	-	1,5; 2,5	2,5; 5
100	1,5; 2,5	1,5; 2,5	-	1,5; 2,5	1,5;2,5;3,75;5	2,5; 5; 10	2,5;5;7,5;10	1,5; 2,5	2,5; 5	2,5; 5; 10
125	-	-	-	-	-	-	-	-	2,5; 5	5; 10
150	1,5; 2,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 5	1,5;2,5;5;7,5	2,5; 5;10;15	5; 10; 15	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
200	2,5; 3,75; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5;5;7,5;10	2,5;5;10;15	5; 10; 15	2,5; 5	2,5;5;10;15	5; 10; 15
250	2,5; 5; 10	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	5; 10; 15	2,5; 5; 10	2,5;5;10;15	5; 10; 15
300	2,5; 5; 10	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	5; 10; 15	2,5; 5; 10	2,5;5;10;15	5; 10; 15
400	2,5;5;7,5;10	2,5; 5;	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	5; 10; 15	2,5; 5; 10	2,5;5;10;15	5; 10; 15
500	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5;5;10;15	5;10;15;30	5;10;15;30	2,5;5;10;15	5;10;15;30	5;10;15;30
600	2,5;5;10;15	2,5;5;10;	2,5;5;10	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	5;10;15;30	10; 15; 30	2,5;5;10;15	5;10;15;30	5;10;15;30
750	2,5;5;10;15	2,5;5;10;	2,5;5;10	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	5;10;15;30	10; 15; 30	2,5;5;10;15	10; 15; 30	10; 15; 30
800	-	-	-	-	-	10;15;30	10; 15; 30	-	10; 15; 30	10; 15; 30
1000	-	-	-	-	-	5;10;15;30	10;15;30;45	2,5;5;10;15	5;10;15;30	10; 15; 30
Класс точности	1,0	0,5	0,2S	0,5	1,0	0,5	1,0	0,2S	0,5	1,0
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5									
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72									
Номинальная частота f, Гц	50 или 60									
Габаритные размеры, мм	61x75,5x48		61x75,5x58			95x116x74		86x98,5x58		
Отверстие под шину или кабель, мм	31,5x18,5 Ø 26		40x10,5, 30,5x20,5, 23x23, Ø28			40x12, 30x15, Ø 32		40,5x10,5, 30,5x16, Ø32		
Масса не более, кг	0,4		0,45			0,72		0,61		

Продолжение таблицы 1

	ASK-R 31.5*		ASK-R 31.6		ASK-R 41.3	ASK-R 421.4		ASK-R 412.4*	
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А								
30	-	-	-	1,5	-	-	1,0; 1,5	-	-
40	-	1,0	-	1,5; 2,5	-	-	1,5	-	-
50	-	1,5; 2,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5	-	1,5	1,5; 2,5	-	1,25; 1,5
60	-	1,5; 2,5	1,5; 2,5	2,5;3,75;5	-	1,5	1,5; 2,5; 3,75	-	1,25; 1,5
75	1,5; 2,5	1,5; 2,5	2,5; 5	2,5; 5	-	1,5; 2,5	2,5; 3,75; 5	-	1,5; 2,5
80	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5; 10	-	1,5; 2,5	2,5; 3,75; 5	-	1,5; 2,5
100	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5;5;10;15	1; 1,5	2,5; 5	2,5; 5; 10	1,5	1,5; 2,5; 3,75
125	-	-	-	-	-	2,5; 5	2,5; 5; 10	-	-
150	2,5; 5	2,5; 5; 7,5	2,5;5;10;15	5; 10; 15	1,5; 2,5	2,5; 5	2,5; 5; 10	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 5
200	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	5;10;15;30	1,5; 2,5	2,5; 5	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5	2,5;5;7,5;10
250	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15	5;10;15;30	1,5;2,5;3,75;5	5; 10	5; 10; 15	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5; 10
300	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15	5;10;15;30	1,5; 2,5; 5	5; 10	5; 10; 15	2,5; 5	2,5; 5; 10; 15
400	5; 10; 15	5;10;15;30	5; 10; 15	5;10;15;30	1,5; 2,5; 5	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15
500	5; 10; 15	5;10;15;30	5;10;15;30	5;10;15;30	1,5; 2,5; 5;10	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10;15
600	5; 10; 15	5;10;15;30	5;10;15;30	5;10;15;30	1,5; 2,5; 5;10	-	-	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15
750	5; 10; 15	5;10;15;30	5;10;15;30	5;10;15;30	2,5; 5; 10;15	-	-	5; 10; 15	5; 10; 15; 30
800	-	-	-	-	2,5; 5; 10; 15	-	-	5; 10; 15	5; 10; 15; 30
Класс точности	0,5	1,0	0,5	1,0	1,0	0,5	1,0	0,5	1,0
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5								
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72								
Номинальная частота f, Гц	50 или 60								
Габаритные размеры, мм	30x10,5, Ø28		30,5x10, 21x13, Ø23		40,5x12,5, 32,5x18,5	20,5x10,5, Ø20		40,5x12,5, Ø30,5	
Отверстие под шину или кабель, мм	61x75,5x68		95x116x74		61x75,5x48	71x85,5x58		71x85,5x58	
Масса не более, кг	0,67		0,7		0,61	0,67		0,6	

Продолжение таблицы 1

	ASK-R 41.4			ASK-R 41.5		ASK-R 51.4*		
Номинальные первичные токи I ₁ , (А)	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А							
50	-	-	1,25; 1,5	-	1; 2,5	-	-	-
60	-	-	1,25; 1,5	-	1,5; 2,5	-	-	-
75	-	-	1,5; 2,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5	-	-	-
80	-	-	1,5; 2,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5	-	-	-
100	-	1,5; 2,5	1,5;2,5;3,75	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 3,75	-	1,5; 2,5	1,5; 2,5
150	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	2,5; 5; 7,5	2,5; 5; 7,5	-	1,5; 2,5	1,5; 2,5
200	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	2,5; 5
250	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5;5;10;15	2,5; 5	1,5; 2,5; 5	2,5; 5; 10
300	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5;5;10;15	2,5; 5; 10; 15	2,5;5;10;15	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5; 10
400	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5;5;10;15
500	2,5; 5; 10	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5;5;10;15
600	2,5; 5	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5;5;10;15
750	2,5; 5; 10	5; 10;15	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5;5;10;15
800	-	5; 10	5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10; 15	2,5;5;10;15	5; 10	5; 10; 15	5;10;15;30
1000	-	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10; 15	2,5;5;10;15	2,5; 5; 10; 15	5; 10; 15	5;10;15;30
1200	-	-	-	-	-	-	5; 10; 15	5;10;15;30
1250	-	-	-	-	-	-	5; 10; 15	5;10;15;30
Класс точности	0,2S	0,5	1,0	0,5	1,0	0,2S	0,5	1,0
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5							
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72							
Номинальная частота f, Гц	50 или 60							
Габаритные размеры, мм	40,5x10,5, 30,5x16, Ø32			40,5x10,5, 30,5x16, Ø32		50,5x12,5, 40,5x30,5, Ø44		
Отверстие под шину или кабель, мм	71x85,5x58			71x85,5x68		86x98,5x58		
Масса не более, кг	0,67			0,7		0,55		

Продолжение таблицы 1

	ASK-R 61.6		ASK-R 63.4		ASK-R 63.6		ASK-R 81.4*		
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А								
100	1,5	1,5; 2,5	-	-	-	-	-	-	-
150	1,5; 2,5	1,5; 2,5	-	-	-	-	-	-	-
200	2,5; 5	2,5; 5; 10	-	-	-	1,5; 2,5	-	-	-
250	2,5; 5; 10	2,5;5;10;15	-	-	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 5	-	-	-
300	2,5; 5; 10; 15	2,5;5;10;15	1,5; 2,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 5	1,5;2,5;5;10	-	-	-
400	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15;30	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5;5;10	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
500	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15;30	5	5; 10	2,5; 5	2,5;5;10;15	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
600	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15;30	5; 10	5; 10; 15	2,5; 5; 10	2,5;5;10;15	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
750	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15;30	5; 10; 15	5; 10; 15	2,5; 5; 10	2,5;5;10;15	2,5; 5; 10	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15
800	5; 10; 15	5;10;15;30	5; 10; 15	5; 10; 15	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	-	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15
1000	5;10;15;30	5;10;15;30;45	5; 10; 15	5; 10; 15	5;10;15	5;10;15;30	2,5; 5; 10; 15	5; 10; 15	2,5;5;10;15;30
1200	5;10;15;30	5;10;15;30;45	5; 10; 15	5; 10; 15	5;10;15	5;10;15;30	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15; 30
1250	5;10;15;30	5;10;15;30;45	5; 10; 15	5; 10; 15	5;10;15	5;10;15;30	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15; 30
1500	5;10;15;30	5;10;15;30;45	5; 10; 15	5; 10; 15	5;10;15	5;10;15;30	2,5; 5; 10; 15	5; 10; 15	5;10;15;30;45
1600	10; 15; 30	10; 15; 30; 45	5; 10; 15	5; 10; 15	5;10;15	5;10;15;30	-	5; 10; 15	5;10;15;30;45
2000	-	-	5; 10; 15	5; 10; 15	5;10;15;30	5;10;15;30	-	10; 15	10; 15; 30; 45
Класс точности	0,5	1,0	0,5	1,0	0,5	1,0	0,2S	0,5	1,0
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5								
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72								
Номинальная частота f, Гц	50 или 60								
Габаритные размеры, мм	60x10, 50x30, Ø 40		60,5x30,5, 50,5x40,5, Ø 44		60,5x31		80,5x10,5, 60,5x30,5, Ø55		
Отверстие под шину или кабель, мм	95x116x74		96x105.5x58		88x129x78		120x123.5x58		
Масса не более, кг	0,87		0,85		1,02		1,20		

Продолжение таблицы 1

	ASK-R 103.3		ASK-R 103.41*		ASK-R 127.4		ASK-R 127.6		ASK-R 128.4	
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А									
400	-	-	2,5	2,5; 5	-	-	-	-	2,5	2,5; 5
500	-	-	2,5	2,5; 5	-	-	-	-	2,5	2,5; 5
600	-	-	2,5	2,5; 5	-	-	-	-	2,5	2,5; 5
750	2,5; 5	5; 10	2,5	2,5; 5	-	-	-	-	2,5	2,5; 5
800	2,5; 5; 10	5; 10; 15	5	5; 10	-	-	-	-	5	5; 10
1000	5; 10; 15	5; 10; 15	10	10; 15	5; 10	5; 10	5	5; 10	10	10; 15
1200	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	10	10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10	5; 10; 15	10	10; 15
1250	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	10	10; 15	10; 15; 30	10; 15; 30	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	10	10; 15
1500	10; 15	10; 15; 30; 45	15	15; 30	10; 15; 30	10; 15; 30	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	15	15; 30
1600	10; 15	10; 15; 30; 45	-	-	10; 15; 30	10; 15; 30	-	-	-	-
1800	-	-	-	-	10; 15; 30	10; 15; 30	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	-	-
2000	10; 15; 30	10; 15; 30; 45	15	15; 30	10; 15; 30; 45	10; 15; 30; 45	10; 15; 30	10; 15; 30; 45	15	15; 30
2500	10; 15; 30	10; 15; 30; 45	-	-	10; 15; 30; 45	10; 15; 30; 45	10; 15; 30	10; 15; 30; 45	15	15; 30
3000	10; 15; 30	10; 15; 30; 45	-	-	-	-	10; 15; 30	10; 15; 30; 45	-	-
4000	-	-	-	-	-	-	10; 15; 30	10; 15; 30; 45	-	-
5000	-	-	-	-	-	-	5; 10; 15; 30	10; 15; 30; 45	-	-
6000	-	-	-	-	-	-	10; 15; 30	10; 15; 30; 45	-	-
Класс точности	0,5	1,0	0,5	1,0	0,5	1,0	0,5	1,0	0,5	1,0
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5									
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72									
Номинальная частота f, Гц	50 или 60									
Габаритные размеры, мм	101x31, 81x51, Ø 85		41x103		122,5x72,4		120,5x72,5		38x128	
Отверстие под шину или кабель, мм	172x184,5x52		98,5x150x58		159x195,3x58		205x203x78		100x178x58	
Масса не более, кг	1,50		1,02		1,32		1,50		1,61	

Продолжение таблицы 1

	ASK-R 123.3			ASK-R 129.10		ASK-R 130.3			ASK-R 101.4*	
Номинальные первичные токи I ₁ А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А									
300	-	-	-	-	-	-	2,5; 5	2,5; 5	-	-
400	-	-	-	-	-	-	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	-	-
500	-	-	-	-	-	-	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5	5; 10
600	-	-	-	-	-	-	2,5; 5; 10	2,5;5;10;15	2,5; 5	5; 10
750	-	2,5; 5; 10	-	-	-	2,5	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	2,5; 5; 10	5; 10
800	-	-	10	-	-	-	15	-	5; 10	5; 10; 15
1000	2,5; 5	2,5;5; 10	5; 10	5; 10; 15	5; 10; 15	5;10	5; 10; 15	5;10;15;30	5; 10	5; 10; 15;30
1200	5	5; 10; 15	5; 10; 15	5;10	5; 10; 15	5; 10	5; 10; 15	5;10;15;30	5; 10	5;10;15;30
1250	5; 10	5; 10; 15	5; 10; 15	5;10	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15	5;10;15;30	5; 10	5;10;15;30
1500	5; 10	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	10;15;30	10;15;30	5; 10; 15	5;10;15;30	5;10;15;30	5; 10; 15	5;10;15;30
1600	5; 10; 15	30	5; 10; 15; 30	10;15;30	10;15;30	5; 10; 15	5;10;15;30	5;10;15;30	5; 10; 15	10;15;30;45
1800	-	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	10;15;30	10;15;30	-	-	-	5; 10; 15	10;15;30;45
2000	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	10; 15; 30; 45	10;15;30	10;15;30	-	-	-	5;10;15;30	10;15;30;45
2500	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	10; 15; 30; 45	15; 30; 45	15; 30; 45	-	-	-	5;10;15;30	10;15;30;45
3000	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	10; 15; 30; 45	15; 30; 45	15; 30; 45	-	-	-	-	-
4000	-	10; 15; 30	10; 15; 30; 45	15; 30; 45	15; 30; 45	-	-	-	-	-
5000	-	-	-	15; 30; 45	15; 30; 45	-	-	-	-	-
6000	-	-	-	15; 30; 45	15; 30; 45	-	-	-	-	-
7500	-	-	-	15; 30; 45	15; 30; 45	-	-	-	-	-
Класс точности	0,2S	0,5	1,0	0,5	1,0	0,2S	0,5	1,0	0,5	1,0
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5									
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72									
Номинальная частота f, Гц	50 или 60									
Габаритные размеры, мм	121x31, 101x51, Ø 100			122x93		133x25			100,5x10,5, 80,5x30,5, Ø 70	
Отверстие под шину или кабель, мм	172x184,5x52			250x247x118		180x100x50			130x141x58	
Масса не более, кг	1.24			1,57		1,12			1,25	

Продолжение таблицы 1

	ASK-R 105.6			ASK-R 561.4		ASK-R 83.4		ASK-R 51.6	
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А								
100	-	-	-	-	-	-	-	2,5; 5	2,5; 5
150	-	-	-	-	-	-	-	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
200	-	-	-	-	2,5	-	-	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
250	-	-	-	-	2,5; 5	-	-	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15
300	-	-	-	2,5; 5	2,5; 5	1,5; 2,5	1,5; 2,5	2,5; 5; 10; 15	5;10;15;30
400	-	-	-	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5; 10; 15	5;10;15;30
500	-	-	-	2,5; 5	5; 10; 15	2,5; 5	2,5; 5	5; 10; 15	5;10;15;30
600	2,5	2,5; 5	5; 10	2,5; 5; 10	5; 10; 15	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	5;10;15;30
750	2,5; 5	2,5; 5; 10	5; 10	2,5; 5; 10	5; 10; 15	2,5; 5; 10	2,5;5;10;15	2,5; 5; 10; 15	5;10;15;30
800	5	5; 10	5; 10	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10	2,5;5;10;15	5; 10; 15	10;15;30;45
1000	2,5; 5; 10	2,5;5;10;15	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5;10;15	5;10;15	5; 10; 15; 30	10;15;30;45
1200	5; 10	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5;10;15	5;10;15	5; 10; 15; 30	10;15;30;45
1250	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5;10;15	5;10;15	5; 10; 15; 30	10;15;30;45
1500	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5;10;15;30	-	10	5;10;15	5;10;15	-	-
1600	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5;10;15;30	-	-	5; 10; 15	5;10;15;30	-	-
1800	-	5;10;15	5;10;15;30	-	-	10; 15	10; 15; 30	-	-
2000	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	10; 15; 30;45	-	-	10; 15; 30	10; 15; 30	-	-
2400	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	-	-	-	-	-	-	-
2500	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	10; 15; 30; 45	-	-	10; 15	10; 15; 30	-	-
3000	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	10; 15; 30; 45	-	-	-	-	-	-
Класс точности	0,2S	0,5	1,0	0,5	1,0	0,5	1,0	0,5	1,0
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5								
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72								
Номинальная частота f, Гц	50 или 60								
Габаритные размеры, мм	100,5x55,5			60,5x10,5, 50,5x30,5, Ø44		34x84		50x12, 40x30, Ø40	
Отверстие под шину или кабель, мм	129x167x78			86x98,5x58		96x117x68		95x116x74	
Масса не более, кг	1,24			0,57		1,12		0,75	

Продолжение таблицы 1

	ASK-R 61.4*			ASK-R 105.6N		ASK-R 130.5		
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А							
200	-	1,5; 2,5	1,5; 2,5	-	-	-	-	-
250	1,5; 2,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 5	-	-	-	-	-
300	2,5; 5	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	-	-	-	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
400	2,5; 5; 10	1,5;2,5;5;10	1,5;2,5;5;10	-	-	-	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
500	2,5; 5; 10	1,5;2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	-	-	-	2,5;5;10;15	2,5; 5;10;15
600	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	-	-	-	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
750	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	-	-	2,5; 5	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
800	-	2,5;5;10;15	2,5;5;10;15	-	-	-	-	-
1000	2,5;5;10;15	5;10;15; 30	5; 10; 15; 30	-	-	5; 10	5;10;15;30	5;10;15;30
1200	2,5;5;10;15	5;10;15;30	5; 10; 15; 30	-	-	5; 10; 15	5;10;15;30	5;10;15;30
1250	5; 10; 15	5;10;15;30	5; 10; 15; 30	-	-	5; 10; 15	5;10;15;30	5;10;15;30;45
1500	5; 10; 15	5;10;15;30	5; 10; 15; 30	-	-	5; 10; 15	5;10;15;30	5;10;15;30;45
1600	-	5;10;15;30	5; 10; 15; 30	-	-	5; 10; 15	5;10;15;30	5;10;15;30;45
2000	-	-	-	-	-	10; 15	10; 15; 30; 45	10; 15; 30; 45
2400	-	-	-	-	-	10; 15	10; 15; 30; 45	10; 15; 30; 45
2500	-	-	-	10; 15; 30	10;15;30;45	10; 15; 30	10; 15; 30; 45	10; 15; 30; 45
3000	-	-	-	10; 15; 30	10;15;30;45	10; 15; 30	10; 15; 30; 45	10; 15; 30; 45
3200	-	-	-	-	-	10; 15; 30	10; 15; 30	10; 15; 30; 45
4000	-	-	-	10; 15; 30	10;15;30;45	-	-	-
5000	-	-	-	10;15;30;45	10;15;30;45	-	-	-
Класс точности	0,2S	0,5	1,0	0,5	1,0	0,2S	0,5	1,0
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5							
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72							
Номинальная частота f, Гц	50 или 60							
Габаритные размеры, мм	63,5x10,5, 50,5x30,5, Ø44			100,5x55,5		133x31		
Отверстие под шину или кабель, мм	96x105,5x58			129x214x78		180x120x68		
Масса не более, кг	0,61			1,57		1,12		

Продолжение таблицы 1

	EASK-R 21.3			EASK-R 31.3			EASK-R 31.4		
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А								
100	1,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5	1,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5	2,5	2,5
150	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	1,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5	2,5	2,5; 5	2,5; 5
200	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5
250	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5
300	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
400	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
500	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
600	-	-	-	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
750	-	-	-	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
Класс точности	0,2	0,5S	0,5	0,2	0,5S	0,5	0,2	0,5S	0,5
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5								
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72								
Номинальная частота f, Гц	50 или 60								
Габаритные размеры, мм	61x78,5x48			61x78,5x48			61x78,5x58		
Отверстие под шину или кабель, мм	20,5x10,5, 15,5x15,5			30,5x10,5, 25,5x12,5, 20,5x20,5, Ø 26			30,5x10,5, 23x20,5 Ø28		
Масса не более, кг	0,3			0,4			0,45		

Продолжение таблицы 1

	EASK-R 31.5**				EASK-R 31.6		
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А						
50	-	-	-	-	-	2,5	2,5
75	-	-	2,5	2,5	-	2,5; 5	2,5; 5
100	-	2,5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
150	1,5; 2,5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
200	2,5; 5	2,5; 5	2,5;5;10	2,5; 5; 10	5; 10	5; 10; 15	5;10;15
250	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	5; 10	5; 10; 15	5;10;15
300	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	5; 10	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30
400	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30
500	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30
600	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30
750	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30
Класс точности	0,2 S	0,2	0,5 S	0,5	0,2	0,5 S	0,5
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5						
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72						
Номинальная частота f, Гц	50 или 60						
Габаритные размеры, мм	30x10,5, Ø28				30,5x10,5; 21x13, Ø23		
Отверстие под шину или кабель, мм	61x78,5x68				95x116x74		
Масса не более, кг	0,67				0,7		

Продолжение таблицы 1

	EASK-R 41.4**			EASK-R 41.5		
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А					
75	-	-	-	-	-	2,5
80	-	-	-	-	-	2,5
100	1,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5	-	1,5; 2,5	1,5; 2,5
150	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	2,5	2,5; 5	2,5; 5
200	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5
250	1,5; 2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
300	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
400	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
500	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
600	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
750	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
800	-	-	-	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
1000	-	-	-	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
Класс точности	0,2	0,5 S	0,5	0,2	0,5 S	0,5
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5					
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72					
Номинальная частота f, Гц	50 или 60					
Габаритные размеры, мм	71x88,5x58			71x88,5x68		
Отверстие под шину или кабель, мм	40,5x10,5, 30,5x16, Ø32			40,5x10,5, 30,5x16, Ø32		
Масса не более, кг	0,67			0,7		

Продолжение таблицы 1

	EASK-R 41.6			EASK-R 541.4		
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А					
75	-	2,5; 5	2,5; 5		1,5; 2,5	1,5; 2,5
100	2,5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5
150	2,5; 5	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5; 10	1,5; 2,5; 5; 10
200	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
250	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
300	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
400	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
500	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10; 15; 30
600	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10; 15; 30
750	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10; 15; 30
1000	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30
Класс точности	0,2	0,5S	0,5	0,2	0,5S	0,5
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5					
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72					
Номинальная частота f, Гц	50 или 60					
Габаритные размеры, мм	95x116x74			86x101,5x58		
Отверстие под шину или кабель, мм	40x12, 30x15, Ø 32			40,5x10,5, 30,5x16, Ø32		
Масса не более, кг	0,72			0,61		

Продолжение таблицы 1

	EASK-R 51.6			EASK-R 51.4**		
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А					
100	2,5	2,5; 5	2,5; 5		1,5; 2,5	1,5; 2,5
150	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	1,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5
200	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5
250	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5
300	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5
400	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
500	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
600	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
750	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
1000	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
1200	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	-	-	-
1250	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	-	-	-
Класс точности	0,2	0,5S	0,5	0,2	0,5S	0,5
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5					
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72					
Номинальная частота f, Гц	50 или 60					
Габаритные размеры, мм	95x116x74			86x101,5x58		
Отверстие под шину или кабель, мм	50x12, 40x30, Ø40			50,5x12,5, 40,5x30,5, Ø44		
Масса не более, кг	0,75			0,55		

Продолжение таблицы 1

	EASK-R 61.6			EASK-R 61.4		
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А					
200	2,5	2,5; 5	2,5; 5	1,5; 2,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5
250	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5
300	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5; 10	1,5; 2,5; 5; 10
400	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
500	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
600	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
750	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
1000	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10; 15; 30
1200	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15; 30
1250	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30
1500	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30
Класс точности	0,2	0,5S	0,5	0,2	0,5S	0,5
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5					
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72					
Номинальная частота f, Гц	50 или 60					
Габаритные размеры, мм	95x116x74			96x108,5x58		
Отверстие под шину или кабель, мм	60x10, 50x30, Ø 40			60,5x10,5, 50,5x30,5, Ø44		
Масса не более, кг	0,87			0,61		

Продолжение таблицы 1

	EASK-R 63.6			EASK-R 81.4		
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А					
250	2,5	2,5; 5	2,5; 5	-	-	-
300	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	-	-	-
400	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
500	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
600	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
750	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
1000	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15
1200	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15
1250	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15
1500	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
Класс точности	0,2	0,5S	0,5	0,2	0,5S	0,5
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5					
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72					
Номинальная частота f, Гц	50 или 60					
Габаритные размеры, мм	88x132x78			120x126.5x58		
Отверстие под шину или кабель, мм	60,5x31			80,5x10,5, 60,5x30,5, Ø55		
Масса не более, кг	1,02			1,20		

Продолжение таблицы 1

	EASK-R 105.6			EASK-R 123.3		
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А					
600	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5	-	-	-
750	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	-	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
1000	5; 10; 15	5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
1200	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10	5; 10; 15	5; 10; 15
1250	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15
1500	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30
1600	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30
2000	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30
2500	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30
3000	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30
Класс точности	0,2	0,5S	0,5	0,2	0,5S	0,5
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5					
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72					
Номинальная частота f, Гц	50 или 60					
Габаритные размеры, мм	129x170x78			172x187,5x52		
Отверстие под шину или кабель, мм	100,5x55,5			121x31, 101x51, Ø 100		
Масса не более, кг	1,24			1,24		

Продолжение таблицы 1

	EASK-R 130.3			EASK-R 130.5		
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А					
300	-	2,5	2,5; 5	-	2,5; 5	2,5; 5; 10
400	2,5	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
500	2,5	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15
600	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15
750	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
1000	5; 10	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30
1200	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30
1250	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30
1500	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30
1600	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30	5; 10; 15	5; 10; 15; 30	5; 10; 15; 30
2000	-	-	-	10; 15; 30	10; 15; 30	10; 15; 30
2400	-	-	-	10; 15; 30	10; 15; 30	10; 15; 30
2500	-	-	-	10; 15; 30	10; 15; 30	10; 15; 30
3000	-	-	-	10; 15; 30	10; 15; 30	10; 15; 30
3200	-	-	-	10; 15; 30	10; 15; 30	10; 15; 30
Класс точности	0,2	0,5S	0,5	0,2	0,5S	0,5
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5					
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72					
Номинальная частота f, Гц	50 или 60					
Габаритные размеры, мм	180x100x50			180x120x68		
Отверстие под шину или кабель, мм	133x25			133x31		
Масса не более, кг	1,12			1,12		

Продолжение таблицы 1

	ASK-R 176.3		EASK-R 176.3	AS-R 176.3		EAS-R 176.3
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А					
75	-	1,5	-	-	1,5	-
80	-	1,5	-	-	1,5	-
100	1,0	2,0	1,5	1,0	2,0	1,5
125	1,5	2,5	-	1,5	2,5	-
150	1,5; 2,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5
160	2,5	2,5	-	2,5	2,5	-
200	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
250	2,5	2,5; 3,75	2,5	2,5; 3,75	2,5; 3,75	2,5
Класс точности	0,5	1,0	0,5	0,5	1,0	0,5
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5					
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72					
Номинальная частота f, Гц	50 или 60					
Габаритные размеры, мм	44x64,5x46			44x64,5x30		
Отверстие под шину или кабель, мм	17,6x6,6, Ø 15,2					
Масса не более, кг	0,3					

Продолжение таблицы 1

	ASK-R 165.5			ASK-R 205.5		
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А					
1000	5	5; 10	5; 10; 15	-	-	-
1200	5; 10	5; 10; 15	5; 10; 15	5	5; 10; 15	5; 10; 15
1250	5; 10	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10	5; 10; 15	5; 10; 15
1500	10	10; 15; 30	10; 15; 30	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15; 30
1600	10	10; 15; 30	10; 15; 30	5; 10; 15	5; 10; 15	5; 10; 15; 30
2000	10; 15	10; 15; 30	10; 15; 30; 45	10; 15	10; 15; 30	10; 15; 30
2500	15	15; 30	15; 30; 60	10; 15	10; 15; 30	10; 15; 30
3000	15; 30	15; 30	15; 30; 60	10; 15; 30	10; 15; 30	10; 15; 30; 45
4000	30	30	30; 40; 60	15; 30	15; 30	15; 30; 60
5000	-	-	-	15; 30	15; 30	15; 30; 60
Класс точности	0,2	0,5	1,0	0,2	0,5	1,0
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5					
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72					
Номинальная частота f, Гц	50 или 60					
Габаритные размеры, мм	266x192x101			306x192x101		
Отверстие под шину или кабель, мм	190x62			230x62		
Масса не более, кг	2,4			3,1		

Продолжение таблицы 1

	EASKD-R 31.8			ASKD-R 31.8	
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А				
3 х 200	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
3 х 250	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
3 х 300	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
3 х 400	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
3 х 500	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
3 х 600	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15	2,5; 5; 10; 15
Класс точности	0,2	0,5S	0,5	1	0,5
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5				
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72				
Номинальная частота f, Гц	50 или 60				
Габаритные размеры, мм	235,5x180x90				
Масса не более, кг	3,1				

Продолжение таблицы 1

	ASR-R 20.3		ASR-R 201.3		ASR-R 21.3
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А				
50	-	1,0	-	1,0	-
60	-	1,0; 1,25	-	1,0; 1,25	-
75	-	1,25; 1,5	-	1,25; 1,5	-
80	-	1,25; 1,5	-	1,25; 1,5	-
100	1,5; 2,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5	1,0
125	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 3,75	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 3,75	-
150	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 3,75	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 3,75	1,5
200	1,5; 2,5; 5,0	1,5; 2,5; 3,75; 5,0	1,5; 2,5; 5,0	1,5; 2,5; 3,75; 5	1,5; 2,5
250	2,5; 5,0	2,5; 5,0; 7,5	2,5; 5,0	2,5; 5,0; 7,5	1,5; 2,5; 3,75; 5,0
300	2,5; 5,0	2,5; 5,0; 7,5	2,5; 5,0	2,5; 5,0; 7,5	1,5; 2,5; 3,75; 5,0
400	-	-	-	-	2,5; 5,0; 10
500	-	-	-	-	2,5; 5,0; 10
600	-	-	-	-	2,5; 5,0; 10
Класс точности	0,5	1,0	0,5	1,0	1,0
Номинальные вторичные токи, I ₂ , А	1 или 5				
Номинальное первичное напряжение, U ₁ , кВ	0,72				
Номинальная частота f, Гц	50 или 60				
Габаритные размеры, мм	45×65×30		44×64,5×30		49,5×65×35
Диаметр отверстия для первичной цепи, мм	21,0		21,0		22,8
Масса не более, кг	0,53		0,48		0,54

Продолжение таблицы 1

	ASR-R 14.3		ASR-R 21.5	
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А			
30	1,0	1,0	-	-
40	-	1,0	-	-
50	-	1,0; 1,5	1,5	1,5; 2,5
60	-	1,5	1,5	1,5; 2,5; 3,75
75	-	1,5	1,5	1,5; 2,5; 3,75
80	-	-	1,5	1,5; 2,5; 5,0
100	-	2,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 5,0
125	-	2,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 5,0
150	-	2,5	2,5; 5,0	2,5; 5,0; 7,5; 10
200	-	-	2,5; 5,0; 10	2,5; 5,0; 10; 15
250	-	-	2,5; 5,0; 10	2,5; 5,0; 10; 15
300	-	-	2,5; 5,0; 10; 15	2,5; 5,0; 10; 15
400	-	-	2,5; 5,0; 10; 15	2,5; 5,0; 10; 15
500	-	-	2,5; 5,0; 10; 15	2,5; 5,0; 10; 15
600	-	-	2,5; 5,0; 10; 15	2,5; 5,0; 10; 15
Класс точности	3,0	1,0	0,5	1,0
Номинальные вторичные токи, I ₂ , А	1 или 5			
Номинальное первичное напряжение, U ₁ , кВ	0,72			
Номинальная частота f, Гц	50 или 60			
Габаритные размеры, мм	45×65×30		50×70×55	
Диаметр отверстия для первичной цепи, мм	14,0		21,2	
Масса не более , кг	0,53		0,62	

Продолжение таблицы 1

	ASR-R 22.3*			ASR-R 42.45	ASRD-R 14	
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А					
40	-	-	1,0	-	-	-
50	-	-	1,0; 1,25; 1,5	-	-	1,0
60	-	-	1,0; 1,5	-	-	1,25
75	-	-	1,5; 2,5	-	-	1,5
80	-	-	1,5; 2,5	-	-	1,5
100	1,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 3,75; 5,0	-	2,5	2,5
125	-	-	-	-	2,5	2,5
150	1,5; 2,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 5,0	1,5; 2,5	2,5	2,5; 3,75
200	2,5; 5,0	1,5; 2,5; 5,0	2,5; 5,0; 10	1,5; 2,5; 5,0	-	-
250	2,5; 5,0	1,5; 2,5; 5,0; 10	2,5; 5,0; 10; 15	1,5; 2,5; 5,0; 7,5	-	-
300	2,5; 5,0	2,5; 5,0; 10	2,5; 5,0; 10; 15	2,5; 5,0; 7,5; 10	-	-
400	2,5; 5,0	2,5; 5,0; 10	2,5; 5,0; 10; 15	2,5; 5,0; 10	-	-
500	2,5; 5,0; 10	2,5; 5,0; 10	2,5; 5,0; 10; 15	2,5; 5,0; 10; 15	-	-
600	2,5; 5,0; 10	2,5; 5,0; 10	2,5; 5,0; 10; 15	2,5; 5,0; 10; 15	-	-
750	-	-	-	2,5; 5,0; 10; 15	-	-
800	-	-	-	2,5; 5,0; 10; 15; 30	-	-
1000	-	-	-	5,0; 10; 15; 30	-	-
Класс точности	0,2S	0,5	1,0	1,0	0,5	1,0
Номинальные вторичные токи, I ₂ , А	1 или 5					
Номинальное первичное напряжение, кВ	0,72					
Номинальная частота f, Гц	50 или 60					
Габаритные размеры, мм	61×75,5×35			71×71×45	105×90×61	
Диаметр отверстия для первичной цепи, мм	22,5			42	13,5	
Масса не более, кг	0,57			0,51	0,6	

Продолжение таблицы 1

	ASRD-R 210.3		ASRD-R 205.37	ASRD-R 310.37
Номинальные первичные токи I_1 , А	Номинальные вторичные нагрузки $S_{ном}$, В·А			
75	-	1,25; 1,5	-	-
80	-	1,25; 1,5	-	-
100	-	1,5; 2,5	1,0	-
125	-	1,5; 2,5; 3,75	-	-
150	2,5	1,5; 2,5; 3,75	1,25	-
160	-	-	1,5	-
200	-	1,5; 2,5; 5,0	1,5	-
250	-	2,5; 5,0	2,5	2,5
300	-	-	-	3,75
400	-	-	-	5,0
500	-	-	-	5,0
600	-	-	-	5,0
Класс точности	0,5	1,0	1,0	1,0
Номинальные вторичные токи, I_2 , А	1 или 5			
Номинальное первичное напряжение, кВ	0,72			
Номинальная частота f , Гц	50 или 60			
Габаритные размеры, мм	49,65×156,65×103		115×65×37	150×75,5×37
Отверстие для первичной цепи, мм	Ø 21,5		Ø 18, 20,5×5,5	Ø 22, 30,2×10,5
Масса не более, кг	0,7		0,8	0,85

Продолжение таблицы 1

	EASR-R 14.3			EASR-R 22.3		
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А					
75	-	1,5	1,5	-		
80	-	1,5	1,5	-		
100	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5
120	1,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5	-		
125	1,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5	-		
150	1,5; 2,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5
160	-	-	-	-		
200	-	-	-	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5
250	-	-	-	2,5; 5	2,5; 5	2,5; 5
300	-	-	-	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
400	-	-	-	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
500	-	-	-	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
600	-	-	-	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10
Класс точности	0,2	0,5S	0,5	0,2	0,5S	0,5
Номинальные вторичные токи, I ₂ , А	1 или 5					
Номинальное первичное напряжение, кВ	0,72					
Номинальная частота f, Гц	50 или 60					
Габаритные размеры, мм	45×65×30			61×78,5×35		
Диаметр отверстия для первичной цепи, мм	14			22,5		
Масса не более, кг	0,53			0,57		

Продолжение таблицы 1

	ASKL-R 19.34		ASKL-R 31.34			EASKL-R 19.34		EASKL-R 31.34	
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А								
80	1,0; 1,5	1,0	-	-	-	1,0	-	-	-
100	1,5; 2,0	1,0; 1,5	-	-	-	1,0	1,0	-	-
120	2,0; 2,5	1,5	-	-	-	1,5	1,5	-	-
125	2,0; 2,5	1,5	-	-	-	1,5	1,5	-	-
150	2,0; 2,5	1,5; 2,0	-	-	-	1,5	1,5	-	-
160	2,0; 2,5	1,5;2,0;2,5	-	-	-	1,5; 2,5	1,5	-	-
200	-	-	-	-	-	-	-	1,5	1,5
250	-	-	2,5	3,75	3,75; 5,0	-	-	2,5	2,5
300	-	-	3,75	3,75	5	-	-	2,5	2,5
400	-	-	5	5	5	-	-	5	5
500	-	-	5	5	5	-	-	5	5
600	-	-	5	5	5	-	-	5	5
Класс точности	1,0	0,5	0,5S	0,5	1,0	0,5	0,5S	0,5S	0,5
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5								
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72								
Номинальная частота f,Гц	50 или 60								
Габаритные размеры, мм	45x65x34		60x67x34			45x65x34		60x63x34	
Отверстие под шину или кабель, мм	19x12 Ø 12,5		31x12, Ø12,5			19x12 Ø 12,5		31x12, Ø12,5	
Масса не более, кг	0,4		0,45			0,4		0,45	

Продолжение таблицы 1

	SASR-R 22.3	SASK-R 21.3	SASK-R 31.5	SASK-R 31.6		
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А					
50	-	-	-	1,5; 2,5	-	-
60	-	-	-	1,5; 2,5	1,5	-
75	-	-	1,0	-	-	-
80	-	-	1,0	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5	-
100	1,0	-	1,0; 1,5	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5	1,5
125	1,0; 1,5	1,0; 1,5	1,0; 1,5	-	-	-
150	1,0; 1,5	1,0; 1,5	1,0; 1,5	2,5; 5; 7,5	2,5; 5	2,5
200	1,0; 1,5	1,0; 1,5	1,0; 1,5; 2,5	2,5; 5; 7,5; 10	2,5; 5	2,5
250	1,0; 1,5	-	1,5; 2,5	2,5; 5; 7,5; 10	2,5; 5	2,5
300	1,0; 1,5	-	1,5; 2,5	2,5; 5; 10	2,5; 5	2,5
400	-	-	1,5; 2,5	2,5; 5; 7,5; 10; 15	2,5; 5; 7,5; 10	2,5; 5
500	-	-	1,5; 2,5	2,5; 5; 7,5; 10; 15	2,5; 5; 7,5; 10	2,5; 5
600	-	-	1,5; 2,5	2,5; 5; 7,5; 10; 15	2,5; 5; 7,5; 10	2,5; 5
750	-	-	1,5; 2,5	2,5; 5; 7,5; 10; 15	2,5; 5; 7,5; 10	2,5; 5
Класс точности	5P; 10P	5P; 10P	5P; 10P	5P; 10P	5P; 10P	5P; 10P
Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты K _{ном}	5	5	5	5	10	15
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5					
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72 кВ					
Номинальная частота f,Гц	50 или 60					
Габаритные размеры, мм	61x75,5x35	61x75,5x48	61x75.5x68	95x116x74		
Отверстие для первичной цепи, мм	Ø 22,5	20,5x10,5, 15,5x15,5, 12,5x20	Ø 28,0; 30,5x10,5	Ø 23,0; 30x10; 21x13		
Масса не более, кг	0,64	0,69	0,69	0,9		

Продолжение таблицы 1

	SASK-R 421.4	SASK-R 41.4	SASK-R 41.6	
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А			
75	-	-	1,5; 2,5	1,5
100	2,5	1,0	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5
120	-	1,0	-	-
125	-	1,0	-	-
150	2,5	1,0; 1,5	2,5; 5; 7,5	2,5
200	1,5; 2,5	1,5	2,5; 5; 7,5; 10	2,5; 5
250	1,5; 2,5	1,5; 2,5	2,5; 5; 7,5; 10	2,5; 5
300	1,5; 2,5	1,5; 2,5	2,5; 5; 7,5; 10; 15	2,5; 5
400	1,5; 2,5	1,5; 2,5	2,5; 5; 7,5; 10; 15	2,5; 5; 7,5
500	-	1,5; 2,5	2,5; 5; 7,5; 10; 15	2,5; 5; 7,5; 10
600	-	1,5; 2,5	2,5; 5; 7,5; 10; 15	2,5; 5; 7,5; 10
750	-	1,5; 2,5	2,5; 5; 7,5; 10; 15	2,5; 5; 7,5; 10
Класс точности	5P; 10P	5P; 10P	5P; 10P	5P; 10P
Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты К _{ном}	5	5	5	10
Номинальные вторичные токи I ₂ , А	1 или 5			
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72 кВ			
Номинальная частота f, Гц	50 или 60			
Габаритные размеры, мм	71x85,5x58	71x85,5x58	95x116x74	
Отверстие для первичной цепи, мм	Ø 20,0; 20,5x10,5	Ø 32,0; 40,5x10,5; 30,5x16	Ø 32,0; 40x12; 30x15	
Масса не более, кг	0,64	0,69	0,69	

Продолжение таблицы 1

	SASK-R 51.4	SASK-R 61.4		SASK-R 41.10			
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А						
75	-	-	-	2,5; 5	-	-	-
100	-	-	-	5; 7,5; 10; 15	5	2,5	-
150	1	-	-	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5	2,5; 5	2,5
200	1; 1,5	1,0; 1,5	-	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10	5	5
250	1,5; 2,5	1,0; 1,5	-	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10; 15	5	5
300	1,5; 2,5	1,5; 2,5	-	5;7,5;10;15;30	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10	5
400	1,5; 2,5	1,5; 2,5	-	5;7,5;10;15;30	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10	5; 7,5; 10
500	1,5; 2,5	1,5; 2,5	7,5; 10	5;7,5;10;15;30	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10
600	1,5; 2,5	1,5; 2,5; 5	-	5;7,5;10;15;30	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10
750	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	-	5;7,5;10;15;30	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10
800	-	-	-	5;7,5;10;15;30	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10
1000	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5	-	-	-	-	-
1200	-	1,5; 2,5; 5	-	-	-	-	-
1250	-	1,5; 2,5; 5	-	-	-	-	-
Класс точности	5P; 10P	5P; 10P	5P; 10P	5P; 10P	5P; 10P	5P; 10P	5P; 10P
Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты K _{ном}	5	5	15	5	10	15	20
Номинальные вторичные токи, I ₂ , А	1 или 5						
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72 кВ						
Номинальная частота f, Гц	50 или 60						
Габаритные размеры, мм	86x98,5x58	96x105,5x58		150x175,5x114			
Отверстие для первичной цепи, мм	Ø 44,0; 50,5x12,5; 40,5x30,5	Ø 44,0; 60,5x10,5; 50,5x30,5		Ø 32,0; 40,5x10,5			
Масса не более, кг	0,64	0,69		0,69			

Продолжение таблицы 1.

	SASK-R 63.6	SASK-R 105.6		SASK-R 541.4	
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А				
100	-	-	-	1,0; 1,5	-
125	-	-	-	1,0; 1,5; 2,5	-
150	-	-	-	1,5; 2,5	-
200	1,5; 2,5	-	-	1,5; 2,5	-
250	1,5; 2,5	-	-	1,5; 2,5	1,5
300	1,5; 2,5	-	-	1,5; 2,5; 5	1,5
400	2,5; 5	-	-	1,5; 2,5; 5	1,5
500	2,5; 5	-	-	1,5; 2,5; 5; 7,5	1,5; 2,5
600	2,5; 5	2,5; 5	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5; 5; 7,5	1,5; 2,5
750	2,5; 5	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 7,5; 10	1,5; 2,5
1000	2,5; 5	5; 10	5; 10; 15	2,5; 5; 7,5; 10	2,5; 5
1200	-	5; 10; 15	5; 10; 15	-	-
1250	-	5; 10; 15	5; 10; 15	-	-
1500	-	5; 10; 15	5; 10; 15	-	-
1600	-	5; 10; 15	10; 15	-	-
Класс точности	5P; 10P	5P	10P	5P; 10P	5P; 10P
Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты K _{ном}	5	5 или 10	5 или 10	5	10
Номинальные вторичные токи, I ₂ , А	1 или 5				
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72 кВ				
Номинальная частота f, Гц	50 или 60				
Габаритные размеры, мм	88x132x78	129x170x78		86x98,5x58	
Отверстие для первичной цепи, мм	60,5x31	100,5x55,5		Ø 32,0; 40,5x10,5; 30,5x16	
Масса не более, кг	0,84	1,4		0,69	

Продолжение таблицы 1

	SASK-R 51.6		SASK-R 61.10			
Номинальные первичные токи I ₁ , А	Номинальные вторичные нагрузки S _{ном} , В·А					
100	-	-	2,5; 5	2,5	-	-
120	-	-	-	-	-	-
125	-	-	-	-	-	-
150	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5	5; 7,5; 10	5	2,5	-
200	1,5; 2,5; 5	1,5; 2,5	5; 7,5; 10; 15	5	2,5	2,5
250	2,5; 5; 7,5	2,5	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10	2,5; 5	2,5; 5
300	2,5; 5; 7,5; 10	2,5; 5	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10	2,5; 5	2,5; 5
400	2,5; 5; 7,5; 10	2,5; 5	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10; 15	5	5
500	2,5; 5; 7,5; 10; 15	2,5; 5	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10	5
600	2,5; 5; 7,5; 10; 15	2,5; 5	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10	5
750	2,5; 5; 7,5; 10; 15	2,5; 5; 7,5	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10	5
1000	2,5; 5; 7,5; 10; 15	2,5; 5; 7,5	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10	5
1200	-	-	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10	5
1250	-	-	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10	5
1500	-	-	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10; 15	5
2000	-	-	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10; 15	5; 7,5; 10; 15	5
Класс точности	5P; 10P	5P; 10P	5P; 10P	5P; 10P	5P; 10P	5P; 10P
Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты K _{ном}	5	10	5	10	15	20
Номинальные вторичные токи, I ₂ , А	1 или 5					
Номинальное первичное напряжение U ₁ , кВ	0,72 кВ					
Номинальная частота f, Гц	50 или 60					
Габаритные размеры, мм	95x116x74		150x175x114			
Отверстие для первичной цепи, мм	Ø 40,0; 50x30		60,5x10,5; 50,5x30,5			
Масса не более, кг	0,64		1,09			

* существуют двухдиапазонные (-2U) с диапазонами измерения I_1 , $I_1/2$ и трехдиапазонные (-3U) с диапазонами измерения I_1 , $I_1/2$, $I_1/4$ версии данных трансформаторов класса точности 1,0 с 2-мя и 3-мя группами выводов для подключения ко вторичной обмотке.

** существуют двухдиапазонные (-2U) с диапазонами измерения I_1 , $I_1/2$ версии данных трансформаторов классов точности 0,5 и 0,5s с 2-мя группами выводов для подключения ко вторичной обмотке.

Номинальный коэффициент безопасности приборов $K_{\text{Бном}}$, вторичных обмоток для измерений и учета 5, 10 или 15;

Климатическое исполнение и категория размещения УЗ по ГОСТ 15150-69;

Наработка на отказ 400 000 часов;

Срок службы не менее 30 лет.

Знак утверждения типа

Наносится на табличку трансформатора методом трафаретной или термотрансферной печати, лазерной гравировки или наклейки и в руководство по эксплуатации, совмещенное с паспортом, типографским способом.

Комплектность средства измерений

№ п/п	Наименование	Обозначение	Кол-во
1	Трансформатор тока измерительный	ASR-R, EASR-R, AS-R, EAS-R, ASK-R, EASK-R, SASR-R, ASKL-R, SASK-R, EASKL-R ASRD-R, ASKD-R, EASKD-R	1 шт.
2	Крепеж	-	1 комплект
3	Руководство по эксплуатации совмещенное с паспортом	-	1 экз.

Примечание: трансформаторы тока измерительные EAS-R; EASR-R; EASK-R; EASKD-R комплектуются пломбировочными крышками по умолчанию, трансформаторы тока измерительные AS-R; ASR-R; ASK-R; ASKD-R – под заказ. По заказу трансформаторы тока измерительные ASR-R, EASR-R; ASK-R; EASK-R комплектуются переходниками для крепления на DIN-рейку 35 мм, трансформаторы тока измерительные ASRD-R 14 крепится на DIN-рейку по умолчанию.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 руководства по эксплуатации, совмещенного с паспортом.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам

ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 год №2768 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока

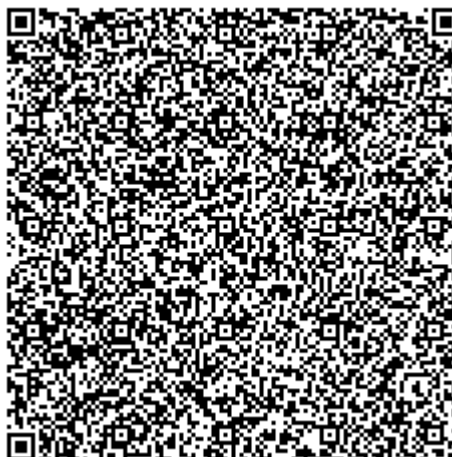
Техническая документация завода-изготовителя

Изготовитель

Фирма «MBS AG», Германия
Адрес: Eisbachstraße 51, D-74429 Sulzbach-Laufen
Телефон: +49 7976 9851-0; Факс: +49 7976 9851-90;
Web-сайт: www.mbs-ag.com
E-mail: info@mbs-ag.com

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Телефон: +7 (495) 437-55-77
Факс: +7 (495) 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГБУ «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №797

Регистрационный № 84997-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители качества воздуха ИКВ-8

Назначение средства измерений

Измерители качества воздуха ИКВ-8 (далее – измерители) предназначены для измерений объемной доли кислорода, диоксида углерода, массовой концентрации оксида углерода, аммиака, сероводорода, диоксида азота, относительной влажности, температуры и атмосферного давления.

Описание средства измерений

Принцип действия для измерительных каналов измерителя:

- оптический инфракрасный (по измерительному каналу объемной доли диоксида углерода), основанный на измерении поглощения инфракрасного излучения на двух длинах волн, соответствующей полосе поглощения определяемого компонента и вне ее;
- электрохимический (по измерительным каналам объемной доли кислорода, массовой концентрации оксида углерода, аммиака, сероводорода, диоксида азота), основанный на эффекте возникновения разности потенциалов на электродах сенсора вследствие электрохимической реакции между молекулами определяемого компонента и электролитом;
- емкостной (по измерительному каналу относительной влажности), основанный на изменении электрической емкости сенсора влажности, представляющего собой конденсатор с тонкой полимерной пленкой в качестве диэлектрика;
- терморезистивный (по измерительному каналу температуры), основанный на изменении электрического сопротивления платинового чувствительного элемента при изменении температуры;
- тензорезистивный (по измерительному каналу атмосферного давления), основанный на изменении сопротивления тензодатчика.

Способ отбора пробы – диффузионный.

Измерители представляют собой стационарные или переносные автоматические многоканальные (до двух газовых определяемых компонентов одновременно, температура, давление, относительная влажность) измерительные преобразователи непрерывного действия.

Перечень выпускаемых модификаций и конструктивных исполнений ИКВ-8 приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Модификации и конструктивные исполнения ИКВ-8

Модификация	Обозначение	Конструктивное исполнение измерителя
ИКВ-8-П	ТФАП.468166.301	В пластмассовом эргономичном корпусе
ИКВ-8-Н	ТФАП.468166.302	В пластмассовом промышленном корпусе

Конструктивно измерители выполнены одноблочными, материал корпуса – пластмасса (цвет корпуса – белый, черный и др.). На лицевой панели расположены три клавиши управления, жидкокристаллический дисплей и прорези для диффузионного отбора (газовые сенсоры и датчик давления). Преобразователь температуры и относительной влажности, а также антенна радиоканала находятся:

- ИКВ-8-П – на верхней стороне корпуса;
- ИКВ-8-Н – на нижней стороне корпуса.

Преобразователь температуры и влажности может устанавливаться непосредственно на корпус измерителя или подсоединяться через удлинительный кабель. Электрическое питание измерителя осуществляется от встроенной аккумуляторной батареи или от сетевого адаптера.

Измерители обеспечивают выполнение следующих функций:

- непрерывное измерение содержания определяемых газовых компонентов, температуры, относительной влажности и атмосферного давления;
- отображение результатов измерений на встроенном жидкокристаллическом дисплее;
- передача измерительной информации по USB-интерфейсу или радиоканалу;
- визуальная сигнализация о достижении двух пороговых значений срабатывания сигнализации по каждому измерительному каналу;
- формирование выходного цифрового сигнала (USBи/или радиоканал);
- диагностику состояния измерителя.

Общий вид измерителей, схема пломбирования корпуса от несанкционированного доступа и знак утверждения типа приведены на рисунке 1.

Заводской (серийный) номер наносится печатным способом в виде цифрового обозначения на табличку, расположенную на задней стороне корпуса измерителей, общий вид таблички приведен на рисунке 2.



а) ИКВ-8-П, изготовитель АО «ЭКСИС»



б) ИКВ-8-П, изготовитель АО «Практик-НЦ»



в) ИКВ-8-Н, изготовитель АО «ЭКСИС»

г) ИКВ-8-Н, изготовитель АО «Практик-НЦ»

Рисунок 1 - Общий вид измерителей, схема пломбирования от несанкционированного доступа (места пломбирования) и знак утверждения типа



Рисунок 2 – Общий вид таблички с маркировкой измерителей и схема пломбирования от несанкционированного доступа (место пломбирования)

Программное обеспечение

Измерители качества воздуха ИКВ-8 имеют следующие виды программного обеспечения (ПО):

- встроенное;
- внешнее (автономное) «EksisVisualLab» (далее «EVL»).

Встроенное ПО разработано изготовителем специально для решения задач измерения и обеспечивает следующие основные функции:

- обработку и передачу измерительной информации от первичных измерительных преобразователей;
- отображение результатов измерений на встроенном дисплее;
- формирование выходного цифрового сигнала (USB, радиоканал);
- настройку нулевых показаний и чувствительности, задание порогов срабатывания сигнализации;
- диагностику аппаратной части измерителей и целостности встроенного ПО.

Встроенное ПО измерителей реализует следующие расчетные алгоритмы:

- 1) вычисление значений содержания определяемого газового компонента, температуры, относительной влажности и атмосферного давления на основании данных от первичного преобразователя;
- 2) вычисление значений выходных сигналов;
- 3) сравнение результатов измерений с заданными пороговыми значениями;
- 4) запись и хранение результатов измерений.

Внешнее ПО «EVL» устанавливается на персональный компьютер под управлением операционной системы Microsoft Windows 7/8/10.

Внешнее ПО выполняет следующие функции:

- непрерывный мониторинг текущих измерений;
- контроль выхода измеряемых параметров за пределы заданных пороговых зон;
- сохранение значений контролируемых параметров в базе данных;
- хранение и просмотр базы данных в графическом и табличном виде;
- печать и экспорт данных;
- автоматические отчёты за определенный период времени;
- диагностику целостности ПО.

Встроенное ПО идентифицируется при включении питания посредством вывода на дисплей номера версии.

Внешнее ПО идентифицируется в окне «О программе» в меню «Помощь» посредством вывода на дисплей номера версии и посредством подсчета контрольной суммы исполняемого файла по ГОСТ Р 34.11-2012.

Влияние встроенного и внешнего ПО учтено при нормировании метрологических характеристик.

Уровень защиты по Р 50.2.077-2014 соответствует:

- встроенного ПО – «средний»;
- автономного ПО – «низкий».

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	встроенное	автономное
Идентификационное наименование ПО	-	EVL.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО ¹⁾	1.00	4.9.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) ²⁾	-	A858CF150DF4B35DD70475FC FD6C14A3259AA9908BA8812 3989B956B90E939BA7A2912C 9FB2E5C748CDA9B9E98BFAC C224BC84B2653CC33387ESEC 67C36B2E44
Алгоритм расчета контрольной суммы	-	ГОСТ Р 34.11-2012
¹⁾ Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. ²⁾ Значения контрольных сумм, указанные в таблице, относятся только к файлам ПО указанных версий		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Диапазоны измерений, пределы основной погрешности по измерительным каналам температуры и давления

Измеряемый параметр (измерительный канал) ¹⁾	Единица измерений	Диапазон измерений	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерителя	Цена единицы младшего разряда (ЕМР) индикации измеряемого параметра
Температура	°C	от -20 до +40 или от -20 до +60 ²⁾	±0,2	0,1
Атмосферное давление	гПа ³⁾	от 840 до 1067	±2	0,1
¹⁾ Перечень измеряемых параметров определяется при заказе измерителя. ²⁾ Диапазон измерения от -20 до +60 °C возможен при подключении преобразователя температуры и влажности через удлинительный кабель. ³⁾ Возможно отображение результатов измерений давления на дисплее измерителя в единицах мм.рт.ст. - пересчет выполняется автоматически по формуле 1 мм.рт.ст = 0,7501 × 1 гПа.				

Таблица 4.1 – Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности, предел допускаемого времени установления выходного сигнала по измерительным каналам относительной влажности и содержания определяемых компонентов

Измеряемый параметр / определяемый компонент (измерительный канал) ¹⁾	Единица измерений	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности ²⁾ измерителя		Цена единицы младшего разряда (ЕМР) индикации измеряемого параметра	Предел допускаемого времени установления показаний $T_{0,9д}$, с
			абсолютной	относительной, %		
Относительная влажность	% ³⁾	от 10 до 95	± 2	-	0,1	-
Кислород (O_2)	объёмная доля, %	от 0,0 до 30,0	$\pm 0,4$	-	0,1	30
Диоксид углерода (CO_2)	объёмная доля, млн ⁻¹	от 400 до 5000	$\pm(30 + 0,03 \cdot C_{вх})$ ⁴⁾	-	1	60
Оксид углерода (CO)	массовая концентрация, мг/м ³	от 0 до 20 включ. св. 20 до 500	± 4	± 20	1	30
Аммиак (NH_3)	массовая концентрация, мг/м ³	от 0 до 20 включ. св. 20 до 70	± 4	± 20	0,1	70
Сероводород (H_2S)	массовая концентрация, мг/м ³	от 0 до 10 включ. св. 10 до 140	± 2	± 20	0,1	30
Диоксид азота (NO_2)	массовая концентрация, мг/м ³	от 0 до 2 включ. св. 2 до 35	$\pm 0,5$	± 25	0,1	30

¹⁾ Перечень измеряемых параметров / определяемых компонентов определяется при заказе измерителя.

²⁾ Нормальные условия измерений:

- диапазон температуры окружающей среды от +15 до +25 °C;
- диапазон относительной влажности окружающей среды при температуре +25 °C от 30 до 80 %;
- диапазон атмосферного давления от 84,0 до 106,7 кПа.

³⁾ Возможно отображение результатов измерений влажности на дисплее измерителя в единицах массовой концентрации, г/м³, или температуры точки росы, т.р. °C – пересчет выполняется автоматически согласно приложению Б ГОСТ 8.547-2009.

⁴⁾ $C_{вх}$ – объёмная доля диоксида углерода на входе измерителя, млн⁻¹.

Таблица 4.2 – Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности измерителей по измерительным каналам с электрохимическими сенсорами, предназначенным для контроля предельно допустимых концентрации (ПДК) вредных газов в воздухе рабочей зоны (в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.11.2020 г. № 1847)

Измеряемый параметр / определяемый компонент (измерительный канал) ¹⁾	Единица измерений	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ²⁾ измерителя	
			абсолютной	относительной, %
Оксид углерода (CO)	массовая концентрация, мг/м ³	от 0 до 20 включ. св. 20 до 500	±7 -	- ±35
Аммиак (NH ₃)	массовая концентрация, мг/м ³	от 0 до 20 включ. св. 20 до 70	±7 -	- ±35
Сероводород (H ₂ S)	массовая концентрация, мг/м ³	от 0 до 10 включ. св. 10 до 140	±3,5 -	- ±35
Диоксид азота (NO ₂)	массовая концентрация, мг/м ³	от 0 до 2 включ. св. 2 до 35	±0,6 -	- ±30
¹⁾ Перечень измеряемых параметров / определяемых компонентов определяется при заказе измерителя. ²⁾ В условиях эксплуатации - диапазон температуры окружающей среды: от 0 до +40 °С для диоксида азота, от -10 до +40 °С для оксида углерода, аммиака, сероводорода; - относительная влажность от 10 до 95 %; - диапазон атмосферного давления от 84,0 до 106,7 кПа.				

Таблица 5 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемой вариации показаний измерителя по газоаналитическим измерительным каналам, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	0,5
Время прогрева измерителя мин, не более	5
Пределы допускаемого изменения выходного сигнала измерителя в течение 8 ч непрерывной работы, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,5
Время непрерывной работы от полностью заряженных элементов питания, ч, не менее	40
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерителя по газоаналитическим измерительным каналам от воздействия температуры и влажности окружающей и анализируемой сред относительно нормальных условий эксплуатации в долях от предела допускаемой основной погрешности	см. таблицу 6
Пределы допускаемой дополнительной погрешности по измерительному каналу относительной влажности при изменении температуры, %/°C	±0,2
Время прогрева, мин, не более	5

Таблица 6 - Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерителя по газоаналитическим измерительным каналам

Определяемый компонент (измерительный канал)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности ¹⁾ газоаналитического измерительного канала от изменения, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	
	температуры, на каждые 10 °С	относительной влажности в диапазоне рабочих условий эксплуатации
Кислород (O ₂)	±1,0	±3,0
Диоксид углерода (CO ₂)	±0,5	±0,5
Оксид углерода (CO)	±0,5	±0,5
Аммиак(NH ₃)	±0,5	±0,5
Сероводород(H ₂ S)	±0,5	±0,5
Диоксид азота(NO ₂)	±0,5	±0,5
¹⁾ Относительно условий, при которых проводилось определение основной погрешности.		

Таблица 7 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон напряжения питания постоянным током (от встроенной аккумуляторной батареи), В	от 3,3 до 4,3
Потребляемая электрическая мощность, Вт, не более	0,2
Габаритные размеры измерителя, мм, не более:	
ИКВ-8-П	
- высота	270
- ширина	80
- длина	40
ИКВ-8-Н	
- высота	165
- ширина	150
- длина	45
Масса измерителя, кг, не более	0,5
Дальность связи по радиоканалу в зоне прямой видимости, м, не менее	2000
По защищенности от влияния пыли и воды измерители соответствуют степени защиты по ГОСТ 14254-2015	IP54
Средний срок службы, лет	5
Средняя наработка до отказа, ч	5000
Условия эксплуатации	
- диапазон температуры окружающей среды, °С	от -20 до +40
блока измерителя	от -20 до +60
преобразователя температуры и влажности	
- диапазон относительной влажности при температуре 35 °С, % (без конденсации влаги)	от 10 до 95
- диапазон атмосферного давления, кПа	от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на табличку на корпусе устройства контроля методом печати и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность измерителей

Наименование изделия или документа	Обозначение документа	Количество, шт.
Измеритель качества воздуха ИКВ-8 - модификация ИКВ-8-П - модификация ИКВ-8-Н	ТФАП.468166.301 ТФАП.468166.302	1
Руководство по эксплуатации и паспорт - модификация ИКВ-8-П - модификация ИКВ-8-Н	ТФАП.468166.301 РЭ ТФАП.468166.302 РЭ	1
Удлинительный кабель для преобразователя температуры и влажности, 1 м (по заказу)	-	1
Адаптер питания с кабелем USB	-	1
Антенна	-	1
Настенный держатель (по заказу)	-	1
Чехол (по заказу)	-	1
Диск или USB-накопитель с программным обеспечением (по заказу)	-	1
Примечание: Руководство по эксплуатации и паспорт содержат методику поверки		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Измеритель качества воздуха ИКВ-8. Руководство по эксплуатации и паспорт» ТФАП. 468166.301 РЭ и ТФАП. 468166.302 РЭ, разделы 4, 5.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к измерителям качества воздуха ИКВ-8

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31.12.2020 № 2315 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»

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

ГОСТ 8.840-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1-1 \times 10^6$ Па

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

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

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

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия

ГОСТ Р 51522-99 Совместимость технических средств электромагнитная. Электрическое оборудование для измерения, управления и лабораторного применения. Требования и методы испытаний

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

ТУ 26.51.53-015-70203816-20 Измерители качества воздуха ИКВ-8. Технические условия.

Изготовители

Акционерное общество «Экологические сенсоры и системы» («ЭКСИС») (АО «ЭКСИС»)
ИНН 7735125545

Адрес: 124460, г. Москва, город Зеленоград, проезд 4922-й, дом 4, строение 2, пом I, ком.25г.

Телефон: 8 (800) 222-97-07, 8 (800) 707-75-45

Web-сайт: www.eksis.ru

E-mail: eksis@eksis.ru

Акционерное общество «Практик-НЦ» (АО «Практик-НЦ»)

ИНН 7735005907

Адрес: 124460, город Москва, город Зеленоград, проезд 4922-й, дом 4, строение 2, пом I, ком.25

Телефон: 8 (495) 651-06-22

Web-сайт: www.pnc.ru

E-mail: pnc@pnc.ru

Испытательный центр

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

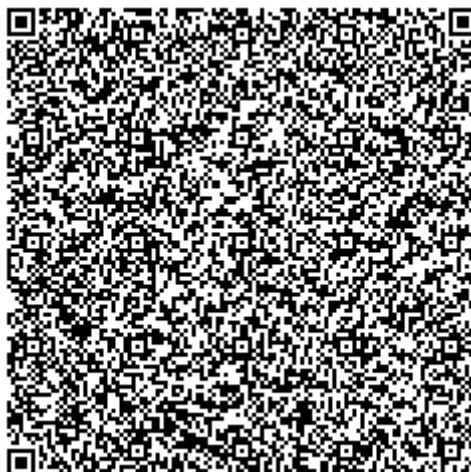
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон: (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14

Web сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311541



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы капиллярного электрофореза Капель

Назначение средства измерений

Системы капиллярного электрофореза Капель (далее – системы, системы Капель) предназначены для измерений содержания различных компонентов в пробах водных и водно-органических растворов.

Описание средства измерений

Принцип действия систем основан на разделении компонентов растворенной пробы в кварцевом капилляре под действием электрического поля и регистрации выходных сигналов, соответствующих каждому компоненту на электрофореграмме.

Системы состоят из следующих основных элементов:

- кварцевого капилляра;
- устройства ввода пробы;
- высоковольтного блока;
- фотометрического детектора с фиксированной или переключаемой длиной волны для определения момента достижения компонентами пробы зоны детектирования и регистрации их пиков.

Конструктивно системы выполнены в виде настольных лабораторных приборов.

Управление работой систем, сбор и обработка измерительной информации осуществляется при помощи внешнего программного обеспечения «Эльфран».

Системы Капель выпускаются следующих исполнений:

Капель-104Т - с фотометрическим детектором на фиксированной длине волны, системой автоматической смены образцов и водяной системой охлаждения капилляра, сменными блоками высокого напряжения положительной и отрицательной полярности;

Капель-105М - со спектрофотометрическим детектором с монохроматором с возможностью выбора длины волны детектирования в диапазоне от 190 до 380 нм, системой автоматической смены образцов и водяной системой охлаждения капилляра, блоком высокого напряжения переключаемой полярности или сменными блоками высокого напряжения положительной и отрицательной полярности (по выбору заказчика), системой контроля состояния внутренней поверхности капилляра (по заказу) и режимом ускоренной промывки капилляра (по заказу).

Общий вид систем Капель показан на рисунке 1. Место нанесения знака утверждения типа и заводского номера показано на рисунке 2. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в случае его оформления. Пломбирование систем не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид систем капиллярного электрофореза Капель



Рисунок 2 - Система капиллярного электрофореза Капель-105М,
вид части задней панели с заводским шильдом

Программное обеспечение

Системы оснащены автономным ПО «Эльфран» для управляющего компьютера, которое управляет работой системы, отображает, обрабатывает и хранит полученные данные.

К метрологически значимой части ПО относится исполняемый файл MetrologyControlMD5.dll. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1. Метрологически значимая часть ПО выполняет следующие функции:

- сбор и обработка данных, поступающих с детекторов системы;
- создание и хранение файлов методов измерений и файлов электрофореграмм;
- градуировка системы и вычисление результатов измерений;
- сохранение результатов измерений на жестком диске персонального компьютера;
- создание отчетов по результатам измерений.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MetrologyControlMD5.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.2.6 и выше
Цифровой идентификатор ПО	7e4a4451045f61da30dd1d516d1dd72c (для версии 3.2.6)
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Предел обнаружения контрольных веществ, мкг/см ³ , не более	
бензойной кислоты (при положительной полярности высокого напряжения на капилляре)	0,8
хлорид-ионов (при отрицательной полярности высокого напряжения на капилляре)	0,5
Предел допускаемого относительного среднего квадратического отклонения выходного сигнала по площади пика, %	5
Предел допускаемого относительного среднего квадратического отклонения выходного сигнала за 8 часов работы, %	6,5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	420х570х360
Масса, кг, не более	25
Длины волны детектирования, нм	
-исполнение Капель-104Т	254
-исполнение Капель-105М	от 190 до 380
Диапазон изменения напряжения положительной и отрицательной полярности на капилляре, кВ	от 1 до 25

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания от сети переменного тока частотой (50 ± 1) Гц, В	220 ± 22
Потребляемая мощность, В·А, не более: исполнение «Капель-104Т» исполнение «Капель-105М»	150 220
Условия эксплуатации:	
– температура окружающего воздуха, °С	от +10 до +35
– относительная влажность (при 25 °С), %, не более	80
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
Средняя наработка на отказ, ч	2500
Средний срок службы, лет	5

Знак утверждения типа

наносится на шильд с заводским номером и обозначением системы, прикрепляемый на задней панели корпуса систем Капель в виде наклейки и титульный лист Руководства по эксплуатации методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система капиллярного электрофореза Капель	-	1 шт.
Кассета с капилляром *)	-	2 шт.
Электронный носитель с программным обеспечением	-	1 шт.
Комплект расходных материалов	-	1 шт.
Комплект ЗИП	-	1 шт.
Формуляр	104.00.00.00.00 ФО 105.00.00.00.00 ФО**)	1 экз.
Руководство по эксплуатации	114.00.00.00.00.РЭ1 33100.00.00.00.00.РЭ**)	1 экз.
Руководство пользователя программного обеспечения	-	1 экз.
*) Одна кассета установлена непосредственно в системе		
**) В зависимости от исполнения		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации «Системы капиллярного электрофореза Капель» (Раздел 3); при использовании в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений системы применяются в соответствии с аттестованными методиками (методами) измерений.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе капиллярного электрофореза Капель

ТУ 4215-023-20506233-2006 «Системы капиллярного электрофореза Капель. Технические условия»

Изготовитель

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

ИНН 7816033050

Адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Михайлова, д.11, литер И, корп.205, пом. 1-Н, комната 25

Телефон/факс: +7 (812) 335-03-36

E-mail: lumex@lumex.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон/факс: +7 (812) 713-01-14

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 «30» марта 2022 г. №797

Регистрационный № 84999-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Урал» по объекту ЛПДС «Суслово»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (УСПД) со встроенным приемником точного времени и каналообразующую аппаратуру.

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

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

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Данные хранятся в сервере БД. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками multifunctional счетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера БД. ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ПАО «Транснефть».

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов и сторонних организаций по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные по группам точек поставки передаются с уровня ИВК в виде xml-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г (Рег. № 39485-08), входящими в состав ЦСОД. ССВ-1Г непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC спутниковой навигационной системы. Информация о точном времени распространяется устройством в сети TCP/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК. Резервный сервер синхронизации ИВК используется при выходе из строя основного сервера.

Коррекция внутренних часов УСПД осуществляется по сигналу точного времени ГЛОНАСС/GPS-модуля, встроенного в УСПД. В случае неисправности ГЛОНАСС/GPS-модуля имеется возможность коррекции внутренних часов УСПД от уровня ИВК ПАО «Транснефть».

Сличение часов счетчиков с часами УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	УСВ/ Сервер БД
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110/35/6 кВ «Суслово-Нефть», ОРУ-110 кВ, Ввод-110 кВ Т1	ТОГФ Кл. т. 0,2S Ктт 100/5 Рег. № 61432-15	ЗНОГ Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3:100/√3 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭКОМ -3000 Рег. № 17049-19	ССВ-1Г Рег. № 39485-08/ HP ProLiant
2	ПС 110/35/6 кВ «Суслово-Нефть», ОРУ-110 кВ, Ввод-110 кВ Т2	ТОГФ Кл. т. 0,2S Ктт 100/5 Рег. № 61432-15	ЗНОГ Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3:100/√3 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
3	ПС 110/35/6 кВ «Суслово-Нефть», ОРУ-35 кВ, Ввод-35 кВ Т1	ТОЛ-НТЗ-35-IV Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 62259-15	НАЛИ-НТЗ-IV Кл. т. 0,2 Ктн 35000/100 Рег. № 78303-20	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
4	ПС 110/35/6 кВ «Суслово-Нефть», ОРУ-35 кВ, Ввод-35 кВ Т2	ТОЛ-НТЗ-35-IV Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 62259-15	НАЛИ-НТЗ-IV Кл. т. 0,2 Ктн 35000/100 Рег. № 78303-20	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
5	ЗРУ-6 кВ ЛПДС «Суслово», ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6кВ, яч.2	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 25433-03	НАМИ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
6	ЗРУ-6 кВ ЛПДС «Суслово», 2 СШ 6 кВ, яч.23	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 25433-03	НАМИ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ЗРУ-6 кВ ЛПДС «Суслово», Шкаф СН 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 15174- 06	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049- 19	ССВ-1Г Рег. № 39485-08/ НР ProLiant
8	ЗРУ-6кВ ЛПДС «Суслово», 1 СШ 6 кВ, яч.5	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 25433- 11	НАМИ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 60002- 15	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17		
9	ЗРУ-6 кВ ЛПДС «Суслово», 1 СШ 6 кВ, яч.10	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 51623- 12	НАМИ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 60002- 15	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 08		
10	ЗРУ-6 кВ ЛПДС «Суслово», 2 СШ 6 кВ, яч.16	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 51623- 12	НАМИ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 60002- 15	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 08		
11	ЗРУ-6 кВ ЛПДС «Суслово», 2 СШ 6 кВ, яч.17	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 25433- 11	НАМИ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 60002- 15	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17		
12	ЗРУ-6 кВ ЛПДС «Суслово», 2 СШ 6 кВ, яч.20	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 51623- 12	НАМИ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 60002- 15	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 08		
13	РУ-0,4 кВ ЛПДС «Суслово», 1 СШ 0,4 кВ, яч. 11	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 47959- 11	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 12		

Окончание таблицы 2

Примечания
1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
2 Допускается замена серверов синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Допускается замена сервера БД при условии хранения цифрового идентификатора ПО.
3 Замена оформляется техническим актом в установленном на АО «Транснефть-Урал» порядке, все изменения вносятся в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-2	Активная	0,6	1,4
	Реактивная	1,3	2,4
3-4	Активная	0,9	2,9
	Реактивная	2,4	4,6
5-6	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,6	4,7
7,13	Активная	0,8	2,9
	Реактивная	2,2	4,5
8-12	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,7	4,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с		± 5	
Примечания			
1 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 17° С до плюс 30° С для ИК №№ 1-13, при $\cos \varphi=0,8$ инд $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$			
2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой)			
3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95			

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	13
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 сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.08 для счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 140000 165000 90000 2 75000 2 70000 1

Продолжение таблицы 4

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

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТОГФ	6
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-35-IV	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	12
Трансформатор тока	ТОП-0,66	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	9
Трансформатор напряжения	ЗНОГ	6
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ-IV	2
Трансформатор напряжения	НАМИ	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	9
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	2
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Сервер	HP ProLiant	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	ИЦЭ 1285РД-21.11.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть-Урал»

(АО «Транснефть-Урал»)

ИНН 0278039018

Юридический адрес: 450008, Республика Башкортостан, г. Уфа, Крупской ул., д. 10

Адрес: 450008, Республика Башкортостан, г. Уфа, Крупской ул., д. 10

Телефон: +7 (347) 279-25-25

E-mail: tnural@ufa.transneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

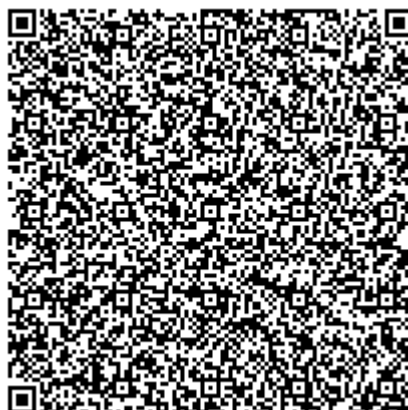
(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: gd.spetsenergo@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №797

Регистрационный № 85000-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы цепей векторные ZNA

Назначение средства измерений

Анализаторы цепей векторные ZNA предназначены для измерений комплексных коэффициентов передачи и отражения (S-параметров) многополюсников.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов цепей векторных ZNA основан на принципе рефлектометра - отдельного выделения измерительных сигналов (падающего; прошедшего через измеряемый СВЧ многополюсник; отраженных от его входов), преобразования их в опорный и измеряемые сигналы, формирования напряжений (амплитуда и фаза), пропорциональных этим сигналам, с помощью гетеродинных приемников, и дальнейшего дискретного преобразования этих напряжений с целью цифровой обработки и индикации измеряемых величин. Выделение измерительных сигналов производится с помощью направленных ответвителей. Падающий сигнал формируется встроенными в анализаторы цепей синтезаторами.

В анализаторах цепей векторных ZNA реализованы различные виды калибровок по наборам внешних калибровочных мер и соответствующие векторные коррекции составляющих систематической погрешности измерений.

Анализаторы цепей векторные ZNA конструктивно выполнены в корпусе настольного исполнения и работают под управлением встроенного персонального компьютера с операционной системой Windows.

Результаты измерений выводятся на экран дисплея приборов в графической форме и могут быть сохранены в цифровой форме. Для работы в составе автоматизированных систем анализаторы цепей векторные ZNA обеспечивают подключение по интерфейсам LAN и GPIB.

Анализаторы цепей векторные ZNA выпускаются в двух модификациях ZNA50 и ZNA67 и имеют следующие опции:

B4 – опция генератора опорной частоты повышенной точности;

B16 – опция прямого доступа к источникам и приемникам;

B21, B22, B23, B24 – опции внутренних аттенюаторов для встроенного источника сигналов для измерительных портов 1, 2, 3 и 4 соответственно;

B31, B32, B33, B34 – опции внутренних аттенюаторов для приемников для измерительных портов 1, 2, 3 и 4 соответственно;

K17 – опция полосы пропускания приемника 30 МГц;

K19 – опция разрешения установки частоты 1 мГц;

ZN-Z224/ZN-Z218 – наборы калибровочных мер.

Для предотвращения несанкционированного доступа анализаторы цепей векторные ZNA имеют защитную наклейку завода-изготовителя, закрывающую головку винта крепления корпуса. Серийный номер, идентифицирующий каждый экземпляр СИ, наносится методом наклейки на заднюю панель анализаторов цепей векторных ZNA в соответствии с рисунком 2 и имеет формат шестизначного цифрового номера. Знак поверки может наноситься также на заднюю панель анализаторов цепей векторных ZNA.

Общий вид анализаторов цепей векторных ZNA с указанием мест нанесения знака утверждения типа и знака поверки средства измерений, представлены на рисунке 1.

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

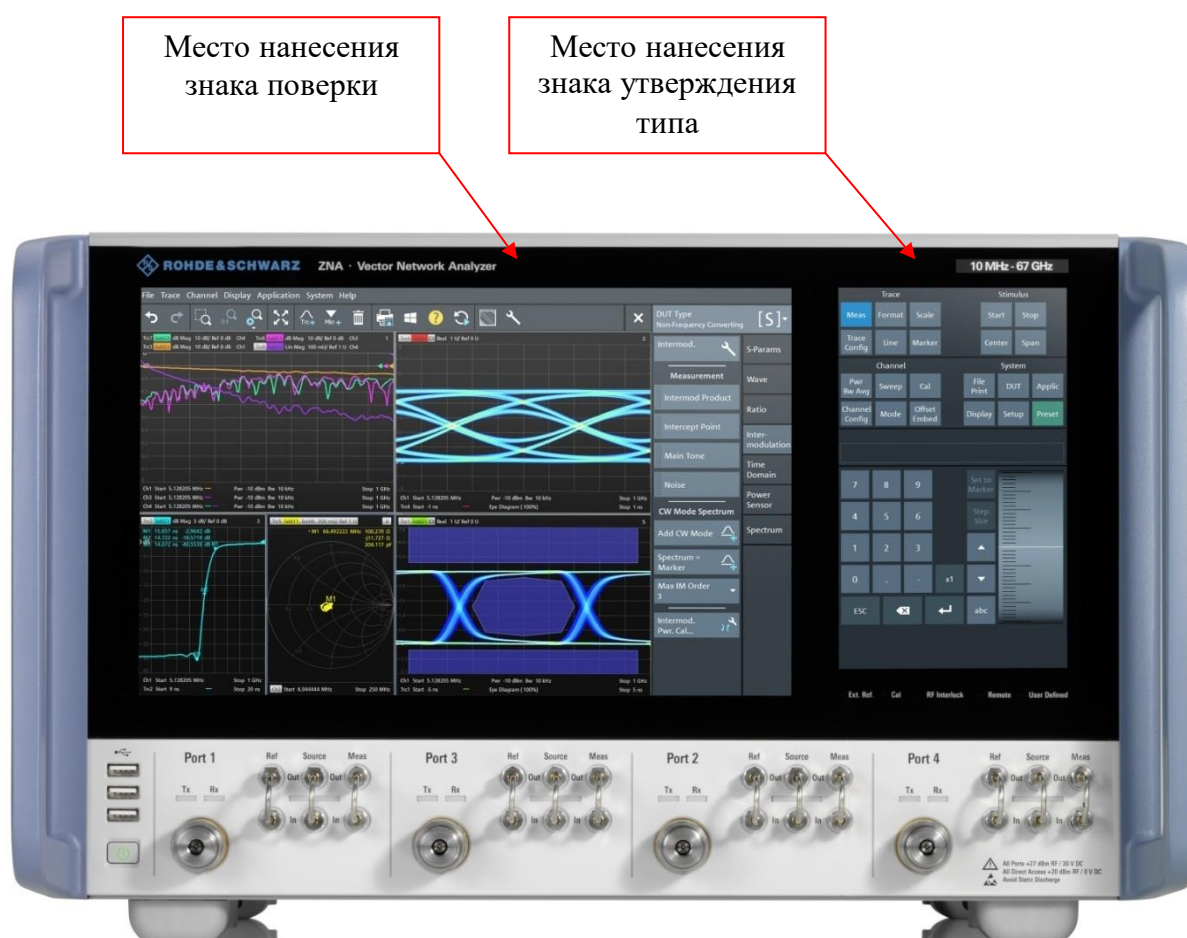


Рисунок 1 - Общий вид анализатора цепей векторного ZNA

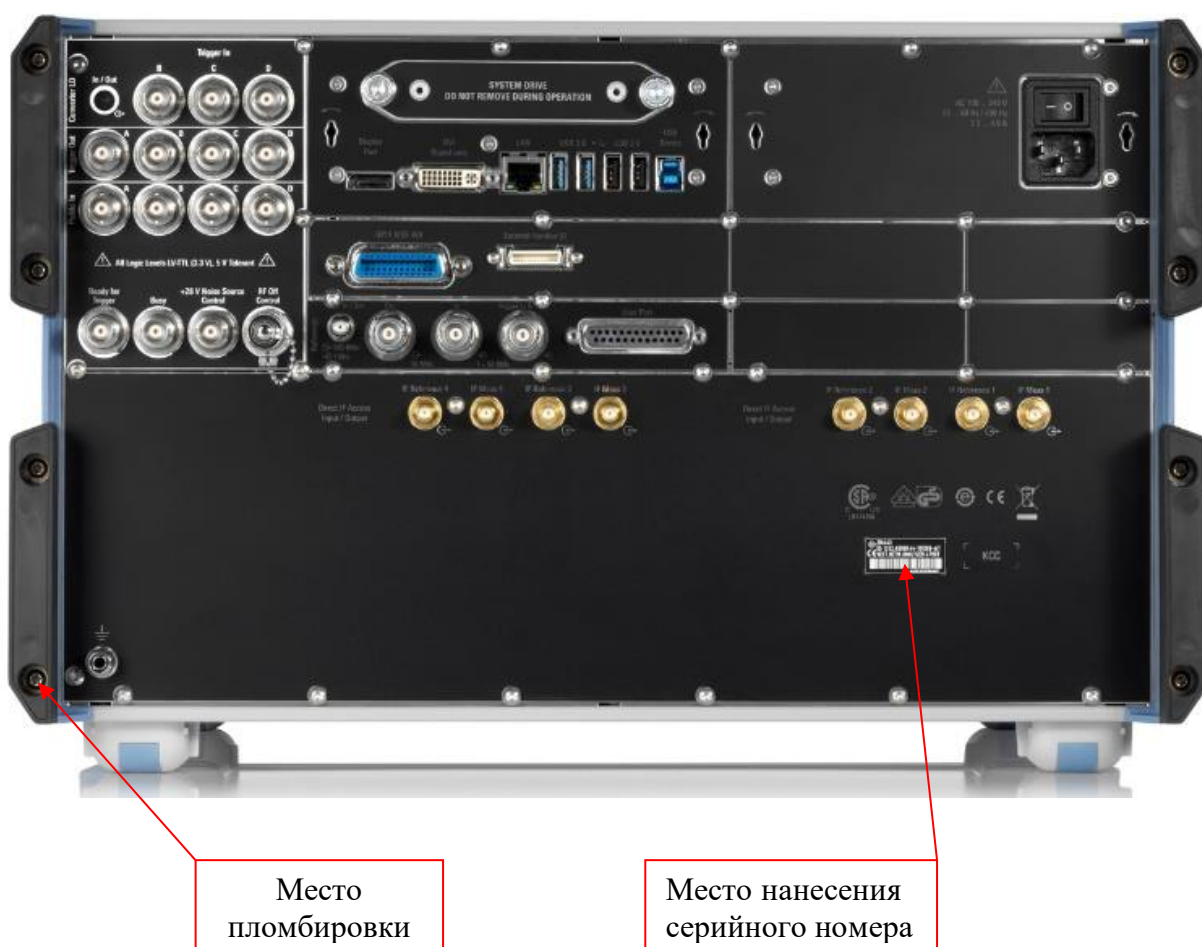


Рисунок 2- Схема пломбировки от несанкционированного доступа и место нанесения серийного номера, идентифицирующего каждый экземпляр СИ

Программное обеспечение

Программное обеспечение «FW ZNA» предназначено для управления режимами работы анализаторов цепей векторных ZNA, обработки измерительных сигналов, управления работой анализаторов в процессе проведения измерений, отображения хода измерений. Программное обеспечение «FW ZNA» предназначено только для работы с анализаторами цепей векторными ZNA и не может быть использовано отдельно от измерительно-вычислительной платформы этих анализаторов.

Программное обеспечение реализовано без выделения метрологически значимой части. Влияние программного обеспечения не приводит к выходу метрологических характеристик анализаторов цепей векторных ZNA 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 ZNA
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.20
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики. Параметры анализатора цепей

Наименование характеристики		Значение
Диапазон частот, Гц	модификация ZNA50	от $1 \cdot 10^7$ до $5 \cdot 10^{10}$
	модификация ZNA67	от $1 \cdot 10^7$ до $6,7 \cdot 10^{10}$
Тип разъема	модификация ZNA50	2,4 мм, «вилка»
	модификация ZNA67	1,85 мм, «вилка»
Количество измерительных портов		2 или 4
Номинальное значение частоты опорного генератора, МГц		10
Пределы допускаемой относительной погрешности установки частоты опорного генератора	штатно	$\pm 1 \cdot 10^{-6}$
	опция В4	$\pm 1 \cdot 10^{-7}$
Диапазон полос пропускания, Гц	штатно	от 1 до $1,5 \cdot 10^6$
	опция К17	от 1 до $3 \cdot 10^7$
Разрешение установки частоты синтезатора, Гц	штатно	1
	опция К19	0,001
Динамический диапазон DR штатно в полосе пропускания 10 Гц, в диапазоне частот, дБ, не менее	от 10 до 30 МГц включ.	86
	св. 30 до 100 МГц включ.	103
	св. 100 до 500 МГц включ.	117
	св. 500 МГц до 1 ГГц включ.	126
	св. 1 до 16 ГГц включ.	129
	св. 16 до 20 ГГц включ.	127
	св. 20 до 30 ГГц включ.	123
	св. 30 до 40 ГГц включ.	117
	св. 40 до 50 ГГц включ.	106
	св. 50 до 67 ГГц	102
Динамический диапазон с опцией В16 в полосе пропускания 10 Гц, в диапазоне частот, дБ, не менее	от 10 МГц до 1 ГГц включ.	DR
	св. 1 до 40 ГГц включ.	DR – 2
	св. 40 до 50 ГГц включ.	DR – 3
	св. 50 до 60 ГГц включ.	DR – 4
	св. 60 до 67 ГГц	DR – 5
Динамический диапазон с опцией В2Х в полосе пропускания 10 Гц, в диапазоне частот, дБ, не менее	от 10 МГц до 4 ГГц включ.	DR – 1
	св. 4 до 16 ГГц включ.	DR – 2
	св. 16 до 30 ГГц включ.	DR – 3
	св. 30 до 40 ГГц включ.	DR – 6
	св. 40 до 67 ГГц	DR – 7
Динамический диапазон с опцией В3Х в полосе пропускания 10 Гц, в диапазоне частот, дБ, не менее	от 10 до 500 МГц включ.	DR
	св. 500 МГц до 1 ГГц включ.	DR + 5
	св. 1 до 30 ГГц включ.	DR + 8
	св. 30 до 40 ГГц включ.	DR + 7
	св. 40 до 67 ГГц	DR + 6

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики		Значение		
Среднеквадратическое значение шумов измерительной трассы при измерении модуля/фазы коэффициента отражения для уровня выходной мощности 0 дБ (1 мВт), коэффициента отражения 0 дБ, в полосе пропускания 100 кГц, в диапазоне частот, дБ/градус, не более		модуль	фаза	
		от 10 до 20 МГц включ.	0,5	3
		св. 20 до 50 МГц включ.	0,2	1
		св. 50 до 150 МГц включ.	0,05	0,3
		св. 150 до 500 МГц включ.	0,02	0,1
		св. 0,5 до 20 ГГц включ.	0,005	0,04
		св. 20 до 40 ГГц включ.	0,008	0,06
		св. 40 до 50 ГГц включ.	0,03	0,2
	св. 50 до 67 ГГц	0,04	0,25	
Максимальный уровень выходной мощности P _{max} штатно, а также с опциями B16 и B3X в диапазонах частот, дБ (1 мВт), не менее	ZNA50	от 10 МГц до 4 ГГц включ.	16	
		св. 4 до 20 ГГц включ.	13	
		св. 20 до 25 ГГц включ.	12	
		св. 25 до 30 ГГц включ.	9	
		св. 30 до 40 ГГц включ.	6	
		св. 40 до 45 ГГц включ.	4	
		св. 45 до 50 ГГц	3	
	ZNA67	от 10 МГц до 4 ГГц включ.	16	
		св. 4 до 20 ГГц включ.	13	
		св. 20 до 25 ГГц включ.	11	
		св. 25 до 30 ГГц включ.	7	
		св. 30 до 40 ГГц включ.	4	
		св. 40 до 67 ГГц	5	
	Максимальный уровень выходной мощности с опцией B2X в диапазонах частот, дБ (1 мВт), не менее	ZNA50	от 10 МГц до 4 ГГц включ.	P _{max} – 1
св. 4 до 16 ГГц включ.			P _{max} – 2	
св. 16 до 30 ГГц включ.			P _{max} – 3	
св. 30 до 40 ГГц включ.			P _{max} – 6	
св. 40 до 50 ГГц включ.			P _{max} – 7	
ZNA67		от 10 МГц до 4 ГГц включ.	P _{max} – 1	
		св. 4 до 16 ГГц включ.	P _{max} – 2	
		св. 16 до 30 ГГц включ.	P _{max} – 3	
		св. 30 до 40 ГГц включ.	P _{max} – 6	
		св. 40 до 67 ГГц включ.	P _{max} – 7	
Минимальный уровень выходной мощности P _{min} , дБ (1 мВт), не более	штатно		-80	
	опции B2X		-120	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки уровня мощности минус 10 дБ (1 мВт), в диапазоне частот, дБ	от 10 МГц до 26,5 ГГц включ.		±2	
	св. 26,5 до 50 ГГц включ.		±3	
	св. 50 до 67 ГГц		±4	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня мощности минус 10 дБ (1 мВт), в диапазоне частот, дБ	от 10 МГц до 30 ГГц включ.		±1,5	
	св. 30 до 40 ГГц включ.		±2	
	св. 40 до 60 ГГц включ.		±2,5	
	св. 60 до 67 ГГц включ.		±3	

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики		Значение
Уровень собственного шума приемников N штатно и с опцией В2Х, нормализованный к полосе 1 Гц, в диапазоне частот, дБ (1 мВт), не более	от 10 до 30 МГц включ.	-75
	св. 30 до 100 МГц включ.	-92
	св. 100 до 500 МГц включ.	-107
	св. 0,5 до 30 ГГц включ.	-120
	св. 30 до 40 ГГц включ.	-115
	св. 40 до 50 ГГц включ.	-105
	св. 50 до 67 ГГц	-104
Уровень собственного шума приемников с опцией В16 нормализованный к полосе 1 Гц, в диапазоне частот, дБ (1 мВт), не более	от 10 МГц до 1 ГГц включ.	N
	св. 1 до 40 ГГц включ.	N + 2
	св. 40 до 50 ГГц включ.	N + 3
	св. 50 до 60 ГГц включ.	N + 4
Уровень собственного шума приемников с опцией В3Х, нормализованный к полосе 1 Гц, в диапазоне частот, дБ (1 мВт), не более	св. 60 до 67 ГГц	N + 5
	от 10 МГц до 30 ГГц включ.	N – 10
	св. 30 до 40 ГГц включ.	N – 7
Нелинейность приемников относительно уровня 0 дБ (1 мВт) в диапазоне уровней, дБ	св. 40 до 67 ГГц	N – 6
	от -50 до 0 дБ	±0,05

Таблица 3 – Метрологические характеристики. Нескорректированные параметры

Нескорректированные параметры			
Диапазон частот	Направленность D, дБ, не менее	Согласование источника S и нагрузки L, дБ, не менее	Трекинг отражения R и передачи T, дБ, не более
От 10 МГц до 20 МГц включ.	8	8	1,5
Св. 20 МГц до 20 ГГц включ.	10	10	2
Св. 20 до 35 ГГц включ.	8	8	2,5
Св. 35 до 40 ГГц включ.	6	6	3
Св. 40 до 67 ГГц	6	6	3,5

Таблица 4 – Метрологические характеристики. Доверительный интервал погрешности измерения коэффициента передачи (P=0,95) после калибровки по наборам ZN-Z224, ZN-Z218 при изменении температуры воздуха не более, чем на ±1 °С, в полосе ПЧ 10 Гц, уровне мощности 0 дБ (1 мВт)

Диапазон частот	Диапазон коэффициентов передачи	Погрешность по модулю, дБ	Погрешность по фазе, градус
От 10 до 40 МГц включ.	от 0 до 20 дБ	±0,06	±0,5
	св. 20 до 30 дБ	±0,23	±1,2
	св. 30 до 40 дБ	±0,6	±3,7
	св. 40 до 50 дБ	±1,75	±11,5
	св. 50 до 60 дБ	±5,5	±36

Продолжение таблицы 4

Диапазон частот	Диапазон коэффициентов передачи	Погрешность по модулю, дБ	Погрешность по фазе, градус
Св. 40 до 200 МГц включ.	от 0 до 30 дБ	±0,04	±0,5
	св. 30 до 40 дБ	±0,09	±0,6
	св. 40 до 50 дБ	±0,25	±1,7
	св. 50 до 60 дБ	±0,78	±5,2
Св. 200 МГц до 10 ГГц включ.	от 0 до 30 дБ	±0,04	±0,7
	св. 30 до 40 дБ	±0,05	±0,8
	св. 40 до 50 дБ	±0,06	±0,8
	св. 50 до 60 дБ	±0,15	±1,0
Св. 10 до 26,5 ГГц включ.	от 0 до 30 дБ	±0,05	±1,3
	св. 30 до 40 дБ	±0,06	±1,4
	св. 40 до 50 дБ	±0,06	±1,4
	св. 50 до 60 дБ	±0,13	±1,5
Св. 26,5 до 40 ГГц включ.	от 0 до 30 дБ	±0,06	±1,9
	св. 30 до 40 дБ	±0,07	±2,0
	св. 40 до 50 дБ	±0,07	±2,0
	св. 50 до 60 дБ	±0,19	±2,0
Св. 40 до 50 ГГц включ.	от 0 до 30 дБ	±0,07	±2,3
	св. 30 до 40 дБ	±0,08	±2,3
	св. 40 до 50 дБ	±0,17	±2,4
	св. 50 до 60 дБ	±0,47	±3,6
Св. 50 до 67 ГГц	от 0 до 30 дБ	±0,09	±3,1
	св. 30 до 40 дБ	±0,09	±3,1
	св. 40 до 50 дБ	±0,18	±3,2
	св. 50 до 60 дБ	±0,47	±4,3
П р и м е ч а н и е – При использовании кабеля СВЧ для измерений вносимых устройств с собственной нестабильностью модуля коэффициента передачи кабеля не более 50 % от указанных значений для 0 дБ.			

Таблица 5 – Метрологические характеристики. Доверительный интервал погрешности измерения коэффициента отражения (P=0,95) после калибровки по наборам ZN-Z224, ZN-Z218 при изменении температуры воздуха не более, чем на ±1 °С, в полосе ПЧ 10 Гц, уровне мощности 0 дБ (1 мВт)

Диапазон частот	Коэффициент отражения	Погрешность по модулю	Погрешность по фазе, градус
От 10 МГц до 10 ГГц включ.	0 дБ	±0,011	±0,6
	3 дБ	±0,008	±0,6
	6 дБ	±0,006	±0,7
	15 дБ	±0,005	±1,7
	25 дБ	±0,005	±5,1
	35 дБ	±0,006	±16

Продолжение таблицы 5

Диапазон частот	Коэффициент отражения	Погрешность по модулю	Погрешность по фазе, градус
Св. 10 до 20 ГГц включ.	0 дБ	±0,015	±0,9
	3 дБ	±0,010	±0,8
	6 дБ	±0,008	±0,9
	15 дБ	±0,007	±2,1
	25 дБ	±0,006	±6,5
	35 дБ	±0,006	±20
Св. 20 ГГц до 40 ГГц включ.	0 дБ	±0,019	±1,2
	3 дБ	±0,013	±1,2
	6 дБ	±0,011	±1,4
	15 дБ	±0,009	±2,7
	25 дБ	±0,009	±8,1
	35 дБ	±0,009	±26
Св. 40 до 50 ГГц включ.	0 дБ	±0,024	±1,6
	3 дБ	±0,016	±1,6
	6 дБ	±0,013	±1,7
	15 дБ	±0,011	±3,3
	25 дБ	±0,010	±10
	35 дБ	±0,010	±32
Св. 50 до 67 ГГц	0 дБ	±0,031	±1,8
	3 дБ	±0,022	±1,8
	6 дБ	±0,018	±2,0
	15 дБ	±0,015	±4,7
	25 дБ	±0,014	±14
	35 дБ	±0,014	±46

Таблица 6 – Метрологические характеристики. Эффективные параметры после калибровки по наборам ZN-Z224, ZN-Z218

Диапазон частот	Эффективная направленность $ \Delta \dot{E}_D $, дБ, не менее	Эффективное согласование источника $ \Delta \dot{E}_S $, дБ, не менее	Эффективный трекинг отражения $ \Delta \dot{E}_R $, дБ, не более
От 10 МГц до 10 ГГц включ.	46	43	0,03
Св. 10 до 20 ГГц включ.	44	40	0,04
Св. 20 ГГц до 40 ГГц включ.	42	38	0,04
Св. 40 до 50 ГГц включ.	40	36	0,06
Св. 50 до 67 ГГц	37	34	0,07

Таблица 7 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия применения: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %, не более	от 18 до 28 80
Масса, кг, не более	35
Габаритные размеры, мм: - ширина - высота - глубина	462 285 462
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 198 до 242 от 49,5 до 50,5
Потребляемая мощность, В·А, не более	550
Время прогрева, мин	60

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель анализаторов цепей векторных ZNA в соответствии с рисунком 1 методом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор цепей векторный ZNA	модификации ZNA50 или ZNA67	1 шт.
Опция генератора опорной частоты повышенной точности	B4	по отдельному заказу
Опция прямого доступа к источникам и приемникам	B16	по отдельному заказу
Опция внутренних аттенюаторов для встроенного источника сигналов для каждого из измерительного порта	B21, B22, B23, B24	по отдельному заказу
Опция внутренних аттенюаторов для приемников для каждого из измерительного порта	B31, B32, B33, B34	по отдельному заказу
Опция полосы пропускания приемника 30 МГц	K17	по отдельному заказу
Опция разрешения установки частоты 1 мГц	K19	по отдельному заказу
Набор мер	ZN-Z224	по отдельному заказу
Набор мер	ZN-Z218	по отдельному заказу
Комплект ЗИП	-	1 компл.
Руководство по эксплуатации	ZNA РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 8 «Порядок работы» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам цепей векторным ZNA

ГОСТ Р 8.813-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений волнового сопротивления, комплексных коэффициентов отражения и передачи в коаксиальных волноводах в диапазоне частот от 0,01 до 65,00 ГГц

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 29.12.2018 № 2839 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 37,50 до 78,33 ГГц»

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 №3383 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений ослабления напряжения постоянного тока и электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 20 Гц до 178,4 ГГц»

МИ 3411-2013 ГСИ. Анализаторы цепей векторные. Методика определения метрологических характеристик

Техническая документация фирмы «Rohde & Schwarz GmbH & Co. KG»

Изготовитель

Фирма «Rohde & Schwarz GmbH & Co. KG», Германия

Адрес: Muehldorfstrasse 15, 81671 Munich, Germany

Телефон: +49 89 41 29 0

Факс: +49 89 41 29 12 164

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

E-mail: customersupport@rohde-schwarz.com

Испытательный центр

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

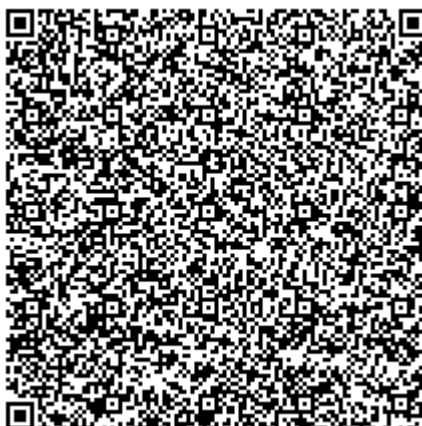
Адрес: 141570, Московская область, Солнечногорский район, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ

Телефон (факс) +7 (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

Аттестат аккредитации 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 «30» марта 2022 г. №797

Регистрационный № 85001-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РСК Сбыт» (ТП-4044)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РСК Сбыт» (ТП-4044) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень — измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) 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 баз данных (СБД) типа ASUS RS520-E6/ERS8, устройство синхронизации времени типа УСВ-3, автоматизированное рабочее место (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;

– средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на GSM-модем, и далее по каналу связи с протоколом TCP/IP (основной канал) – 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. При отказе основного канала связи опрос счетчиков выполняется по резервному каналу связи стандарта GSM посредством службы передачи данных CSD.

На верхнем уровне системы (ИБК) осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, её формирование и хранение в базе данных АИИС КУЭ, оформление отчетных документов.

Передача информации в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИБК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации системного времени, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИБК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3 и при расхождении ± 1 с. и более, сервер ИБК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИБК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИБК на величину более чем ± 3 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер установлен в Паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню — «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2000»									
	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrollogy.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePyramida.dll	SynchroNSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fd3cce27ea41b1ca480ac	52e28d7b608799bb3cce27ea41b1ca480ac	6f557f883a925b737261328cd7781f63d00bd09f	48e73a9283d171acf405e66494525bb23215049a049a	c391d64232935ca1a3fd3215049a049a	ecf532935ca1a3fd3215049a049a	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	ТП-4044 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод Т1, яч. 9	ТТЭ-С 5000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 54205-13	-	Меркурий 234 ART-03 P Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	УСВ-3, рег. № 64242-16/ ASUS RS520-E6/ERS8
2	ТП-4044 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод Т2, яч. 1	ТТЭ-С 5000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 54205-13	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 2	Активная Реактивная	1,1 1,8	3,3 5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с			5
Примечания: 1. 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 для ИК №№ 1, 2 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 2 % от $I_{\text{ном}}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до +40°C.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 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, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +40 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35000 72 0,95 24 0,99 1
Глубина хранения информации: Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 5 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:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК.
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234 ART-03 P	1
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ART-03 PR	1
Трансформатор тока	ТТЭ-С	6
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИБК	ASUS RS520-E6/ERS8	1
Документация		
Паспорт-формуляр	17254302.384106.071.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе "Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РСК Сбыт» (ТП-4044). МВИ 26.51/126/22, аттестованном ООО «Энерготестконтроль», аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РСК Сбыт» (ТП-4044)

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 «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго») ИНН 7707798605

Адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1

Телефон: +7 (499) 917-03-54

E-mail: info@a-energo.com

Испытательный центр

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

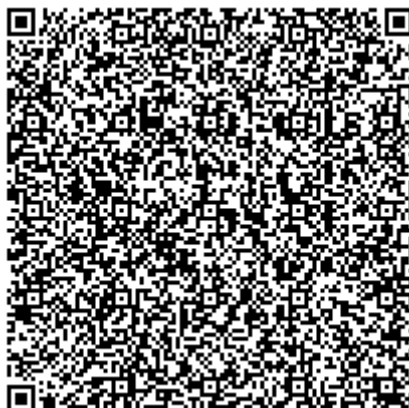
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1

Телефон: +7 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «Энерготестконтроль» по проведению испытаний средств

измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №797

Регистрационный № 85002-22

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

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

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

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

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

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

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» создан на базе 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 ИК №№ 1-12 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), а с выходов счетчиков ИК №№ 13-18 – 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. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

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

При отказе основного канала связи или УСПД счетчики опрашиваются сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» по резервному каналу с использованием каналаобразующего оборудования стандарта GSM.

Передача информации об энергопотреблении от сервера 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 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

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

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

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

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

Сервер 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. Резервным источником сигналов точного времени является УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

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

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

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 ИК №№ 1-12 синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики ИК №№ 1-12 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 13 - 18 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. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

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

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

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

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

Уровень защиты ПО «Энергия АЛЬФА 2», ПО «ГОРИЗОНТ» и 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, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип			ИВКЭ	УССВ		
1	2	3		4			5	6		
1	ПС 110 кВ Канаш-тяга, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Канаш-Тяга-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В	ТГФМ-110 II*					
				С	ТГФМ-110 II*					
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1					
				В	НАМИ-110 УХЛ1					
				С	НАМИ-110 УХЛ1					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4						
		2	ПС 110 кВ Канаш-тяга, ОРУ 110 кВ, ОВ 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А			ТГФМ-110 II*	
						В			ТГФМ-110 II*	
С	ТГФМ-110 II*									
ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08			А	НАМИ-110 УХЛ1					
				В	НАМИ-110 УХЛ1					
				С	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06			A1802RALQ-P4GB-DW-4						

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Канаш-тяга, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Канаш-Тяга-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
4	ПС 110 кВ Канаш-Тяга, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	-		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
5	ПС 110 кВ Канаш-тяга, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т1, Т5	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	-		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Канаш-тяга, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Шумерля-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
7	ПС 110 кВ Канаш-тяга, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Шумерля-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
8	ПС 110 кВ Канаш-Тяга, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ ТЗ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	-		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Тюрлема-тяга, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Тюрлема-Тяга-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
10	ПС 110 кВ Тюрлема-тяга, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Тюрлема-Тяга-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
11	ПС Шумерля-тяговая 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Венец-Тяга №1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
12	ПС Шумерля-тяговая 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Венец- Тяга №2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчи к	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
13	ПС 220/110/6 кВ Венец, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Венец-Тяга №1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №52261-12	A	ТГФМ-110	TK16L Пер. № 36643-07	СТВ-01 Пер. № 49933-12 РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №83423-21	A	НКФ 110-57 У1		
				B	НКФ 110-57 У1		
				C	НКФ 110-57 У1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №22422-07	ZMD402CT41.0467 S2 CU-B4			
14	ПС 220/110/6 кВ Венец, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Венец-Тяга №2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №52261-12	A	ТГФМ-110		
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №83422-21	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №22422-07	ZMD402CT41.0467 S2 CU-B4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
15	ПС 220 кВ Венец, ОРУ-110 кВ, яч. 8, ОВ-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №56255-14	А	ТВ-ЭК исп. М1	TK16L Пер. № 36643-07	СТВ-01 Пер. № 49933-12 РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12
				В	ТВ-ЭК исп. М1		
				С	ТВ-ЭК исп. М1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №83423-21	А	НКФ 110-57 У1		
				В	НКФ 110-57 У1		
				С	НКФ 110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №22422-07	ZMD402CT41.0467 S2 CU-B4					
16	ПС 220 кВ Тюрлема, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Тюрлема-Тяга-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №52261-12	А	ТГФМ-110	TK16L Пер. № 36643-07	
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №1188-84	А	НКФ110-83У1		
				В	НКФ110-83У1		
				С	НКФ110-83У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №22422-07	ZMD402CT41.0467 S2 CU-B4					
17	ПС 220 кВ Тюрлема, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Тюрлема-Тяга-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №52261-12	А	ТГФМ-110	TK16L Пер. № 36643-07	
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №1188-84	А	НКФ110-83У1		
				В	НКФ110-83У1		
				С	НКФ110-83У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №22422-07	ZMD402CT41.0467 S2 CU-B4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
18	ПС 220 кВ Тюрлема, ОРУ 110 кВ, ОВ 110 кВ	ТТ	$K_T=0,2S$ $K_{TT}=500/5$ №52261-12	A	ТГФМ-110	TK16L Пер. № 36643-07	СТВ-01 Пер. № 49933-12 РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	$K_T=0,5$ $K_{TN}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ №1188-84	A	НКФ110-83У1		
				B	НКФ110-83У1		
				C	НКФ110-83У1		
		Счетчик	$K_T=0,2S/0,5$ $K_{сч}=1$ №22422-07	ZMD402CT41.0467 S2 CU-B4			

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 – 12	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
13 – 18	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,8	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	

Примечания:

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $1(2)\% I_{\text{ном}} \cos\varphi = 0,5_{\text{инд}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.

Таблица 7 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83 ГОСТ Р 52425-2005	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +18 до +22 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСПД ТК16L - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от -10 до +40 от +1 до +50 от 0 до +40 от -20 до +60 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40 от +10 до +30 от +5 до +50

Продолжение таблицы 7

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ZMD: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ТК16L: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 35000 72 35000 24 100000 24 55000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 II*	33 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-110	15 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-ЭК исп. М1	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	18 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ 110-57 У1	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	6 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	ZMD	6 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазны многофункциональные	Альфа А1800	12 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	TK16L	2 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Серверы точного времени	СТВ-01	1 шт.

Продолжение таблицы 8

1	2	3
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.205.ЭД.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 Чувашия», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

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

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

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

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

Изготовитель

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

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью инвестиционно-инжиниринговая группа «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

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

Телефон: +7 (982) 282-82-82

Факс: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №797

Регистрационный № 85003-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Михайловцемент» (АИИС КУЭ Михайловцемент) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) (далее по тексту – сервер ИВК), устройство синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS УСВ-Г, автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;

– средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на соответствующий модем и далее по каналам связи стандарта GSM – на сервер ИВК.

На верхнем уровне системы (ИВК) осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом

коэффициентов трансформации ТТ и ТН, её формирование и хранение в базе данных АИИС КУЭ, оформление отчетных документов.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, в формате XML-макетов в соответствии с регламентами оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Передача информации прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков за электронно-цифровой подписью субъекта ОРЭ осуществляется посредством электронной почты сети Internet в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), построенной на функционально объединенной совокупности программно-технических средств измерений и коррекции времени, и состоит из устройства синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS (УСВ-Г), сервера ИВК и счетчиков электрической энергии ИИК.

УСВ-Г обеспечивает автоматическую подстройку встроенных часов, формирующих шкалу времени, по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. Проверка точности хода встроенных часов производится каждую секунду. УСВ-Г каждый час формирует сигналы проверки времени (СПВ) («шесть точек»), которые поступают на устройство сервисное.

Устройство сервисное принимает СПВ от УСВ-Г, и по началу шестого СПВ производит синхронизацию встроенного в устройство сервисное корректора времени. Корректор времени представляет собой часы, ведущие часы, минуты, секунды, миллисекунды.

Сервер ИВК по интерфейсу RS-232C каждую секунду обращается к устройству сервисному, считывает с часов устройства сервисного показания и сравнивает их с показаниями часов сервера ИВК. При расхождении часов сервера и часов устройства сервисного на величину более ± 60 мс, сервер ИВК корректирует свои часы по часам устройства сервисного.

ИВК при помощи каналаобразующей аппаратуры и каналов связи осуществляет коррекцию времени в часах счетчиков. Сличение часов счетчиков с часами ИВК производится каждые 6 ч, корректировка часов счетчиков производится при расхождении с часами ИВК более чем на ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер установлен в Паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) КТС «Энергия+». Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО КТС «Энергия+» соответствует уровню - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1, 2, 3.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Ядро: Энергия+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Ядро: Энергия +
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v. 6.6
Другие идентификационные данные	kernel6.exe

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «Запись в БД: Энергия+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Запись в БД: Энергия +
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v. 6.6
Другие идентификационные данные	Writer.exe

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО «Сервер устройств: Энергия+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Сервер устройств: Энергия +
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v. 6.6
Другие идентификационные данные	IcServ.exe

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 4 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС №4 6 кВ 1 с.ш. яч.4 Фидер-2	ТЛК-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	СБД, УСВ-Г, рег.№ 61380-15
2	ПС №2 6 кВ 1 с.ш. яч.1 Фидер-4	ТЛП-10 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-11	НОЛ.08 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 3345-04	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
3	ПС №3 6 кВ 2 с.ш. яч.15 Фидер-5	ТЛК-10 800/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
4	ПС №1 6 кВ 1 с.ш. яч.14 Фидер-6	ТОЛ-10-I 800/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
5	ПС №1 6 кВ 2 с.ш. яч.31 Фидер-8	ТЛК-10 800/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
6	ПС №2 6 кВ 3 с.ш. яч.35 Фидер-16	ТОЛ-СЭЩ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-06	НОЛ.08 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 3345-04	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
7	ПС №3 6 кВ 1 с.ш. яч.1 Фидер-17	ТЛП 400/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 47958-16	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
8	ПС №2 6 кВ 2 с.ш. яч.2 Фидер-21	ТЛП-10 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-11	НОЛ.08 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 3345-04	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
9	ПС №3 6 кВ 3 с.ш. яч.19 Фидер-22	ТЛК-10 800/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
10	ПС №2 6 кВ 4 с.ш. яч.36 Фидер-24	ТОЛ-СЭЩ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-06	НОЛ.08 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 3345-04	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	ПС №1 6 кВ 1 с.ш. яч.1 Фидер "Жилой поселок"	ТОЛ-10-I 800/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07	НОЛ.08 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 3345-04	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	СБД, УСВ-Г, рег.№ 61380-15
12	ПС №3 6 кВ 2 с.ш. яч.13 Фидер "Карьероуправление"	ТОЛ-ЭС-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 34651-07	НОЛ.08 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 3345-04	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
13	ПС 6 кВ "Водо-забор" 1 с.ш. яч.2 Ввод-1 Фидер-2	ТЛО-10 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 6000√3/100√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11 ЗНОЛ.06 6000√3/100√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
14	ПС 6 кВ "Водо-забор" 1 с.ш. яч.4 Ввод-2 Фидер-8	ТЛО-10 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 6000√3/100√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11 ЗНОЛ.06 6000√3/100√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Примечания:

1. Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
2. 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.
3. Допускается замена УСВ-Г на аналогичное, утвержденного типа.
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 5 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 3-5, 9, 11, 13, 14	Активная	1,2	2,9
	Реактивная	1,9	4,7
2, 7, 8	Активная	0,9	1,6
	Реактивная	1,3	2,7
6, 10, 12	Активная	1,2	2,9
	Реактивная	1,9	4,7

Продолжение таблицы 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 для ИК №№ 6, 10, 12 при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{\text{ном}}$ и для ИК № 1-5, 7-9, 11, 13, 14 при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 2 % от $I_{\text{ном}}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 °С до +40 °С.	

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	14
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 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, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +40 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ-Г: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35000 72 100000 10 0,99 1

Продолжение таблицы 6

1	2
Глубина хранения информации:	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	5
Сервер ИВК:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии 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;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (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 5.

Таблица 7 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R	14
Трансформатор тока	ТЛК-10	8
	ТЛП-10	4
	ТОЛ-10-I	4
	ТОЛ-СЭЩ-10	4
	ТПЛ	2
	ТОЛ-ЭС-10	2
	ТЛО-10	4
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	6
	НОЛ.08	8
	ЗНОЛ.06	3
Устройство синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS	УСВ-Г	1
Сервер ИВК	СБД	1
Документация		
Паспорт-формуляр	НЕКМ.421451.181.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «Михайловцемент» (АИИС КУЭ Михайловцемент), МВИ 26.51/127/22, аттестованном ООО «Энерготестконтроль», аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.

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

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 научно-техническое предприятие «Энергоконтроль» (ООО НТП «Энергоконтроль»)

ИНН 5838041477

Адрес: 442963, Россия, г. Заречный, Пензенской области, ул. Ленина, 4а

Телефон: +7 (8412) 61-39-82

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»

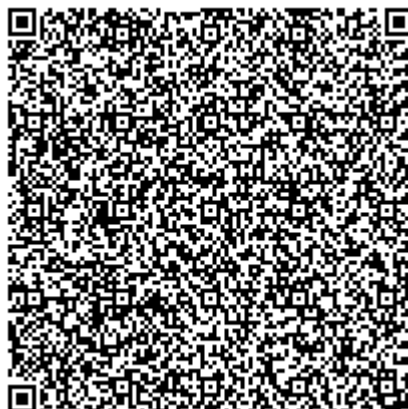
(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1

Телефон: +7 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «Энерготестконтроль» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС (далее – резервуары) предназначены для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары изготовлены в следующих модификациях: РВС-200, РВС-400 и представляют собой стальные сосуды с днищем и крышей, оборудованные приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками.

Заполнение и опорожнение резервуаров осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

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

Резервуары РВС-200 заводские №№ 9, 10, 11, 12, 13, 14, РВС-400 заводские №№ 3, 4, 5, 6, 7, 8 расположены: Ставропольский край, Георгиевский р-н, г. Георгиевск, ул. Дзержинского, 5, АО «НК «Роснефть»-Ставрополье», Георгиевский цех.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1-2.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РВС-200



Рисунок 2 – Общий вид резервуаров РВС-400

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	РВС-200	РВС-400
Номинальная вместимость, м ³	200	400
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,20	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	PBC-200 (PBC-400)	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным вертикальным цилиндрическим PBC

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

Изготовитель

Акционерное общество «НК «Роснефть»-Ставрополье»

(АО «НК «Роснефть»-Ставрополье»)

ИНН 2636035027

Адрес: 355037, г. Ставрополь, ул. Доваторцев 30Б, помещения 380-427

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»

(ООО ИК «СИБИНТЕК»)

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

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312187



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №797

Регистрационный № 85005-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС (далее – резервуары) предназначены для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары изготовлены в следующих модификациях: РВС-100, РВС-700, РВС-1000, РВС-2000 и представляют собой стальные сосуды с днищем и крышей, оборудованные приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками.

Заполнение и опорожнение резервуаров осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

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

Резервуары РВС-100 заводские №№ 7, 8, 9, 10, 11, РВС-700 заводские №№ 13, 14, РВС-1000 заводской № 2, РВС-2000 заводской № 1 расположены: Ставропольский край, Шпаковский р-н, х. Вязники, ул. Первомайская, 1А, 1Б, АО «НК «Роснефть»-Ставрополье», НГХ х. Вязники.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1-4.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РВС-100



Рисунок 2 – Общий вид резервуаров РВС-700



Рисунок 3 – Общий вид резервуаров РВС-1000



Рисунок 4 – Общий вид резервуаров РВС-2000

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.
Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	PBC-100	PBC-700	PBC-1000	PBC-2000
Номинальная вместимость, м ³	100	700	1000	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,20			

Таблица 2 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	PBC-100 (PBC-700, PBC-1000, PBC-2000)	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным вертикальным цилиндрическим PBC

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

Изготовитель

Акционерное общество «НК «Роснефть»-Ставрополье»

(АО «НК «Роснефть»-Ставрополье»)

ИНН 2636035027

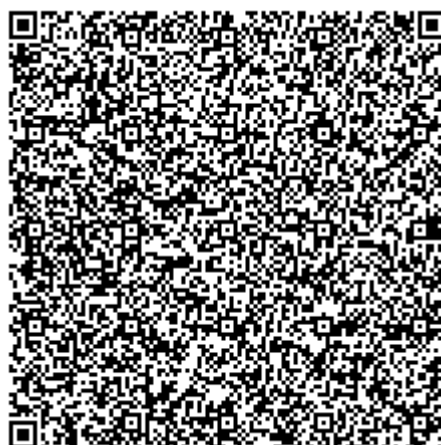
Адрес: 355037, г. Ставрополь, ул. Доваторцев 30Б, помещения 380-427

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»

(ООО ИК «СИБИНТЕК»)

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312187



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС (далее – резервуары) предназначены для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары изготовлены в следующих модификациях: РВС-400, РВС-2000 и представляют собой стальные сосуды с днищем и крышей, оборудованные приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками.

Заполнение и опорожнение резервуаров осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

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

Резервуары РВС-400 заводские №№ 1, 4, РВС-2000 заводские №№ 5, 7, 8 расположены:

Ставропольский край, Буденовский р-н, г. Буденовск, ул. Розы Люксембург, 23, АО «НК «Роснефть»-Ставрополье».

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1-2.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РВС-400



Рисунок 2 – Общий вид резервуаров РВС-2000

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	PBC-400	PBC-2000
Номинальная вместимость, м ³	400	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,20	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	PBC-400 (PBC-2000)	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным вертикальным цилиндрическим PBC

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

Изготовитель

Акционерное общество «НК «Роснефть»-Ставрополье»

(АО «НК «Роснефть»-Ставрополье»)

ИНН 2636035027

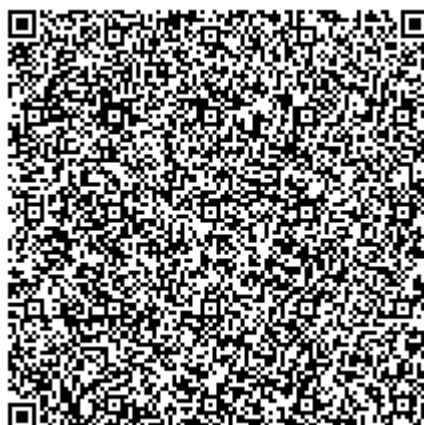
Адрес: 355037, г. Ставрополь, ул. Доваторцев 30Б, помещения 380-427

Испытательный центр

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

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

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312187



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №797

Регистрационный № 85007-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи ленточные первичные ПЛП

Назначение средства измерений

Преобразователи ленточные первичные ПЛП (далее по тексту - ПЛП) предназначены для измерения массовой концентрации паров компонентов ракетных топлив в воздухе помещений наземных стационарных сооружений в составе фотоколориметрических измерительных преобразователей типа ДМК-21.

Описание средства измерений

Конструктивно ПЛП состоит из хлопчатобумажной атласной ленты, пропитанной специальной композицией химических реактивов. Состав композиции определяет реакционные способности ПЛП и является специализированным для того или иного контролируемого химического соединения (или класса соединений). Лента намотана на катушку, в которой и устанавливается при эксплуатации в фотоколориметрический измерительный преобразователь. ПЛП являются средствами измерения циклического действия. При применении используемый участок ПЛП устанавливается в оптический и газовый тракты измерительного преобразователя.

Принцип действия ПЛП основан на нормированном изменении оптического свойства участка ПЛП (коэффициента отражения на определенной длине волны светового излучения) при его экспонировании контролируемым продуктом в течение определенного интервала времени и соответствующего действующему значению концентрации контролируемого компонента. Причиной изменения коэффициента отражения является протекание химической реакции между измеряемым продуктом и композицией химических реактивов, которой пропитан первичный ленточный преобразователь (лента индикаторная). Продукты реакции имеют цвет, отличающийся от цвета исходной композиции, и изменение оптических свойств количественно связано с количеством этих продуктов, то есть с концентрацией измеряемого продукта, длительностью протекания реакции (экспозиционного продува), температурой в зоне реакции. Экспонирование выполняется путем продувки анализируемой газовой пробы сквозь ленту первичного преобразователя в направлении из газовой камеры фотоблока.

При этом экспонирование осуществляется в один или два этапа, в каждом из которых выполняется преобразование по общей формуле:

$$K_{\text{ПЛП}} = \frac{A}{K_{\text{ч}}} \cdot C_{\text{и}}, \quad (1)$$

где:

$K_{\text{ПЛП}}$ – относительное изменение коэффициента отражения экспонированного участка ПЛП при концентрации $C_{\text{и}}$, измеренное фотоколориметром измерительного преобразователя, ПДК;

$C_{\text{и}}$ - значение измеряемой концентрации, ПДК;

А – номинальный фотометрический коэффициент преобразования значения измеряемой концентрации в отношении коэффициентов отражения участка ПЛП после и до экспонирования.

К_ч - коэффициент преобразования, устанавливается для каждого экземпляра ПЛП.

В зависимости от измеряемого компонента (окислителя - азотного тетраоксида, далее О, паров горючего гидразина N₂H₄, далее А и несимметричного диметилгидразина N₂H₂(CH₃)₂, далее Г) ПЛП имеют различные исполнения, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 - Установленные исполнения ПЛП

Исполнение	Обозначение	Измеряемый газовый компонент
ПЛП-ЛИ1-А-Г	ТЛИЯ.413342.001	Г
ПЛП-ЛИ1-А-А	ТЛИЯ.413342.001-01	А
ПЛП-ЛИ2-Б	ТЛИЯ.413342.001-02	О

Информация об исполнении ПЛП и значение коэффициента преобразования указываются в этикетке ПЛП.

Маркировка и клеймение ПЛП выполняются штемпелеванием краской специальной ЧМ У1 ТУ 29-02-859. На конце каждой ПЛП нанесен заводской номер в цифровом формате и клеймо ОКК.

Каждая ПЛП помещается в полиэтиленовый пакет из пленки М, толщиной 0,15 ГОСТ 10354-82. Пакет запаивается. Упаковка должна соответствовать категории КУ-4 ГОСТ 23170-78 и обеспечивать сохранность ПЛП при их транспортировании и хранении.

Внешний вид ПЛП приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Внешний вид ПЛП

Программное обеспечение

Программное обеспечение ПЛП отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Метрологические характеристики ПЛП

Наименование параметра или характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений ПЛП, ПДК санитарных норм рабочей зоны.	от 0,5 до 10,0
Пределы допускаемой основной погрешности ПЛП: - абсолютной для ПЛП–ЛИ1-А-А в диапазоне измерений от 0,5 до 1,0 ПДК, ПДК - относительной для ПЛП–ЛИ1-А-А в диапазоне измерений от 1,0 до 10,0 ПДК, % - абсолютной для ПЛП–ЛИ1-А-Г в диапазоне измерений от 0,5 до 1,0 ПДК, ПДК - относительной для ПЛП–ЛИ1-А-Г в диапазоне измерений от 1,0 до 10,0 ПДК, % - абсолютной для ПЛП–ЛИ2-Б в диапазоне измерений от 0,5 до 1,0 ПДК, ПДК - относительной для ПЛП–ЛИ2-Б в диапазоне измерений от 1,0 до 10,0 ПДК, %	$\pm 0,25$ ± 19 $\pm 0,15$ ± 14 $\pm 0,15$ ± 14
Пределы допускаемой дополнительной погрешности, вызванной изменением относительной влажности газовой смеси от номинального значения 65 % при 20 °С в диапазоне рабочих условий эксплуатации, в долях от значения основной погрешности: - для ПЛП–ЛИ1-А-Г и ПЛП–ЛИ2-Б на каждые 10 % относительной влажности, % - для ПЛП–ЛИ1-А-А на каждые 10 % относительной влажности, %	$\pm 0,1$ $\pm 0,15$
Значение коэффициента преобразования $K_{\text{ч}}$	от 0,7 до 1,5

Таблица 3 - Технические характеристики ПЛП

Наименование параметра или характеристики	Значение характеристики
Длина индикаторной ленты в катушке, м	16 $\pm$ 1
Ширина ленты, мм	13,5 $\pm$ 0,5
Толщина ленты, мм	0,4 $\pm$ 0,05
Масса ПЛП, кг, не более	0,16
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность при температуре 20 °С, % - атмосферное давление окружающей среды, кПа	от 15 до 25 от 30 до 80 от 86 до 106

Срок сохранения характеристик ПЛП не менее 15 месяцев в герметичной упаковке с момента его изготовления, в том числе 12 месяцев эксплуатации с даты вскрытия упаковки и установки ПЛП в измерительный преобразователь.

Знак утверждения типа

наносится методом компьютерной графики на лист этикетки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность ПЛП

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователи ленточные первичные ПЛП		1 шт.
Этикетка	ТЛИЯ.413342.003 ЭТ	1 экз.
Упаковка		1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе А2.840.000 РЭ «Преобразователи измерительные ДМК-21» «Руководство по эксплуатации», раздел 2.4 «Подготовка к работе».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям ленточным первичным ПЛП

Постановление Правительства РФ от 16 ноября 2020 г. N 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

ТЛИЯ.413342.001 ТУ «Преобразователи ленточные первичные ПЛП. Технические условия»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2315 Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах

Изготовитель

Акционерное общество «Специальное конструкторско-технологическое бюро по электрохимии с опытным заводом» (АО «СКТБЭ»)

ИНН 7717011584

Адрес: 129226, Москва, ул. Сельскохозяйственная, д.12

Телефон: (495) 662-71-16

Факс: (495) 656-78-90

E-mail: sktbe@intelhim.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Головной центр стандартизации, метрологии и сертификации в химическом комплексе «Центрохимсерт»

Адрес: 115230, г. Москва, Электролитный проезд, д. 1, корп. 4, ком. 208

Телефон: (499) 750-21-51

E-mail: chemsert@yandex.ru

Аттестат аккредитации АО «Центрохимсерт» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30081-12 от 09.02.2018 г.

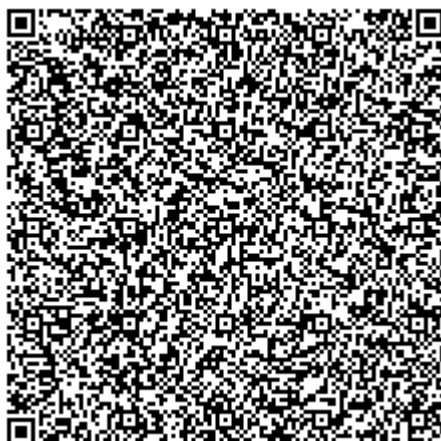


Рисунок 1 – Общий вид угломеров

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации	
	1-2	1-5
Диапазон измерений наружных углов, °	от 0 до 180	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плоских углов, '	±2	±5
Цена деления основной шкалы, °	1	
Значение отсчета по нониусу, '	2	5

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации	
	1-2	1-5
Допуски плоскостности и прямолинейности измерительных поверхностей, мкм	3	
Параметр шероховатости измерительных поверхностей <i>Ra</i> по ГОСТ 2789-73, мкм, не более	0,2	
Расстояние между кромкой нониуса и основанием, мм, не более	0,22	
Перекрытие штрихов шкалы шкалой нониуса, мм, не менее	0,5	
Длина видимой части коротких штрихов шкалы нониуса, мм, не менее	2	
Длина видимой части коротких штрихов шкалы основания, мм, не менее	3	
Расстояние между штрихами шкал нониуса и основания, мм, не менее	0,8	
Ширина штрихов шкал нониуса и основания, мм	от 0,08 до 0,20	
Разница отдельных штрихов по ширине для одной шкалы, мм, не более	0,03	
Габаритные размеры, мм, не более:		
- высота	18	
- длина	140	
- ширина	126	
Масса, кг, не более	0,2	
Условия эксплуатации:		
- температура окружающего воздуха, °С	от +15 до +25	
- относительная влажность воздуха, %, не более	80	
Средний срок службы, лет	8	
Примечание – Требования плоскостности и прямолинейности не распространяются на зону в 1 мм от краев, ограничивающих длину		

Знак утверждения типа

наносится на основание угломеров методом лазерной гравировки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Угломер с нониусом	1	1 шт.
Фугляр	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	УМ.000 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к угломерам с нониусом тип 1

Приказ Росстандарта от 26 ноября 2018 г. № 2482 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плоского угла»

ГОСТ 5378-88 Угломеры с нониусом. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Вятский Инструмент» (ООО «ВИНС»)
ИНН 9729293464

Адрес: 610042, г. Киров, ул. Народная, д. 28

Юридический адрес: 109147, Москва, ул. Талалихина, д. 6-8/2, стр. 3, кв. 62

Телефон (факс): (8332) 21-45-00, 21-45-04, 21-45-07, 21-45-11

Испытательный центр

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

Адрес: 644116, г. Омск, ул. 24 Северная, д. 117-А

Телефон (факс): (3812) 68-07-99; 68-04-07

Web-сайт: <http://csm.omsk.ru>

E-mail: info@ocsm.omsk.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311670



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №797

Регистрационный № 85009-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 248 цеха подготовки и перекачки нефти № 1 на базе массового расходомера «Micro Motion CMF 400» установки подготовки нефти «Покровская» АО «Оренбургнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 248 цеха подготовки и перекачки нефти № 1 на базе массового расходомера «Micro Motion CMF 400» установки подготовки нефти «Покровская» АО «Оренбургнефть» (далее по тексту – СИКНС) предназначена для автоматизированных измерений массы сырой нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти с применением массовых расходомеров. Выходные сигналы измерительного преобразователя массового расходомера поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу сырой нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКНС и эксплуатационными документами на ее компоненты.

СИКНС состоит из блока фильтров, технологического блока и системы сбора, обработки информации и управления. Технологический блок включает в себя: блок измерительных линий, блок измерений параметров нефти, блок подключения передвижной поверочной установки.

В составе СИКНС применены следующие средства измерений утвержденных типов:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под (далее – рег.) № 45115-10;
- преобразователи измерительные серии YTA модели YTA110, рег. № 25470-03;
- термопреобразователи сопротивления серии TR, рег. № 47279-11;
- преобразователи давления измерительные EJA, рег. № 14495-09;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, рег. № 15644-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, рег. № 14557-10; 14557-15;
- расходомер нефти ультразвуковой UFM 3030, рег. № 48218-11;
- комплексы измерительно-вычислительные ОКТОПУС-Л («ОСТОРUS-L»), рег. № 43239-09;
- установка трубопоршневая «Сапфир МН», рег. № 41976-09;
- автоматизированное рабочее место (далее по тексту - АРМ) оператора;
- показывающие средства измерений температуры и давления.

Вспомогательные устройства и технические средства:

- автоматические пробоотборники;
- ручной пробоотборник;
- фильтры с быстросъемными крышками;
- запорная и регулирующая арматура с устройствами контроля протечек.

Заводской номер СИКНС указан на фирменной табличке и в эксплуатационной документации. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКНС (ИВК, АРМ оператора) обеспечивает реализацию функций СИКНС. Метрологические характеристики СИКНС нормированы с учетом влияния ПО.

Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Уровень защиты ПО СИКНС «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ИВК	ПО АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	RateCalc
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.15	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	5ED0C426	B6D270DB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКНС, включая показатели точности и физико-химические свойства измеряемой среды, приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода*, т/ч	от 87,7 до 797,2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %:	±0,35
* - указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Диапазон избыточного давления, МПа	от 0,4 до 1,6
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5 до +38
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	от 830 до 890
Массовая доля воды, %, не более	2,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	1500
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³	от 0,5 до 5
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКНС	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение, В - частота, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации: - температура в технологическом блоке, °С - температура в помещении ИВК, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +5 до +50 от +1 до +50 до 95 % без конденсации влаги от 84 до 106,7
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа руководства по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНС приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой № 248 цеха подготовки и перекачки нефти № 1 на базе массового расходомера «Micro Motion CMF 400» установки подготовки нефти «Покровская» АО «Оренбургнефть», заводской № 248		1 шт.
Инструкция по эксплуатации		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 1120-2021 «ГСИ. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой № 248 АО «Оренбургнефть» (СИКНС № 248) (свидетельство об аттестации № RA.RU.310652-032/01-2021). Регистрационный номер в Федеральном реестре методик измерений ФР.1.29.2021.40568.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой № 248 цеха подготовки и перекачки нефти № 1 на базе массового расходомера «Micro Motion CMF 400» установки подготовки нефти «Покровская» АО «Оренбургнефть»

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «Томская электронная компания» (ООО НПП «Томская электронная компания»)

ИНН: 7704579740

Адрес: 634040, Россия, г. Томск, ул. Высоцкого, д. 33

Телефон: +7 (3822) 63-38-37; +7 (3822) 63-39-54

Факс: +7 (3822) 63-39-63

E-mail: npp@mail.npptec.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

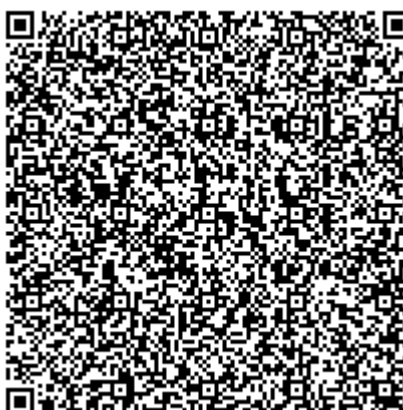
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц ВНИИР – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU 310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №797

Регистрационный № 85010-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы GT5000 Terra

Назначение средства измерений

Газоанализаторы GT5000 Terra (далее – газоанализаторы) предназначены для измерений объемной доли компонентов в газовых смесях.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов основан на методе ИК-Фурье спектроскопии. В интерферометре при движении одного из зеркал интерферометра происходит изменение разности хода между интерферирующими лучами широкополосного источника. Световой поток на выходе интерферометра (интерферограмма) представляет собой фурье-образ регистрируемого оптического спектра. При прохождении через измерительную кювету, заполненную анализируемым газом, молекулы измеряемых компонентов поглощают это излучение на определенных длинах волн. Сам спектр (в шкале волновых чисел) является результатом выполнения специальных математических расчетов над интерферограммой (обратное преобразование Фурье). Концентрации компонентов определяются в ходе математического анализа полученного спектра программным обеспечением (ПО) Calcmat, установленного на устройство с ОС Windows (планшетный ПК или ноутбук).

Газоанализаторы представляют собой автоматические портативные многоканальные приборы непрерывного действия.

Конструктивно газоанализаторы состоят из двухлучевого интерферометра, источника и приемника излучения, оптической системы, блока электроники и газовой кюветы с системой подачи пробы.

Способ отбора пробы принудительный. Проба поступает в анализатор через входящего в комплект пробоотборный зонд с трубкой при помощи встроенного насоса.

Нанесения знака поверки на газоанализатор не предусмотрено.

Общий вид газоанализаторов представлен на рисунке 1.

Серийные номера, состоящие из арабских цифр, наносятся типографским способом на маркировочную табличку в месте, указанном на рисунке 1.

Пломбирования газоанализатора не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов GT5000 Terra

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют автономное ПО Calcmeter, которое управляет процедурой измерения, отображает и обрабатывает результаты измерений, создает отчеты, экспортирует и хранит полученные данные.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	Calcmeter STD ¹⁾	Calcmeter PRO ²⁾	Calcmeter EASY ¹⁾	Calcmeter EXPERT ²⁾
Идентификационное наименование ПО				
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 14.133			
Цифровой идентификатор ПО	N/A			
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5			

¹⁾ – ПО, устанавливаемое на планшетный компьютер или ПК с ОС Windows. Базовый набор функций (запуск измерений, подсказки, выбор представления результата измерений, экспорт данных, отображение тренда, задание пороговых значений концентраций для оповещений);

²⁾ – ПО с пакетом дополнительных программных модулей. Помимо базовых функций, присущих версиям STD и EASY, открывает возможность качественной идентификации неизвестных соединений, возможности продвинутой настройки параметров анализа, настраиваемый формат представления результатов анализа. Дополнительный пакет содержится в составе версий STD и EASY, доступ к нему открывается с помощью ключа HASP. Ключ HASP предоставляется по запросу.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, %
Вода (H ₂ O)	от 0 до 3 %	±15
Диоксид углерода (CO ₂)	от 0 до 2000 млн ⁻¹	±15
	от 0 до 15000 млн ⁻¹	±15
	от 0 до 20 %	±15
Оксид углерода (CO)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
	от 0 до 200 млн ⁻¹	±15
Оксид азота (N ₂ O)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
	от 0 до 100 млн ⁻¹	±15
Оксид азота (NO)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
	от 0 до 200 млн ⁻¹	±15
Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
	от 0 до 100 млн ⁻¹	±15
Диоксид серы (SO ₂)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
	от 0 до 87 млн ⁻¹	±15
Хлористый водород (HCl)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
Фтористый водород (HF)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
Метан (CH ₄)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
Этан (C ₂ H ₆)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
Пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
Фенол (C ₆ H ₅ OH)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
Цианистый водород (HCN)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
Гексафторэтан (C ₂ F ₆)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
Толуол (C ₇ H ₈)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
	от 0 до 200 млн ⁻¹	±15
Этилбензол (C ₈ H ₁₀)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
Гексафторид серы (SF ₆)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
н-пентан (C ₅ H ₁₂)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
н-бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
н-гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
Стирол (C ₈ H ₈)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±30
Этилен (C ₂ H ₄)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
н-гептан (C ₇ H ₁₆)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
Ацетон (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
Дисульфид углерода (CS ₂)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
Тетрафторметан (CF ₄)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
Формальдегид (CH ₂ O)	от 0 до 50 млн ⁻¹	±15
1) – приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений.		

Таблица 3 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от влияния изменения температуры, окружающей и анализируемой сред в рабочих условиях эксплуатации на каждые 10 °С от температуры определения основной погрешности, в долях от предела допускаемой основной погрешности	$\pm 0,2$
Пределы допускаемого изменения выходного сигнала за 24 ч непрерывной работы, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	$\pm 0,2$

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: Блок питания - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц Литий-ионный аккумулятор - напряжение питания постоянного тока, В	от 115 до 230 50 $\pm$ 1 2,5
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	287×450×166
Масса ¹⁾ , кг, не более	9,4
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %,	от -5 до +40 от 5 до 95
- атмосферное давление, кПа Средний срок службы, лет Средняя наработка на отказ, ч	от 84 до 106 10 40000
¹⁾ с учетом массы аккумулятора	

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор GT5000 Terra	-	1 шт.
Ноутбук или планшет ¹⁾	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.
¹⁾ – поставляется к газоанализатору по отдельному заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 документа «Газоанализаторы GT5000 Terra. Руководство по эксплуатации»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газоанализаторам GT5000 Terra

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «31» декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия

Техническая документация фирмы-изготовителя «Gasmet Technologies Oy»

Изготовитель

Фирма «Gasmet Technologies Oy», Финляндия

Адрес: Mestarintie 6, 01730 Vantaa, Finland

Телефон: +358 9 7590 0400

Web-сайт: www.gasmet.com

E-mail: contact@gasmet.fi

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»

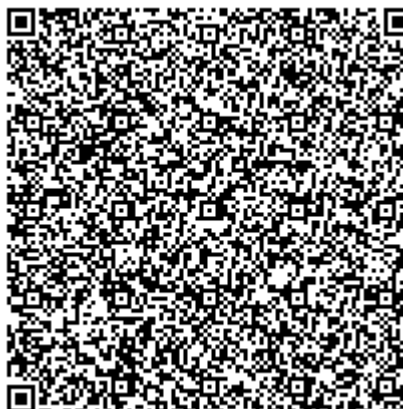
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

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

Телефон: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №797

Регистрационный № 85011-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на газопровод УПСВ «Екатериновская» АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

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

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

Конструктивно СИКГ состоит из одной измерительной линии (далее – ИЛ) и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). На ИЛ установлены измерительные компоненты, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКГ

Наименование измерительного компонента	Количество измерительных компонентов (место установки)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2	3
Датчик расхода газа ультразвуковой корреляционный «DUMETIC-1223»	1 (ИЛ)	37419-08
Датчик расхода газа «DUMETIC-1223M»	1 (ИЛ)	57997-14*
Датчик давления «Метран-150», мод. 150ТАЗ	1 (ИЛ)	32854-13
Датчик давления «Метран-150», мод. 150ТА	1 (ИЛ)	32854-09*
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-2700	1 (ИЛ)	38548-13, 38548-08*
Вычислитель УВП-280, мод. УВП-280А.01	1 (СОИ)	53503-13
Вычислитель УВП-280, мод. УВП-280А	1 (СОИ)	18379-07*
* - применяются в качестве резервных СИ		

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

Основные функции СИКГ:

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

Пломбирование СИКГ не предусмотрено.

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

Программное обеспечение

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

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

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

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКГ

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 9,1 до 2331,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	± 2,5

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Температура окружающего воздуха в месте установки измерительной линии, °С:	от - 35 до + 35
Температура окружающего воздуха в помещении в месте установки СОИ, °С:	от + 15 до + 30
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22 50±1
Средний срок службы, лет, не менее	10
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа -температура измеряемой среды, °С	свободный нефтяной газ от 0,07 до 0,35 от 0 до + 50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра СИКГ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКГ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКГ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на газопровод УПСВ «Екатериновская» АО «Самаранефтегаз», зав. № 85730	—	1 шт.
Технологическая инструкция СИКГ	П4-04 И-010 ЮЛ-035	1 экз.
Формуляр на СИКГ	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем свободного нефтяного газа. Методика измерений системой измерений количества и параметров свободного нефтяного газа в составе объекта «СИКГ на газопровод УПСВ «Екатериновская» АО «Самаранефтегаз»» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2021.41508).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на газопровод УПСВ «Екатериновская» АО «Самаранефтегаз»

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

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

ГОСТ Р 8.733-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

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

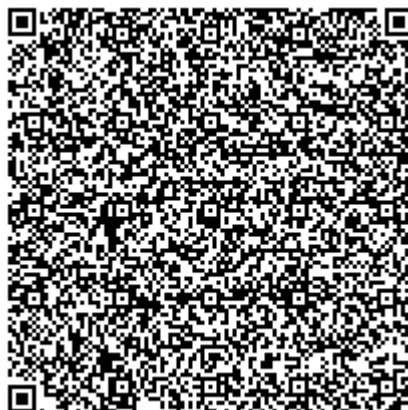
Испытательный центр

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

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

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №797

Регистрационный № 85012-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Зубовка (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

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

первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие 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 устройство сбора и передачи данных (УСПД) со встроенным устройством синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированное рабочее место персонала (АРМ) и каналобразующую аппаратуру.

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС» и подразделений Магистральных электрических сетей (МЭС) – филиалов ПАО «ФСК ЕЭС» со специализированным программным обеспечением (СПО), УССВ, АРМы, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронных счетчиков электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются как средние мгновенных значений на интервале усреднения 30 мин. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней мощности, вычисляется для интервалов 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 АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД, расположенное на объекте. 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», АО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ, ПАО «МРСК Юга», ООО «Одиннадцатый Ветропарк ФРВ», ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ» и прочим заинтересованным организациям посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Полученные данные и результаты измерений используются для оперативного управления энергопотреблением на ПС 220 кВ Зубовка ПАО «ФСК ЕЭС».

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ с помощью УССВ на основе приемника сигналов глобальных спутниковых систем позиционирования ГЛОНАСС/GPS. В состав ИВК входит УССВ на базе радиосервера точного времени РСТВ-01 (регистрационный № 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД с часами сервера сбора ИВК выполняется автоматически при расхождении более 1 с, интервал проверки не более 60 мин. При каждом сеансе связи происходит сравнение часов УСПД и счетчиков. Коррекция часов счетчиков происходит автоматически от УСПД при расхождении более 2 с. Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции и величины коррекции часов счетчика, УСПД и сервера отражаются в их журналах событий.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указан в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит специализированное ПО ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). ПО и конструкция счетчиков, УСПД и сервера сбора и БД после конфигурирования и настройки обеспечивают защиту от несанкционированного доступа и изменения его параметров. Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти счетчиков, УСПД и сервера, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и базы данных. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами СПО. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1:

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
1	2
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Наименования метрологически значимых программных модулей ПО	DataSet.exe; DataSet_USPD.exe

Специальными средствами защиты метрологически значимой части ПО и базы данных от преднамеренных изменений являются:

- средства обнаружения и фиксации событий, изменений, ошибок (журнал событий);
- средства управления доступом и правами пользователей (пароли);
- средства проверки целостности ПО (несанкционированная модификация метрологически значимой части ПО проверяется расчётом контрольной суммы для метрологически значимой части ПО и сравнением ее с действительным значением);
- средства защиты на физическом уровне (пломбирование и аппаратные ключи).

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» (по Р 50.2.077-2014).

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 4:

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД
1	Ячейка 1.3 КЛ 35 кВ Черноярская ВЭС - Zubovka	ТОЛ-НТЗ-35 КТ 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-35 КТ 0,5 Ктн 35000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17	Альфа А1800 КТ 0,5S/1 Рег. № 31857-20	«ЭКОМ-3000» рег. № 17049-19
2	Ячейка 1.7 КЛ 35 кВ Старицкая ВЭС - Zubovka	ТОЛ-НТЗ-35 КТ 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-35 КТ 0,5 Ктн 35000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17	Альфа А1800 КТ 0,5S/1 Рег. № 31857-20	
3	Ячейка 2.1 КЛ 35 кВ Излучная ВЭС - Zubovka	ТОЛ-НТЗ-35 КТ 0,5S Ктт 2000/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-35 КТ 0,5 Ктн 35000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17	Альфа А1800 КТ 0,5S/1 Рег. № 31857-20	
4	Ячейка 3.7 КЛ 35 кВ Холмская ВЭС - Zubovka	ТОЛ-НТЗ-35 КТ 0,5S Ктт 2000/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-35 КТ 0,5 Ктн 35000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17	Альфа А1800 КТ 0,5S/1 Рег. № 31857-20	

5	Ячейка 4.1 КЛ 35 кВ Манланская ВЭС - Zubovka	ТОЛ-НТЗ-35 КТ 0,5S Ктт 2000/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-35 КТ 0,5 Ктн 35000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 69604-17	Альфа А1800 КТ 0,5S/1 Рег. № 31857-20	
---	---	--	---	---	--

П р и м е ч а н и я:

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

2 Допускается замена УСПД на аналогичный утвержденного типа.

3 Допускается изменение наименований ИК.

4 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-Владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta_{\text{осн}}$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta_{\text{сумм}}$, %
1 – 5 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; счетчик 0,5S/1)	активная реактивная	1,0 3,0	3,8 5,8

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с $\pm 5,0$

П р и м е ч а н и я:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений 30-минутных приращений электроэнергии.

2 В качестве показателей точности указаны границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана при $\cos\varphi=0,8$ инд ($\sin\varphi=0,6$), $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и колебаниях температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в процессе выполнения измерений от 0 до плюс 60 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	5
Нормальные условия: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,8 до 50,2 0,9 от +21 до +25 0,05
Рабочие условия эксплуатации: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды, °С, в месте расположения: - ТТ и ТН - счетчиков - УСПД - УССВ - сервера - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от 49,6 до 50,4 от -25 до +50 от -40 до +65 от -30 до +50 от -40 до +60 от +18 до +24 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для электросчетчиков Альфа А1800 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для УСПД «ЭКОМ-3000» - 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	120000 72 350000 1 55000 1 35000 1
Глубина хранения информации счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 30 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания (ИБП) и устройства АВР, счетчиков с помощью дополнительного питания; резервирование каналов связи от ИИК к ИВКЭ (резервный канал связи интерфейса RS-485); резервирование каналов связи от ИВКЭ к ИВК (резервный канал связи – коммутируемое соединение Ethernet); резервирование информации с помощью наличия резервных баз данных, перезагрузки и средств контроля зависания. Информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте, по резервным каналам связи (сотовая связь);

- мониторинг состояния АИИС КУЭ с помощью удаленного доступа (возможность съема информации со счетчика автономным способом и визуальный контроль информации на счетчике);

- наличие ЗИП, эксплуатационной документации.

Защищенность применяемых компонентов: пломбирование электросчетчиков, промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения, испытательных коробок счетчиков, УСПД, УССВ и сервера БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.
Измерительные трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-35	15
Измерительные трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-35	12
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	5
Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	«ЭКОМ-3000»	1
УССВ	РСТВ - 01	2
Программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	2
Паспорт-формуляр АИИС КУЭ	КЭР.411711.943.ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Зубовка», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

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

E-mail: info@fsk-ees.ru

Web-сайт: [http:// www.fsk-ees.ru](http://www.fsk-ees.ru)

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Комплексные энергетические решения» (ООО «Комплексные энергетические решения»)

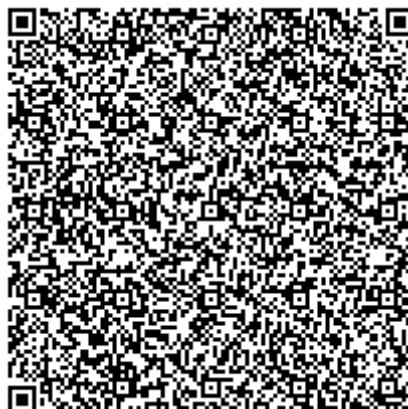
Юридический адрес: 129164, г. Москва, Зубарев переулок, д.15, корп. 1, пом. I, комн. 9

Телефон (факс): +7 (495) 926-63-14

Web-сайт: <https://energy-solution.ru>

E-mail: info@energy-solution.ru

Регистрационный номер ООО «Комплексные энергетические решения» в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации RA.RU.312835 от 29.11.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №797

Регистрационный № 85013-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерительные узлов налива нефтепродуктов АСН-К-0п

Назначение средства измерений

Системы измерительные узлов налива нефтепродуктов АСН-К-0п (далее - Системы) предназначены для автоматизированных измерений массы и объема нефтепродуктов в рабочих условиях при наливе (сливе) в (из) транспортировочные (ой) емкости, при перемещениях нефтепродукта между резервуарами.

Описание средства измерений

Принцип действия Систем основан на динамическом методе измерений в потоке количества нефтепродуктов с применением расходомера. Перекачка нефтепродукта осуществляется из резервуара с помощью электронасосного агрегата. Затем нефтепродукт через индикатор предельного давления, фильтр жидкости с автоматическим воздухоотводчиком и манометрами, расходомер, двухпроходный электромагнитный клапан, устройство налива поступает в транспортировочные емкости. Возможно осуществлять перекачку (слив) нефтепродукта из транспортировочной емкости через Систему в резервуар, а также перемещать нефтепродукт между резервуарами.

Управление работой Системы осуществляется с помощью программного обеспечения «Топаз-Нефтебаза», установленного на персональном компьютере, или/либо пультом дистанционного управления «Топаз -103М1». Программное обеспечение «Топаз-Нефтебаза» осуществляет:

- отпуск нефтепродуктов по заданной дозе объем (масса);
- учет отпущенного и принятого количества нефтепродукта по каждой Системе;
- индикацию измерительной и технологической информации;
- протоколирование работы Систем и действий оператора.

Пульт дистанционного управления «Топаз -103М1» обеспечивает:

- формирование и выдачу управляющих и аварийных сигналов;
- отпуск нефтепродуктов по заданной дозе объем (масса);
- индикацию измерительной и технологической информации.

Системы в зависимости от комплектации различными агрегатами и узлами, диапазонов измерений и пределов допускаемых относительных погрешностей измерений имеют 5 модификаций: АСН-К-01, АСН-К-02, АСН-К-03, АСН-К-04, АСН-К-05.

В состав Систем в зависимости от модификации входят следующие основные блоки, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав Систем.

	АСН- К-01	АСН- К-02	АСН- К-03	АСН- К-04	АСН- К-05
электронасосный агрегат	-	+	+	+	+
фильтр жидкости с автоматическим воздухоотводчиком	+	+	+	+	+
расходомер массовый Promass (модификации Promass F 300), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 68358-17 или расходомер-счетчик массовый OPTIMASS x400, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 53804-13 (далее СРМ)	+	+	-	-	+
счетчики жидкости СЖ, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 59916-15	+	-	+	+	+
устройство заземления УЗА	+	+	+	+	+
пост управления кнопочный	+	+	+	+	+
коробки (оболочки) взрывозащищённые коммутационные	+	+	+	+	+
пульт дистанционного управления типа «Топаз-103М1»	+	+	+	+	+
монтажная рама с защитным поддоном и облицовкой	+	+	+	+	+
устройство приема и обработки сигналов «Топаз-273Е» или устройство отсчётное «Топаз-106К1Е»	+	+	+	+	+
терминал защиты и управления VM-11 (VM-12)	+	+	+	+	+
индикатор предельного давления	+	+	+	+	+
газосигнализатор	+	+	+	-	+
два манометра для контроля загрязнения фильтра нефтепродуктов и рабочего давления в системе	+	+	+	+	+
двух/одно-проходной электромагнитный клапан	+	+	+	+	+

Общий вид Систем представлен на рисунке 1.

Заводской номер Систем наносится на маркировочную табличку методом лазерной гравировки. В модификациях АСН-К-01, АСН-К-02, АСН-К-03 маркировочная табличка крепится на боковую стенку терминала защиты и управления VM-11 (VM-12), в модификации АСН-К-04 на монтажную раму, в модификации АСН-К-05 на облицовочную панель монтажной рамы. Место крепления маркировочной таблички с заводским номером в зависимости от модификации Систем отмечено на рисунке 1 стрелкой.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа и обозначение места нанесения знака поверки представлена на рисунках 2, 3 и 4. Знак поверки на расходомер массовый Promass (модификации Promass F 300) наносится давлением на пломбу или специальную мастику, установленную на шлице двух винтов электронного блока расходомера массового Promass (рисунок 2). Знак поверки на счетчик жидкости СЖ в зависимости от конструкции наносится давлением на пломбу или специальную мастику, установленную на шлицы винтов или давлением на пломбу, установленную на контрольную проволоку в соответствии с рисунком 3. Нанесение знака поверки на счетчики жидкости СЖ с турбинным первичным измерительным преобразователем (ППТ) и на расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400 не предусмотрено. Знак поверки на устройство приема и обработки сигналов «Топаз-273Е» и устройство отсчётное «Топаз-106К1Е» методом давления наносится на пломбу, установленную на контрольную проволоку, пропущенную через отверстия, в соответствии с информацией, изображенной на рисунке 4.



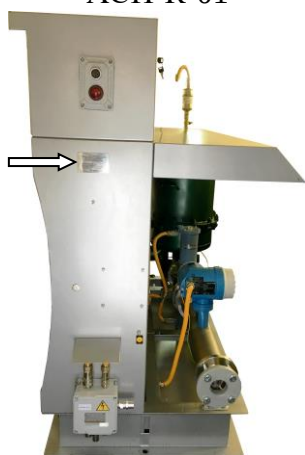
ACH-K-01



ACH-K-01



ACH-K-02



ACH-K-02



ACH-K-03



ACH-K-03



ACH-K-04



ACH-K-04



ACH-K-05

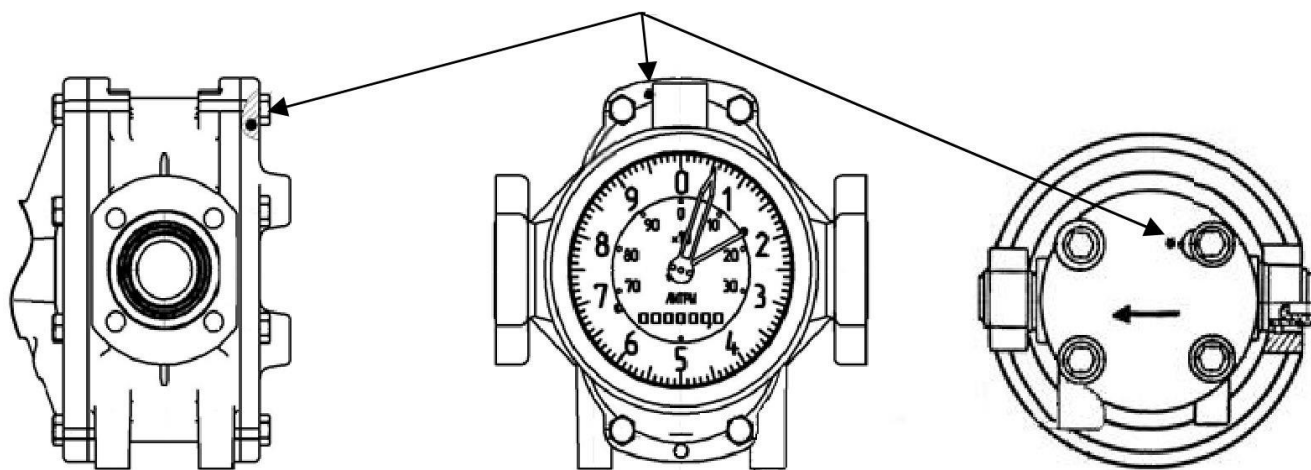


АСН-K-05

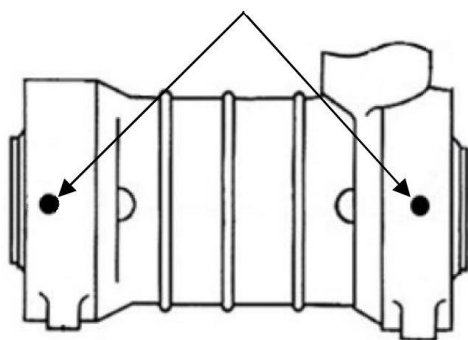
Рисунок 1 – Общий вид Систем. Стрелкой отмечено место крепления маркировочной таблички



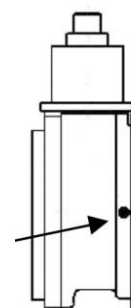
Рисунок 2 – Место и способы ограничения доступа к местам настройки и регулировки расходомера массового Promass



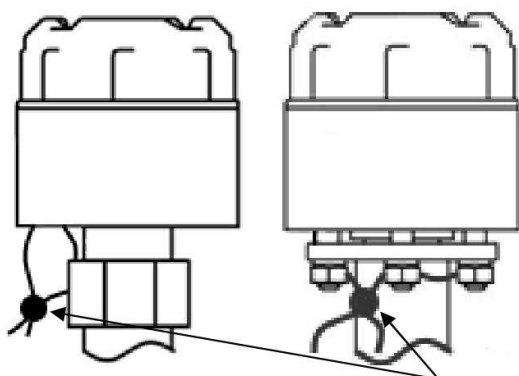
а) Схема пломбировки счетчика жидкости СЖ с овальными шестернями (СЖ-ППО)



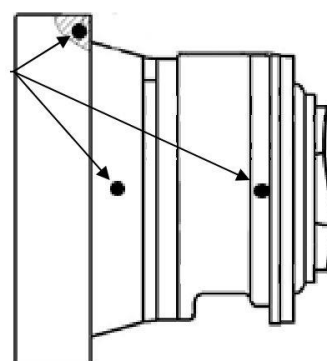
б) Схема пломбировки счетчика жидкости СЖ с винтовыми роторами (СЖ-ППВ)



в) Схема пломбировки вторичного прибора счетчика жидкости СЖ устройства съема сигнала (УСС)



г) Схема пломбировки вторичного прибора счетчика жидкости СЖ с датчиком индукционным (ДИ-О-5)

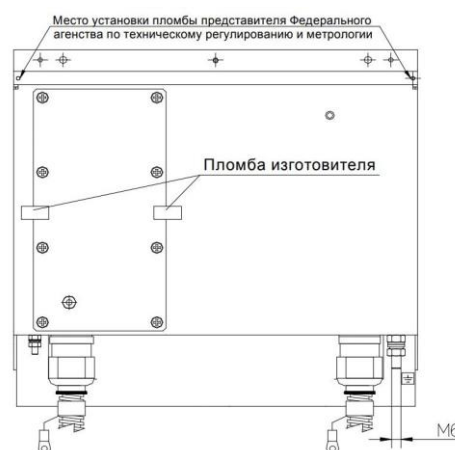


д) Схема пломбировки вторичного прибора счетчика жидкости СЖ устройства съема сигнала с механическим отсчетным устройством (СУ+УСС)

Рисунок 3 – Места и способы ограничения доступа к местам настройки и регулировки счетчика жидкости СЖ в зависимости от конструкции. Место нанесения знака поверки указано стрелкой



а) устройства приема и обработки сигналов «Топаз-273Е»



б) устройство отсчётное «Топаз-106К1Е»

Рисунок 4 – Место и способ ограничения доступа к местам настройки и регулировки

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) Систем является встроенным в устройство отсчётное «Топаз-106К1Е» или устройство приема и обработки сигналов «Топаз-273Е». Метрологические характеристики Систем нормированы с учетом влияния ПО.

Идентификационные данные ПО Систем приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ОУ «Топаз-106К1Е»	УПОС «Топаз-273Е»
Идентификационное наименование ПО	Топаз	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 561	не ниже 1912
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	5BA9	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-16	

Уровень защиты ПО и измерительной информации Систем соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики Систем и параметры измеряемой среды приведены в таблицах 3, 4 и 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики				
Наименование модификации Систем	АСН-К-01	АСН-К-02	АСН-К-03	АСН-К-04	АСН-К-05
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %, по объёму,	±0,15				
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %, по массе,	±0,25*	±0,25	-	-	±0,25*
Диапазон объемного (массового) расхода, м³/час (т/ч)	от 3,5 до 120 (от 3,5 до 184,62*)				
*В случае комплектации Систем преобразователями массового расхода.					

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1, 2*	ИК объема	АСН-К-01, АСН-К-05	счетчики жидкости СЖ, СРМ*	СОИ	от 3,5 до 120 м³/ч	±0,15 %
	ИК массы*		СРМ*		от 3,5 до 184,62 т/ч*	±0,25 %*
2	ИК объема	АСН-К-02	СРМ	СОИ	от 3,5 до 120 м³/ч	±0,15 %
	ИК массы				от 3,5 до 184,62 т/ч	±0,25 %
1	ИК объема	АСН-К-03 АСН-К-04	счетчики жидкости СЖ	СОИ	от 3,5 до 120 м³/ч	±0,15 %

*В случае комплектации Систем преобразователями массового расхода.

Таблица 5 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Минимальный объём (масса) продукта, л (кг)	2000 (1000)
Число разрядов индикатора, л (т)	99999
Дискретность задания дозы выдаваемого продукта, л (кг)	1 (1)
Рабочие условия эксплуатации: Максимальное давление продукта, МПа Диапазон измерений плотности продукта, кг/м ³ Диапазон вязкости продукта, см ² /с (сСт) Диапазон измерений температуры продукта, °С Температура окружающей среды для систем налива (без ПДУ), °С Температура окружающей среды для пульта ДУ, °С Потребляемая мощность, кВт, не более Напряжение питания от сети переменного тока, В, трёхфазного (однофазного)	1,6 от 650 до 1100 от 0,55 до 100 от -40 до +50 от -40 до +40 от +10 до +50 16 380±5% (220±5%)
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку Систем методом лазерной гравировки.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность Систем

Наименование	Обозначение	Количество
Системы измерительные узлов налива нефтепродуктов АСН-К-0п	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации совмещенное с паспортом. Системы измерительные узлов налива нефтепродуктов АСН-К-0п		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах 4 и 5 документа «Руководство по эксплуатации совмещенное с паспортом. Системы измерительные узлов налива нефтепродуктов АСН-К-0п».

Нормативные документы, устанавливающие требования к Системам измерительным узлов налива нефтепродуктов АСН-К-0п

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

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

ТУ 26.51.63 – 001 - 17999640 – 2019. Системы измерительные узлов налива нефтепродуктов АСН-К-0п. Технические условия.

Изготовитель

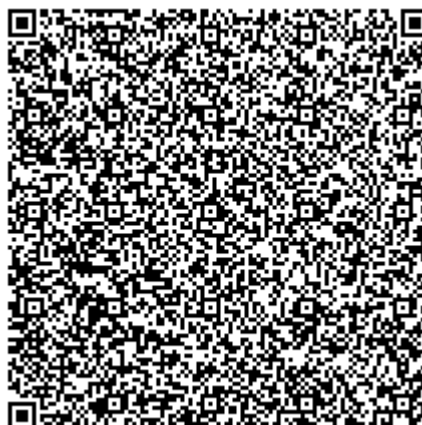
Общество с ограниченной ответственностью «Нью-Дос» (ООО «Нью-Дос»)
ИНН 773 621 658 7
Адрес: 142300, Московская область, г. Чехов, ул. Воротынского 10, стр.2.
Юридический адрес: 111555, г. Москва, ул. Сталеваров д.8/22 к.4 кв. 562.
Телефон +7 (495) 232-41-04.
Факс +7 (495) 232-41-04
Web-сайт: <http://newdos.ru/>
E-mail: newdos@list.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»
Юридический адрес: 190005, Россия, г. Санкт-Петербург, проспект Московский, д. 19
Телефон: (843) 272-70-62
Факс: (843) 272-00-32
E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310592



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы сигналов и спектра СК4-МАХ6

Назначение средства измерений

Анализаторы сигналов и спектра СК4-МАХ6 (далее – анализаторы) предназначены для исследования и визуального наблюдения составляющих спектра (частоты и уровня) периодически повторяющихся сигналов, а также измерения их характеристик в диапазоне частот от 1 Гц до 40 (26,5) ГГц.

Описание средства измерений

По принципу действия анализаторы СК4-МАХ6 являются анализаторами спектра последовательно-параллельного типа. Анализаторы представляют собой автоматически перестраиваемые супергетеродинные приемники, которые производят предварительную фильтрацию и усиление входного радиосигнала, его перенос на промежуточную частоту (далее – ПЧ), фильтрацию на ПЧ, детектирование, аналого-цифровое преобразование, цифровую сигнальную обработку и последующее отображение амплитуд спектральных компонент в зависимости от частоты в виде спектрограмм на экране с одиночной/многократной развёрткой, а также, в зависимости от установленной опции, вычисление и отображение характеристик радиосигналов с различными типами модуляции. В низкочастотной области предусмотрена непосредственная подача сигнала на аналогово-цифровой преобразователь. В высокочастотной области подавление зеркального канала приема осуществляется с помощью фильтров преселектора с возможностью их отключения для анализа сверхширокополосных сигналов. В составе анализаторов имеются фильтры ПЧ для проведения измерений по электромагнитной совместимости.

Конструктивно анализаторы выполнены в виде переносного моноблока в металлическом корпусе, предназначенном для установки в стойку по ГОСТ 28601.2-90 и имеют модульную высоту 6U согласно ГОСТ 28601.1-90. На передней панели анализаторов расположены коаксиальные соединители входных и выходных СВЧ-разъемов, органы управления и жидкокристаллический цветной сенсорный дисплей. На задней стороне расположены коаксиальные соединители входа и выхода сигналов опорных частот, входов и выходов синхронизации, выходов сигналов ПЧ, разъемы цифровых интерфейсов.

Управление операциями меню, а также задание рабочих параметров анализаторов производится с помощью клавиатуры передней панели и/или сенсорного ввода; результаты измерений выводятся на один или несколько экранов дисплея в графической и цифровой формах. Для работы в составе автоматизированных систем анализаторы обеспечивают подключение по интерфейсу LAN с использованием SCPI-команд стандарта IEEE/IEC 60488-2.

Анализаторы имеют два исполнения, отличающиеся диапазонами рабочих частот:

- исполнение ПТРВ.411168.001 от 1 Гц до 40 ГГц;
- исполнение ПТРВ.411168.001-01 от 1 Гц до 26,5 ГГц.

Далее по тексту при указании диапазона частот запись вне скобок обозначает частотный диапазон для исполнения ПТРВ.411168.001, запись в скобках – для исполнения ПТРВ.411168.001-01.

Функциональные возможности анализаторов определены составом опций, приведенных в таблице 1.

Таблица 1 – Описание опций анализаторов

Код опции	Тип опции	Функциональное назначение
LNA	аппаратно-программная	Встроенный отключаемый предусилитель для улучшения чувствительности анализаторов
ACC	аппаратно-программная	Встроенный отключаемый разделительный конденсатор на входе анализаторов, позволяющий защитить их входные цепи от постоянного напряжения
YIGNB	аппаратно-программная	Узкополосный ЖИГ-фильтр в составе преселектора анализаторов
YIGWB	аппаратно-программная	Широкополосный ЖИГ-фильтр в составе преселектора анализаторов
AT2	аппаратно-программная	Входной электронный аттенуатор с шагом ослабления 2 дБ
IF2RP	аппаратно-программная	Выход сигнала промежуточной частоты ПЧ2 на заднюю панель
IF3RP	аппаратно-программная	Выход сигнала промежуточной частоты ПЧ3 на заднюю панель
LOGVRP	аппаратно-программная	Выход сигнала огибающей логарифмического детектора ПЧ3 на заднюю панель
B10	аппаратно-программная	Максимальная ширина полосы анализа сигналов в режиме реального времени 10 МГц
B25	аппаратно-программная	Максимальная ширина полосы анализа сигналов в режиме реального времени 25 МГц
B40	аппаратно-программная	Максимальная ширина полосы анализа сигналов в режиме реального времени 40 МГц
B85	аппаратно-программная	Максимальная ширина полосы анализа сигналов в режиме реального времени 85 МГц
B160	аппаратно-программная	Максимальная ширина полосы анализа сигналов в режиме реального времени 160 МГц
B320	аппаратно-программная	Максимальная ширина полосы анализа сигналов в режиме реального времени 320 МГц
B510	аппаратно-программная	Максимальная ширина полосы анализа сигналов в режиме реального времени 510 МГц
B1200	аппаратно-программная	Максимальная ширина полосы анализа сигналов в режиме реального времени 1200 МГц
S11	аппаратно-программная	Опция измерения модуля коэффициента отражения устройств
S21	аппаратно-программная	Опция измерения модуля коэффициента передачи устройств
NF	аппаратно-программная	Опция измерения модуля коэффициента шума устройств
P1	аппаратно-программная	Опция измерения нелинейных параметров устройств

Продолжение таблицы 1

Код опции	Тип опции	Функциональное назначение
DPLX	аппаратно-программная	Встроенный диплексер для возможности работы с внешними смесителями
EMI	аппаратно-программная	Опция измерительного приемника для оценки ЭМС
630D	аппаратно-программная	Модуль управления на базе процессора Intel® Core™ i7-5700EQ, 8 Гб оперативной памяти
830D	аппаратно-программная	Модуль управления на базе процессора Intel® Core™ i7-5850EQ, 8 Гб оперативной памяти
440D	аппаратно-программная	Модуль управления на базе процессора Intel® Xeon® Processor E3-1505L v6, 16 Гб оперативной памяти
636D	аппаратно-программная	Модуль управления на базе процессора Intel® Xeon® Processor E3-1505M v6, 8 Гб оперативной памяти
640D	аппаратно-программная	Модуль управления на базе процессора Intel® Xeon® Processor E3-1505M v6, 16 Гб оперативной памяти
CPC522-01	аппаратно-программная	Модуль управления на базе процессора Intel® Xeon® E-2276ML, 16 Гб оперативной памяти
CPC522-02	аппаратно-программная	Модуль управления на базе процессора Intel® Core™ i3-9100HL, 16 Гб оперативной памяти
SSD256	аппаратно-программная	Извлекаемый твердотельный накопитель для записи отсчетов измеряемых сигналов емкостью 256 Гб
SSD512	аппаратно-программная	Извлекаемый твердотельный накопитель для записи отсчетов измеряемых сигналов емкостью 512 Гб
SSD1	аппаратно-программная	Извлекаемый твердотельный накопитель для записи отсчетов измеряемых сигналов емкостью 1 Тб
SSD2	аппаратно-программная	Извлекаемый твердотельный накопитель для записи отсчетов измеряемых сигналов емкостью 2 Тб
STRM	аппаратно-программная	Возможность передачи отсчетов измеряемых сигналов по оптическому каналу для записи на внешнее хранилище данных
PN	программная	Опция измерения спектральной плотности мощности фазового шума источников сигнала
ADEM	программная	Опция демодуляции сигналов с аналоговыми видами модуляции
DDEM	программная	Опция демодуляции сигналов с цифровыми видами модуляции
PULSE	программная	Опция измерения параметров импульсных сигналов
RTSA	программная	Опция для работы в режиме реального времени
П р и м е ч а н и я 1 Опции B10, B25, B40, B85, B160, B320, B510 и B1200 являются взаимоисключающими, выбор любой из них является необходимым. 2 Опции 630D, 830D, 440D, 440D, 636D, 640D, CPC522-01 и CPC522-02 являются взаимоисключающими, выбор любой из них является необходимым. 3 Опции SSD256, SSD512, SSD1 и SSD2 являются взаимоисключающими.		

Общий вид анализаторов приведен на рисунке 1. Вид передней панели анализаторов приведен на рисунке 2. Схема пломбировки анализаторов приведена на рисунке 3.



Рисунок 1 – Общий вид анализатора

Место для нанесения знака об утверждении типа средства измерений



Рисунок 2 – Вид передней панели анализатора

Место для нанесения шильдика с серийным номером

Место для нанесения знака поверки



Места пломбирования от несанкционированного доступа

Рисунок 3 – Схема пломбировки анализатора

Программное обеспечение

Анализаторы работают под управлением встроенного персонального компьютера, на котором развёрнуто встроенное программное обеспечение (далее – ПО) СК4-MAX6, которое управляет аппаратной частью, обрабатывает измерительную информацию, обрабатывает поступающие SCPI-команды и выдает результат их исполнения, обеспечивает отображение результатов измерений и их запись в энергонезависимую память. Метрологически значимая часть ПО анализаторов представляет собой часть встроенного ПО СК4-MAX6. Недокументированные возможности ПО отсутствуют, все функции полностью описаны в руководстве оператора ПТРВ.00088-01 34 01. Метрологические характеристики анализаторов нормированы с учетом влияния ПО. Влияние ПО не приводит к выходу метрологических характеристик анализаторов за пределы допускаемых значений.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	PhaseB
Идентификационное наименование ПО	ПТРВ.00088-01 Встроенное программное обеспечение СК4-MAX6
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.115.8
Цифровой индикатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	индивидуален для каждого анализатора
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	Стрибог ГОСТ 34.11-2018

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих частот: – для исполнения ПТРВ.411168.001 – для исполнения ПТРВ.411168.001-01	от 1 Гц до 40 ГГц от 1 Гц до 26,5 ГГц
Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения частоты опорного генератора ($\delta_{REF Out}$)	$\pm 2,0 \cdot 10^{-8}$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты входного синусоидального сигнала, Гц	$\pm (\delta_{REF Out} \cdot f_c + 1 \cdot 10^{-3} \cdot \text{ПО} + 5 \cdot 10^{-2} \cdot \text{ППРФ} + 1 \text{ Гц} + 0,5 \cdot \text{ПО} / (KT-1))$ ¹⁾
Средний отображаемый уровень собственных шумов в полосе 1 Гц, выключенном предусилителе, выключенном обходе преселектора на частотах, дБ (отн. 1 мВт), не более: – от 100 Гц до 9 кГц – от 9 кГц до 100 кГц – от 100 кГц до 30 МГц – от 30 МГц до 1 ГГц – от 1 ГГц до 3,6 ГГц – от 3,6 до 8,4 ГГц – от 8,4 до 13,6 ГГц – от 13,6 до 26,5 ГГц – от 26,5 до 40 ГГц (для исполнения ПТРВ.411168.001)	-141 -143 -151 -149 -146 -150 -146 -143 -124
Средний отображаемый уровень собственных шумов в полосе 1 Гц, выключенном предусилителе, включенном обходе преселектора на частотах, дБ (отн. 1 мВт), не более: – от 100 Гц до 9 кГц – от 9 кГц до 100 кГц – от 100 кГц до 30 МГц – от 30 МГц до 1 ГГц – от 1 ГГц до 3,6 ГГц – от 3,6 до 8,4 ГГц – от 8,4 до 13,6 ГГц – от 13,6 до 26,5 ГГц – от 26,5 до 40 ГГц (для исполнения ПТРВ.411168.001)	не нормируется не нормируется не нормируется -152 -155 -156 -153 -147 -139

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Средний отображаемый уровень собственных шумов в полосе 1 Гц, включенном предусилителе, выключенном обходе преселектора на частотах, дБ (отн. 1 мВт), не более: – от 100 Гц до 9 кГц – от 9 кГц до 100 кГц – от 100 кГц до 30 МГц – от 30 МГц до 1 ГГц – от 1 ГГц до 3,6 ГГц – от 3,6 до 8,4 ГГц – от 8,4 до 13,6 ГГц – от 13,6 до 26,5 ГГц – от 26,5 до 40 ГГц (для исполнения ПТРВ.411168.001)	не нормируется -150 -140 -168 -168 -168 -168 -164 -152
Средний отображаемый уровень собственных шумов в полосе 1 Гц, включенном предусилителе, включенном обходе преселектора на частотах, дБ (отн. 1 мВт), не более: – от 100 Гц до 9 кГц – от 9 кГц до 100 кГц – от 100 кГц до 30 МГц – от 30 МГц до 1 ГГц – от 1 ГГц до 3,6 ГГц – от 3,6 до 8,4 ГГц – от 8,4 до 13,6 ГГц – от 13,6 до 26,5 ГГц – от 26,5 до 40 ГГц (для исполнения ПТРВ.411168.001)	не нормируется не нормируется не нормируется -165 -168 -167 -168 -160 -150
Пределы допускаемой погрешности установки номинальных значений полос пропускания по уровню минус 3 дБ, не более	5 % для полос пропускания от 1 Гц до 10 МГц
Максимальный уровень измеряемой мощности, дБ (отн. 1 мВт)	30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения уровней мощности синусоидального сигнала в диапазоне частот от 100 МГц до 10 ГГц в диапазоне мощностей от минус 80 до плюс 20 дБ (отн. 1 мВт) в диапазоне температур эксплуатации от плюс 15 до плюс 25 °С, дБ, не более	±1

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой погрешности измерений мощности при ослаблении входного аттенюатора 10 дБ, в диапазоне мощностей входного сигнала от минус 70 до плюс 5 дБ (отн. 1 мВт), в диапазоне температур эксплуатации от плюс 15 до плюс 25 °С, дБ: – на опорной частоте 50 МГц – в частотном диапазоне от 100 Гц до 40 (26,5) ГГц – в частотном диапазоне от 30 МГц до 40 (26,5) ГГц с включенным предусилителем (при наличии опции LNA) в диапазоне мощностей от минус 70 до минус 20 дБ (отн. 1 мВт)	$\pm(0,27+0,03)$ $\pm(0,3 + \text{неравномерность АЧХ})$ $\pm(0,4 + \text{неравномерность АЧХ})$
Пределы допускаемой погрешности измерений мощности на опорной частоте 50 МГц при выключенном предусилителе (при наличии опции LNA) в диапазоне температур эксплуатации от плюс 15 до плюс 25 °С, при изменении ослабления входного аттенюатора, дБ: – от 0 до 20 дБ – от 25 до 65 дБ	$\pm 0,14$ $\pm 0,2$
Неравномерность АЧХ относительно опорной частоты 50 МГц при ослаблении входного аттенюатора 10 дБ, выключенном/включенном предусилителе (при наличии опции LNA) в диапазоне температур эксплуатации от плюс 15 до плюс 25 °С на частотах, дБ, не более: – от 100 Гц до 30 МГц (при выключенном предусилителе и в полосе пропускания 1 кГц) – от 30 МГц до 3,6 ГГц – от 3,6 до 8,4 ГГц – от 8,4 до 10 ГГц – от 10 до 26,5 ГГц – от 26,5 до 40 ГГц	$\pm 0,5$ $\pm 0,4$ $\pm 0,5$ $\pm 0,5$ $\pm 1,5$ $\pm 2,5$
Относительная спектральная плотность мощности фазовых шумов для частоты несущей 100 МГц при отстройке 1 кГц, дБн/Гц²), не более	-121
Относительная спектральная плотность мощности фазовых шумов для частоты несущей 1 ГГц при отстройке от несущей, дБн/Гц, не более: – 1 кГц – 10 кГц – 100 кГц – 1 МГц – 10 МГц	-116 -124 -125 -125 -130

Окончание таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Относительный уровень помех, обусловленный интермодуляционными искажениями третьего порядка, при ослаблении входного аттенюатора 10 дБ, выключенном предусилителе (при наличии опции LNA) и выключенном обходе преселектора (уровень двухтонального сигнала минус 25 дБ (отн. 1 мВт), разность частот 1 МГц), дБн ³⁾ , не более	-83
Уровень подавления каналов приёма комбинационных частот и прочих паразитных каналов при выключенном обходе преселектора на частотах, дБ, не менее:	
– от 9 кГц до 100 МГц	85
– от 100 МГц до 3,6 ГГц	87
– от 3,6 до 8,4 ГГц	75
– от 8,4 до 26,5 ГГц	70
– от 26,5 до 40 ГГц	63
КСВН входа при ослаблении входного аттенюатора 10 дБ и выключенном предусилителе (при наличии опции LNA), не более:	
– на частотах до 13,6 ГГц	1,5
– на частотах свыше 13,6 ГГц	1,8
¹⁾ Где $\delta_{REF Out}$ – относительная погрешность частоты опорного генератора; f_c – частота измеряемого сигнала (Гц); ПО – ширина полосы обзора (Гц); ППРФ – текущее значение ширины полосы пропускания разрешающего фильтра полосы пропускания (Гц); КТ – число точек отображения. ²⁾ Где дБн/Гц – децибел по отношению к мощности несущей в полосе 1 Гц. ³⁾ Где дБн – децибел по отношению к мощности несущей.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время установления рабочего режима, ч, не более	0,5
Продолжительность непрерывной работы, ч, не менее	16
Габаритные размеры, мм:	
– длина	670
– ширина	475
– высота	285
Масса, кг	42 ± 0,5
Номинальное напряжение электропитания от сети переменного тока частотой 50 Гц, удовлетворяющего нормам качества, установленным ГОСТ 32144, В	220
Потребляемая мощность, В·А, не более	700
Условия эксплуатации по ГОСТ 22261-94	группа 3
Рабочие условия эксплуатации:	
– температура окружающего воздуха, °С	от +5 до +50
– относительная влажность воздуха при температуре 25 °С, %, не более	90
– атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от 60 до 106,7 (от 450 до 800)
Наработка на отказ, ч, не менее	25000

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации ПТРВ.411168.001 РЭ в правом верхнем углу и на переднюю панель анализатора в левом верхнем углу методом наклейки в соответствии с рисунком 2.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование изделия	Обозначение изделия	Количество
Анализатор сигналов и спектра СК4-МАХ6 в составе:	ПТРВ.411168.001 (-01)	1 шт.
Анализатор сигналов и спектра	ПТРВ.411168.002 (-01)	1 шт.
Встроенное программное обеспечение СК4-МАХ6	ПТРВ.00088-01	1 шт.
Комплект предохранителей	ПТРВ.305659.001	1 комплект
Комплект ключей	ПТРВ.305659.002	1 комплект
Комплект переходов коаксиальных	ПТРВ.305659.003	1 комплект
Комплект кабелей и жгутов	ПТРВ.411919.001	1 комплект
Упаковка ¹⁾	ПТРВ.321341.001	1 шт.
Комплект эксплуатационных документов согласно ведомости	ПТРВ.411168.001 ВЭ	1 комплект
¹⁾ Возможна замена на упаковку ПТРВ.321429.001.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены разделе 2 «Использование по назначению» документа ПТРВ.411168.001 РЭ «Анализатор сигналов и спектра СК4-МАХ6. Руководство по эксплуатации» и в разделе 4 «Выполнение программы» документа ПТРВ.00088-01 34 01 «Встроенное программное обеспечение СК4-МАХ6. Руководство оператора».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам сигналов и спектра СК4- МАХ6

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

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 г. № 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 29.12.2018 г. № 2839 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 37,5 до 78,33 ГГц»

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

ПТРВ.411168.001 ТУ Анализатор сигналов и спектра СК4-МАХ6. Технические условия

Изготовитель

Акционерное общество «Производственная компания «НОВЭЛ» (АО «ПК «НОВЭЛ»)
ИНН 7726448035

Адрес: 117587, г. Москва, Варшавское шоссе, д.125, стр.1, ком. 15

Web-сайт: www.novel.pk.ru

E-mail: info@novel-pk.ru

Испытательный центр

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

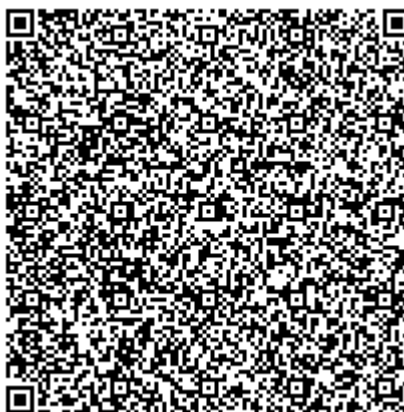
Адрес: 141570, Московская обл., Солнечногорский р-н, г. Солнечногорск, рабочий посёлок Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Телефон (факс): +7 (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №797

Регистрационный № 85015-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энергосбыт Брянск» («Созвездие»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энергосбыт Брянск» («Созвездие») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД) ООО «Газпром энергосбыт Брянск», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), сервер синхронизации времени (далее – УСВ) ССВ-1Г и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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

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

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

период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где происходит хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСП/IP.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов Сервера БД. Коррекция часов Сервера БД проводится не менее одного раза в сутки (программируемый параметр) при любом расхождении часов Сервера БД и времени приемника. Часы УСПД синхронизируются от часов Сервера БД автоматически, при каждом сеансе связи, при расхождении времени УСПД и Сервера БД более чем на $\pm 0,1$ с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД автоматически, при каждом сеансе связи, при расхождении времени часов счетчиков и УСПД более чем на ± 1 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до/после коррекции часов.

Журнал событий УСПД отражает: время (дата, часы, минуты, секунды) до/после коррекции часов и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используются ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 8.0, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976E08A2BB7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/ УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Утяшево, ЗРУ-10 кВ, 1С 10кВ, яч.8, КЛ-10 кВ ф. ПВХ1	ТПЛ Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-10-66УЗ Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
2	ПС 110 кВ Утяшево, ЗРУ-10 кВ, 2С 10 кВ, яч.13, КЛ-10 кВ ф. ПВХ2	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 51623-12	НТМИ-10-66УЗ Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - 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 сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{смк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для счетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для счетчика СЭТ-4ТМ.03.01 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД ЭКОМ-3000 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 140000 90000 2 75000 2 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	114
- при отключении питания, лет, не менее	40
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее	45
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

– измерений 30 мин (функция автоматизирована);

– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	3
Трансформатор тока	ТПЛ	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	5
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66УЗ	2
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	АИИС КУЭ.001.СРЗ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энергосбыт Брянск» («Созвездие»), аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Релейной Защиты»
(ООО «Системы Релейной Защиты»)

ИНН 7722722657

Юридический адрес: 111020, г.Москва ул. Боровая, д. 7, стр. 10, пом. XII, комн. 11

Адрес: 140070, Московская область, п. Томилино, ул. Гаршина д. 11 а/я 868

Тел.: +7 (495) 772-41-56

Факс: +7 (495) 544-59-88

Испытательный центр

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

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, комн. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №797

Регистрационный № 85016-22

Лист № 1
Всего листов 42

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

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

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

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

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

При отказе основного канала связи или УСПД счетчики опрашиваются по резервному каналу с использованием каналаобразующего оборудования стандарта GSM.

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

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

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

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5. СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы УСПД и счётчиков. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3 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. Резервным источником сигналов точного времени является УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Резервный сервер ОАО «РЖД» 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).

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

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

Счетчики ИК синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики ИК синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

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

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

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

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

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» 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 4 - 6.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ						
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ	
1	2	3		4		5	6	
1	ПС 110 кВ Березовская, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14		
				В	ТБМО-110 УХЛ1			
				С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√ 3/100/√ 3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1			
				В	НАМИ-110 УХЛ1			
				С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03				
2	ПС 110 кВ Березовская, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1			УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1			
				С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√ 3/100/√ 3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1			
				В	НАМИ-110 УХЛ1			
				С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16				

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Березовская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Березовская-Хвостовичи №1 (ЛЭП-1)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√ 3/100/√ 3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
4	ПС 110 кВ Березовская, ОРУ 110 кВ, Вв.2 ВЛ 110 кВ Березовская-Палики	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√ 3/100/√ 3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.16					
5	ПС 110 кВ Березовская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Березовская-Хвостовичи №2 (ЛЭП-2)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√ 3/100/√ 3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Березовская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Березовская-Цементная	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√ 3/100/√ 3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
7	ПС 110 кВ Березовская, ОРУ-35 кВ, Ф.2 ВЛ 35 кВ Березовская- Баяновичи	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	A	ТФЗМ 35А-У1		
				B	-		
				C	ТФЗМ 35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
8	ПС 110 кВ Березовская, РУ-10 кВ, яч.1 Ф.1 ПС Улимец	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Березовская, РУ-10 кВ, яч.2 Ф.2 ПС Сукремль	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
10	ПС 110 кВ Березовская, РУ-10 кВ, яч.3 Ф.3 ПС Огорь	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10		
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
11	ПС 110 кВ Березовская, РУ-10 кВ, яч.4 Ф.4 ПС Берёзовка	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №8913-82	A	ТВК-10		
				B	-		
				C	ТВК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Палики, Ввод ПТ1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
13	ПС 110 кВ Палики, Ввод ПТ2 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√ 3/100/√ 3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
14	ПС 110 кВ Палики, Ф.2- 35 кВ ВЛ 35 кВ Палики- Жиздра	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №664-51	A	ТФН-35		
				B	-		
				C	ТФН-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Палики, яч.1 Ф.1-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3					
16	ПС 110 кВ Палики, яч.2 Ф.2-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I		
				B	-		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3					
17	ПС 110 кВ Палики, яч.3 Ф.3-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I		
				B	-		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Палики, яч.4 Ф.4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
19	ПС 110 кВ Сухиничи, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Электрон-Середейск-2 с отпайкой на Сухиничи-	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√ 3/100/√ 3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
20	ПС 110 кВ Сухиничи, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Электрон-Середейск-1 с отпайкой на Сухиничи-	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√ 3/100/√ 3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Сухиничи, ЗРУ-10 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
22	ПС 110 кВ Сухиничи, ЗРУ-10 кВ, Ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
23	ПС 110 кВ Сухиничи, ЗРУ-10 кВ, Ф.9	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Сухиничи, ЗРУ-10 кВ, Ф.10	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
С							
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
25	ПС 110 кВ Кудринская, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√ 3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
26	ПС 110 кВ Кудринская, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√ 3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
27	ПС 110 кВ Кудринская, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТЗ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√ 3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.16			
28	ПС 110 кВ Кудринская, ЗРУ-10 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
29	ПС 110 кВ Кудринская, ЗРУ-10 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
30	ПС 110 кВ Кудринская, ЗРУ-10 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
31	ПС 110 кВ Кудринская, ЗРУ-10 кВ, Ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
32	ПС 110 кВ Кудринская, ЗРУ-10 кВ, Ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Кудринская, ЗРУ-10 кВ, Ф.9	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 №25433-11	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
34	ПС 110 кВ Кудринская, ЗРУ-10 кВ, Ф.10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
35	ПС 110 кВ Бабынино, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Бабынино, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√ 3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
37	ПС 110 кВ Бабынино, ОРУ-35 кВ, Ф.2 ВЛ 35 кВ Бабынино-Акулово	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	А	ТФЗМ 35А-У1		
				В	-		
				С	ТФЗМ 35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√ 3/100/√3 №912-54	А	ЗНОМ-35		
				В	ЗНОМ-35		
				С	ЗНОМ-35		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					
38	ПС 110 кВ Бабынино, ЗРУ-10 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Бабынино, ЗРУ-10 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
40	ПС 110 кВ Бабынино, ЗРУ-10 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
41	ПС 110 кВ Бабынино, ЗРУ-10 кВ, Ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
42	ПС 110 кВ Бабынино, ЗРУ-10 кВ, Ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
43	ПС 110 кВ Бабынино, ЗРУ-10 кВ, Ф.9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №29390-05	А	ТПЛ-10с		
				В	-		
				С	ТПЛ-10с		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
44	ПС 110 кВ Бабынино, ЗРУ- 10 кВ, Ф.10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
45	ПС 110 кВ Бабынино, ЗРУ-10 кВ, Ф.11	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
46	ПС 110 кВ Бабынино, ЗРУ-10 кВ, Ф.12	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №29390-05	A	ТПЛ-10с		
				B	-		
				C	ТПЛ-10с		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P3B-3					
47	ПС 110 кВ Воротынский, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Воротынский, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√ 3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
49	ПС 110 кВ Воротынский, ЗРУ-10 кВ, Ввод 10 кВ ПТ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
50	ПС 110 кВ Воротынский, ЗРУ-10 кВ, Ввод 10 кВ ПТ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
51	ПС 110 кВ Тихонова Пустынь, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Спутник- Коньково-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√ 3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.16					
52	ПС 110 кВ Тихонова Пустынь, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Спутник- Коньково-4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√ 3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.16					
53	ПС 110 кВ Тихонова Пустынь, РУ-10 кВ, ввод 10 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=800/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
54	ПС 110 кВ Тихонова Пустынь, РУ-10 кВ, ввод 10 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
55	ПС 110 кВ Тихонова Пустынь, РУ-10 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			
56	ПС 110 кВ Тихонова Пустынь, РУ-10 кВ, Ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
57	ПС 110 кВ Тихонова Пустынь, РУ-10 кВ, Ф.9	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
58	ПС 110 кВ Тихонова Пустынь, РУ-10 кВ, Ф.10	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
59	ПС 110 кВ Суходрев, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 № 53971-13	A	ТРГ-УЭТМ-110		
				B	ТРГ-УЭТМ-110		
				C	ТРГ-УЭТМ-110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√ 3/100/√ 3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
60	ПС 110 кВ Суходрев, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√ 3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
61	ПС 110 кВ Суходрев, РУ- 10 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
62	ПС 110 кВ Суходрев, РУ- 10 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
63	ПУ-ПС 110 кВ Суходрев, РУ-10 кВ, Ф.5	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
64	ПУ-ПС 110 кВ Суходрев, РУ-10 кВ, Ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №2363-68,1276-59	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
65	ПУ-ПС 110 кВ Суходрев, РУ-10 кВ, Ф.9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
66	ПУ-ПС 110 кВ Суходрев, РУ-10 кВ, Ф.10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
67	ПУ-ПС 110 кВ Суходрев, РУ-10 кВ, Ф.11	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
68	ПУ-ПС 110 кВ Суходрев, РУ-10 кВ, Ф.12	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6			
69	ПС 110 кВ Малоярославец, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №23256-05,23256-05,23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14			
			ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√ 3/100/√ 3 №24218-08,24218-13,24218-08	A			НАМИ-110 УХЛ1		
				Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17			СЭТ-4ТМ.03М		
		70			ПС 110 кВ Малоярославец, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ2			ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №23256-05	A
			ТН						КТ=0,2 КТН=110000/√ 3/100/√ 3 №24218-08	B
				Счетчик					КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	C
								71	ПС 110 кВ Малоярославец, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТТ
ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√ 3/100/√ 3 №24218-08		B							
	Счетчик		КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	C						
		СЭТ-4ТМ.03								

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
72	ПС 110 кВ Малоярославец, ЗРУ-10 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-3					
73	ПС 110 кВ Малоярославец, ЗРУ-10 кВ, Ф.7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P3B-3					
74	ПС 110 кВ Малоярославец, ЗРУ-10 кВ, Ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
75	ПС 110 кВ Малоярославец, ЗРУ-10 кВ, Ф.9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14			
				В	-				
				С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3							
76	ПС 110 кВ Малоярославец, ЗРУ-10 кВ, Ф.10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2473-69	А	ТЛМ-10			УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14	
				В	-				
				С	ТЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3							
77	ПС 110 кВ Доброе (Обнинск), ОРУ-110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Мещная-Обнинск	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №60541-15	А	ТБМО-110 УХЛ1				
				В	ТБМО-110 УХЛ1				
				С	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.16							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
78	ПС 110 кВ Доброе (Обнинск), РУ-10 кВ, Ввод 1 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1500/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14			
				В	-				
				С	ТЛО-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3							
79	ПС 110 кВ Доброе (Обнинск), РУ-10 кВ, Ввод 2 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1500/5 №25433-03	А	ТЛО-10				УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-				
				С	ТЛО-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3							
80	ПС 110 кВ Балабаново, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №60541-15,23256-05,23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1				
				В	ТБМО-110 УХЛ1				
				С	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
81	ПС 110 кВ Балабаново, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05,23256-05,23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√ 3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
82	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ ПТ1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1500/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
83	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ ПТ2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1500/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
84	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, яч.1, Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
85	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
86	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №814-53	A	ТПФМ-10		
				B	-		
				C	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
87	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
88	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10		
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
89	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.7	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
90	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, яч.8, Ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
91	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №814-53	A	ТПФМ-10		
				B	-		
				C	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
92	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.10	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
93	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.11	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3			
94	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.12	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3			
95	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.13	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
96	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.14	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №9143-83	А	ТЛК-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
97	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф. Фрилайт 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №25433-11	А	ТЛО-10	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14	
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P1B-3					

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.

3 Допускается замена УССВ 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 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-3,5,6, 12,13,19, 20, 25,26,35,36,47,48,59, 60, 71,80,81	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
4,27,51,52,69,70,77	Активная	0,5	1,9
	Реактивная	1,1	2,0
7-11,14,16-18, 22, 31, 32, 34,38-44,46, 55-58,62,64-68,72-76, 84,86-88,90,91,94-97	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
15,21,23,24,28,30,33, 45,53,54,61,63,78,79, 82,83,85,89,92,93	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
37	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
49,50	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
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 $2(5)\% I_{\text{ном}} \cos\varphi = 0,5_{\text{инд}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, 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 +22

Продолжение таблицы 6

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +35 от -40 до +60 от 0 до +75 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.02, СЭТ-4ТМ.03: - 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 УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 72 120000 72 90000 72 140000 72 220000 72 40000 24 100000 24 0,99 1

Продолжение таблицы 6

1	2
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 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	77 шт.
Трансформаторы тока	ТРГ-УЭТМ-110	3 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	50 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	27 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	11 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	16 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	14 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35А-У1	4 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	63 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	17 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	69 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	18 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	2 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.203.ЭД.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 Калужской области», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

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

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 7706284124

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

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью инвестиционно-инжиниринговая группа «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

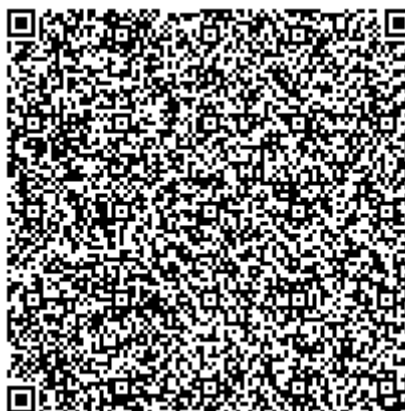
Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15

Телефон: +7 (982) 282-82-82

Факс: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №797

Регистрационный № 85017-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Генераторы-анализаторы цифровых сигналов модульные M9195B

Назначение средства измерений

Генераторы-анализаторы цифровых сигналов модульные M9195B (далее – модули) предназначены для генерации, анализа и измерения параметров сигналов в системах тестирования полупроводниковых приборов.

Описание средства измерений

Модули представляют собой 16-ти каналные устройства, в каждом из каналов которых имеются:

- драйвер напряжения;
- компаратор (логический анализатор) напряжения;
- активная нагрузка;
- параметрический измеритель напряжения и силы тока (PPMU).

Формирование испытательных сигналов производится генератором тестовой последовательности в соответствии с заданной конфигурацией, параметрами статического и динамического режимов (частота, амплитуда, положения фронта и спада импульсов).

Драйвер предназначен для подачи напряжения (уровни «высокий», «низкий») на исследуемый объект. На 4-х каналах имеется формирователь повышенного напряжения.

Компаратор осуществляет логический анализ входных сигналов от объекта по задаваемым порогам срабатывания напряжения («высокий», «низкий»).

Активная нагрузка позволяет при установленном значении напряжения поддерживать на заданном уровне силу тока на исследуемом объекте.

Параметрический измеритель напряжения и силы тока (PPMU) предназначен для измерения вольтамперных характеристик объекта в режимах источника напряжения и тока, а также в качестве электронной нагрузки со стабилизацией значений напряжения или силы тока.

Управление модулями осуществляется по шине PXI Express (PXIe).

Конструктивно модули выполнены в виде сборки печатных плат в корпусе, имеющем лицевую панель с разъемом для присоединения сигнальных кабелей, и заднюю панель с разъемом для присоединения к шине PXI Express. Модули устанавливаются в шасси PXI Express. На панелях модулей отсутствуют элементы регулировки и подстройки, доступные пользователю, специальных мер защиты от несанкционированного доступа не требуется.

Модули имеют следующие опции:

опция SR1 - максимальная частота следования импульсов 125 МГц;

опция SR2 - максимальная частота следования импульсов 250 МГц.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, наносится на радиатор, установленный на печатной плате, в виде арабских букв и цифр.

Общий вид средства измерений и обозначение места нанесения знака утверждения типа представлены на рисунке 1.

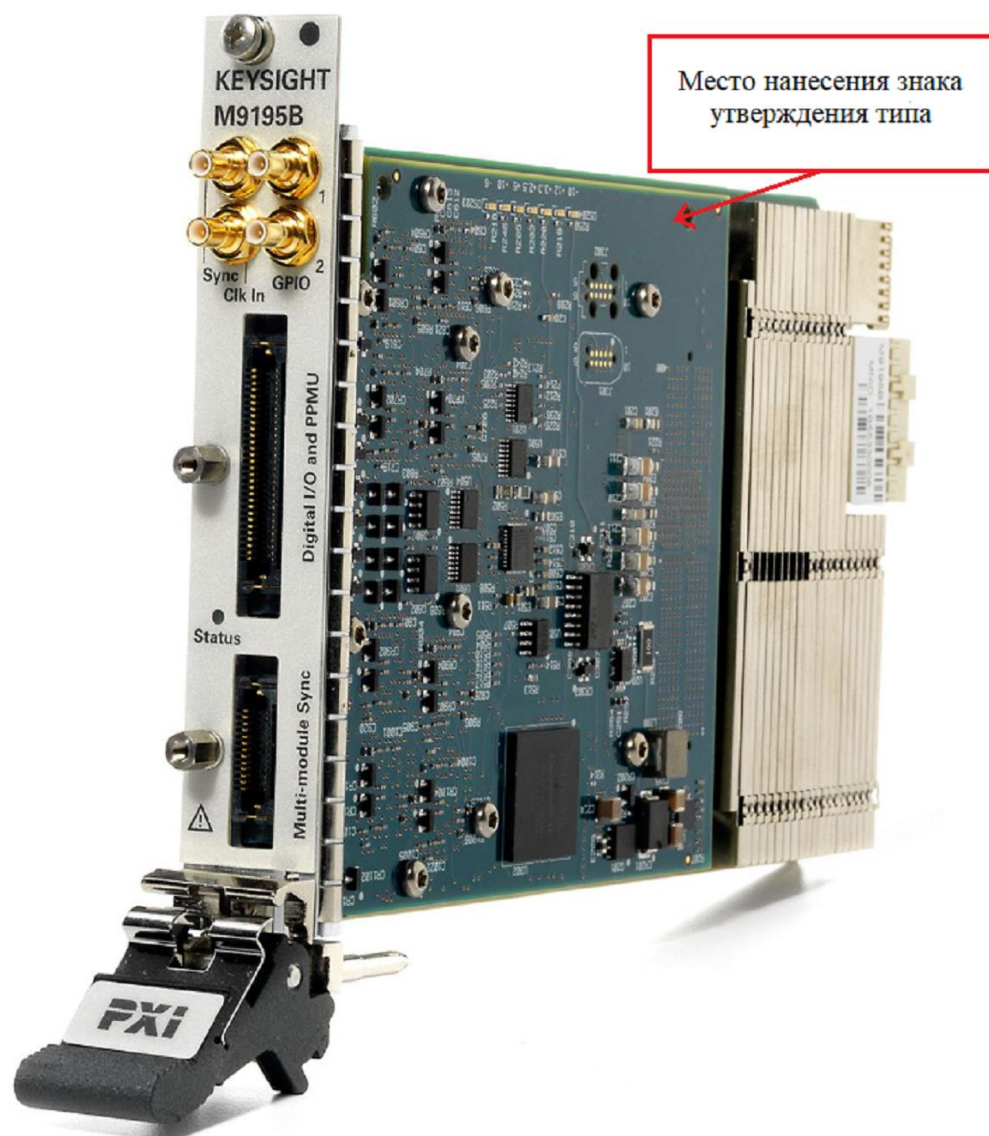


Рисунок 1 - Общий вид средства измерений

Пломбирование модулей от несанкционированного доступа не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (драйвер) служит для управления режимами измерений, задания параметров и функций представления измерительной информации. Драйвер устанавливается на внешний контроллер с шиной PXIe в базовом блоке (шасси).

Программное обеспечение реализовано без выделения метрологически значимой части. Влияние программного обеспечения не приводит к выходу метрологических характеристик генераторов-анализаторов цифровых сигналов модульные M9195B за пределы допускаемых значений.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MDsr
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.1.118.0
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики		Значение
Генерация тестовых сигналов		
Максимальная частота следования импульсов, МГц	опция SR1	125
	опция SR2	250
Пределы допускаемой относительной погрешности частоты следования импульсов		$\pm 25 \cdot 10^{-6}$
Устанавливаемые логические уровни напряжения		«высокий» «низкий»
Диапазон установки уровня напряжения, В		от -1,5 до 6,5
Разрешение установки уровня постоянного напряжения, мкВ		152
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки уровня постоянного напряжения, мВ		± 25
Время нарастания/спада импульсов от 20 % до 80 % (при напряжении 1 В, сопротивлении 50 Ом), пс, не более		900
Логический анализ сигналов		
Устанавливаемые логические пороги срабатывания		«высокий» «низкий»
Диапазон установки уровней срабатывания, В		от -1,5 до 6,5
Разрешение установки уровня срабатывания, мкВ		152
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки уровня срабатывания, мВ		± 25
Каналы высокого напряжения		
Диапазон установки уровней напряжения, В		от 0 до 13
Разрешение установки уровня постоянного напряжения, мкВ		305
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки уровня постоянного напряжения, мВ		± 40
Режим воспроизведения/измерения напряжения постоянного тока (PPMU)		
Диапазон воспроизведения и измерений напряжения постоянного тока, В		от -2,0 до 6,5
Разрешение воспроизведения и измерений напряжения постоянного тока, мкВ		152
Максимальный ток в диапазоне напряжений, мА:		
от -2 до 6,5 В		4
от -2 до 6,0 В		25
от -2 до 5,75 В		40

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения и измерений напряжения, мВ	$\pm 10^{1)2)}$
Режим воспроизведения/измерения силы постоянного тока (PPMU)	
Диапазон воспроизведения силы постоянного тока, мА	± 40
Диапазон измерений силы постоянного тока, мА	± 40
Разрешение силы постоянного тока при пределе воспроизведения, нА:	
± 2 мкА	0,122
± 10 мкА	0,610
± 100 мкА	6,1
± 1 мА	61
± 40 мА	2440
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения и измерений силы постоянного тока, А	$\pm 0,01 \cdot I^{3)4)5)}$
¹⁾ Для воспроизведения: При автокорректировке и изменении внешней температуры не более ± 5 °С. Терминал Ground sense заземлен. ²⁾ Для измерения: При автокорректировке с усреднением по одному циклу частоты сети питания в точке подключения sense терминала и при изменении внешней температуры не более ± 5 °С. Терминал Ground sense заземлен. ³⁾ Для воспроизведения: При автокорректировке и изменении внешней температуры не более ± 5 °С. Терминал Remote sense отсоединен. ⁴⁾ Для измерения: При автокорректировке с усреднением по одному циклу частоты сети питания в точке подключения sense терминала и при изменении внешней температуры не более ± 5 °С. Терминал Remote sense отсоединен. ⁵⁾ I – воспроизводимое/измеренное значение силы тока.	

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Потребляемая мощность от шины PCI Express, Вт, не более	53
Габаритные размеры (глубина × ширина × высота), мм, не более	210×20×130
Масса, кг, не более	0,490
Нормальные условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %	от +18 до +28 от 30 до 70
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность при температуре не более 25 °С, %, не более	от 0 до +40 90

Знак утверждения типа

наносится на боковую поверхность печатной платы модулей в виде наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Генератор-анализатор цифровых модульный	M9195B	1 шт.
Опции	SR1, SR2	по заказу
Компакт-диск с документацией и программным обеспечением		1 шт.
Руководство по эксплуатации		1 экз.

Сведения о методиках измерения

приведены в разделах документа «Генераторы-анализаторы цифровых сигналов модульные M9195A. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к генераторам-анализаторам цифровых сигналов модульным M9195B

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

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

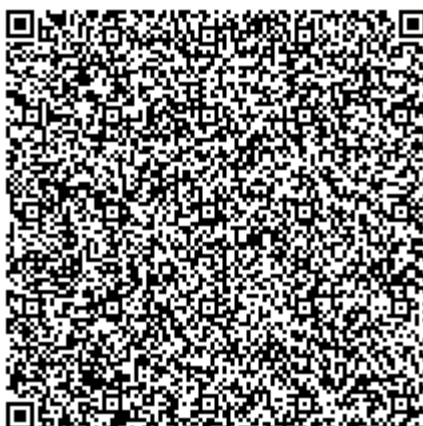
Техническая документация изготовителя компании “Keysight Technologies Malaysia Sdn. Bhd”

Изготовитель

Компания “Keysight Technologies Malaysia Sdn. Bhd”, Малайзия
Адрес: Bayan Lepas Free Industrial Zone, 11900, Penang, Malaysia
Телефон: +60-04-643-0611
Факс: +60-04-641-5091
Web-сайт: <https://www.keysight.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 в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310639



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №797

Регистрационный № 85018-22

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений

активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

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

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

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

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

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

Сервер сбора обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и часов сервера сбора 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 на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 312. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Спасск - Новая I цепь	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 500/5 рег. № 52260-12	ТН-1 220: 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. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Спасск - Новая II цепь	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 500/5 рег. № 52260-12	ТН-2 220: 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. № 31857-06	
3	ВЛ 220 кВ Свягино/т - Спасск	ТОГФ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 61432-15	ТН-2 220: 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	
4	ВЛ 110 кВ Спасск - Дмитриевка - Черниговка - Ярославка	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 52261-12	ТН-2 110: ТЕМР 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 25474-03 ТН-1 110: ТЕМР 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ВЛ 110 кВ Спасск - Ключи	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/5 рег. № 52261-12	ТН-1 110: ТЕМР 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03 ТН-2 110: ТЕМР 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег.№ 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
6	ВЛ 110 кВ Спасск - Мучная	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 52261-12	ТН-2 110: ТЕМР 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03 ТН-1 110: ТЕМР 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
7	ВЛ 110 кВ Спасск - АСБ1	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/5 рег. № 52261-12	ТН-1 110: ТЕМР 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03 ТН-2 110: ТЕМР 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	ВЛ 110 кВ Спасск - Спасск/т	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 52261-12	ТН-1 110: ТЕМР 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03 ТН-2 110: ТЕМР 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег.№ 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
9	ОВ-110 кВ	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 52261-12	ТН-1 110: ТЕМР 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03 ТН-2 110: ТЕМР 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
10	ВЛ 35 кВ Спасск - Вишневка	GIF 36 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 43240-09	ТН-2 35: НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
11	ВЛ 35 кВ Спасск - ЦЗ №1	GIF 36 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 43240-09	ТН-1 35: НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
12	ВЛ 35 кВ Спасск - ЦЗ №2	GIF 36 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 43240-09	ТН-2 35: НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
13	ВЛ 35 кВ Спасск - ЦЗ №3	GIF 36 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 43240-09	ТН-1 35: НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	ВЛ 35 кВ Спасск - ЦЗ №4	GIF 36 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 43240-09	ТН-2 35: НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
15	ВЛ 35 кВ Спасск - ЖБИ №2	GIF 36 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 43240-09	ТН-1 35: НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
16	ВЛ 35 кВ Спасск - ЖБИ №1	GIF 36 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 43240-09	ТН-2 35: НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
17	ВЛ 35 кВ Спасск - Луговая	GIF 36 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 43240-09	ТН-1 35: НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
18	ВЛ 35 кВ Спасск - Чкаловка	GIF 36 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 43240-09	ТН-2 35: НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
19	ЗРУ 10 кВ, ячейка №3	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-08	ТН-1 10: ЗНОЛ-СЭЦ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-2 10: ЗНОЛ-СЭЦ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	ЗРУ 10 кВ, ячейка №4	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-08	ТН-3 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-4 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег.№ 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
21	ЗРУ 10 кВ, ячейка №5	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-08	ТН-1 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-2 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
22	ЗРУ 10 кВ, ячейка №6	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-08	ТН-3 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-4 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
23	ЗРУ 10 кВ, ячейка №7	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-08	ТН-1 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-2 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
24	ЗРУ 10 кВ, ячейка №9	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-08	ТН-1 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-2 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
25	ЗРУ 10 кВ, ячейка №10	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-08	ТН-3 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-4 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
26	ЗРУ 10 кВ, ячейка №12	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-08	ТН-3 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-4 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
27	ЗРУ 10 кВ, ячейка №14	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 25433-08	ТН-3 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-4 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
28	ЗРУ 10 кВ, ячейка №17	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 25433-08	ТН-2 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-1 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
29	ЗРУ 10 кВ, ячейка №19	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-08	ТН-2 10: ЗНОЛ-СЭЦ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-1 10: ЗНОЛ-СЭЦ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
30	ЗРУ 10 кВ, ячейка №20	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 25433-08	ТН-4 10: ЗНОЛ-СЭЦ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-3 10: ЗНОЛ-СЭЦ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
31	ЗРУ 10 кВ, ячейка №21	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-08	ТН-2 10: ЗНОЛ-СЭЦ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-1 10: ЗНОЛ-СЭЦ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
32	ЗРУ 10 кВ, ячейка №22	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 25433-08	ТН-4 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-3 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
33	ЗРУ 10 кВ, ячейка №23	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-08	ТН-2 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-1 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
34	ЗРУ 10 кВ, ячейка №24	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-08	ТН-4 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-3 10: ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
35	ЗРУ 10 кВ, ячейка №25	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-08	ТН-2 10: ЗНОЛ-СЭЦ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-1 10: ЗНОЛ-СЭЦ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
36	ЗРУ 10 кВ, ячейка №26	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-08	ТН-4 10: ЗНОЛ-СЭЦ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-3 10: ЗНОЛ-СЭЦ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
37	ЗРУ 10 кВ, ячейка №27	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-08	ТН-2 10: ЗНОЛ-СЭЦ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-1 10: ЗНОЛ-СЭЦ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
38	ЗРУ 10 кВ, ячейка №28	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 25433-08	ТН-4 10: ЗНОЛ-СЭЦ-10 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-3 10: ЗНОЛ-СЭЦ-10 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег.№ 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
39	ЗРУ 10 кВ, ячейка №30	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 25433-08	ТН-4 10: ЗНОЛ-СЭЦ-10 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-3 10: ЗНОЛ-СЭЦ-10 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
40	ЗРУ 10 кВ, ячейка №31	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 25433-08	ТН-2 10: ЗНОЛ-СЭЦ-10 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07 ТН-1 10: ЗНОЛ-СЭЦ-10 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
41	Ростелеком-1 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т. 0,5S К _{тт} = 20/5 рег. № 36382-07	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
42	Ростелеком-2 0,4 кВ	T-0,66 кл.т. 0,5S КТТ = 20/5 рег. № 36382-07	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	RTU-325T рег.№ 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, 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 – 9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
10 – 18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
19 – 40 (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
41, 42 (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	2	3	4	5	6
1, 2, 4 – 9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
3 (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 – 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
19 – 40 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2
41, 42 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,7	2,8	1,8	1,8
	0,5	3,2	1,9	1,4	1,3
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 – 9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
10 – 18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
19 – 40 (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
41, 42 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	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, 4 – 9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
3 (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
10 – 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,4
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
19 – 40 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,7	2,0	1,9
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
41, 42 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	6,0	3,5	2,4	2,2
	0,5	4,3	2,7	2,0	1,9
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22

Продолжение таблицы 4

1	2
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка до отказа, ч, не менее Комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

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

- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТГФМ-220	6 шт.
Трансформатор тока	ТОГФ-220	3 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	18 шт.
Трансформатор тока	GIF 36	27 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	66 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	6 шт.
Трансформатор напряжения емкостной	ТЕМР 245	6 шт.
Трансформатор напряжения емкостной	ТЕМР 123	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	12 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	42 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.009.312.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 Спасск», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311703.

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

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

Правообладатель

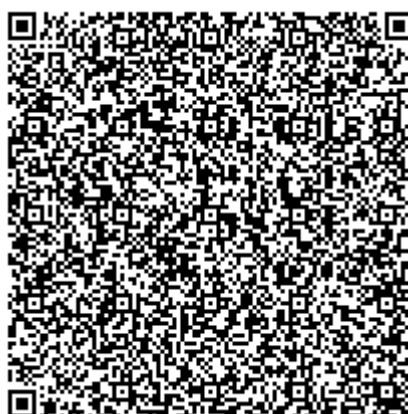
Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А
Телефон: +7 (495) 710-93-33
Факс: +7 (495) 710-96-55
Web-сайт: www.fsk-ees.ru
E-mail: info@fsk-ees.ru

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 в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310639



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №797

Регистрационный № 85019-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Мониторы дыхательные портативные Capnostream 35

Назначение средства измерений

Мониторы дыхательные портативные Capnostream 35 (далее по тексту – мониторы) предназначены для измерений: концентрации углекислого газа в выдыхаемом воздухе, уровня насыщения кислородом (сатурация), частоты дыхательных движений и пульса.

Описание средства измерений

Принцип действия модуля пульсоксиметрии основан на различном спектральном поглощении оксигемоглобина и восстановленного гемоглобина крови. Пульсирующая кровь в ткани (пальца или мочки уха) просвечивается источниками излучения в области красного и инфракрасного спектра. Полученные сигналы после соответствующей обработки преобразуются в фотоплетизмограмму, выводимую на дисплей монитора, и позволяют определить коэффициенты модуляции световых потоков с различными длинами волн и по их соотношению определить насыщение кислородом гемоглобина крови, при этом периодичность модуляции соответствует частоте пульса.

В мониторе Capnostream 35 объединены функции капнографа и пульсоксиметра. Монитор позволяет выполнять непрерывное неинвазивное измерение и контроль концентрации углекислого газа в выдыхаемом воздухе (EtCO_2), а также частоту дыхательных движений (ЧДД). Кроме того, устройство позволяет выполнять непрерывный неинвазивный контроль функционального насыщения кислородом артериального гемоглобина (SpO_2) и частоты пульса (ЧП).

Конструктивно монитор представляет собой портативное прикроватное устройство, изготовленное из ударопрочного пластика АБС с жидкокристаллическим дисплеем и комплекта датчиков.

Общий вид средства измерений приведён на рисунках 1 и 2.

Места нанесения знака утверждения типа и пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунках 1 и 2.

Серийный (заводской) номер, состоящий из цифр и букв, наносится на этикетку, крепящуюся в месте, указанном на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид средства измерений

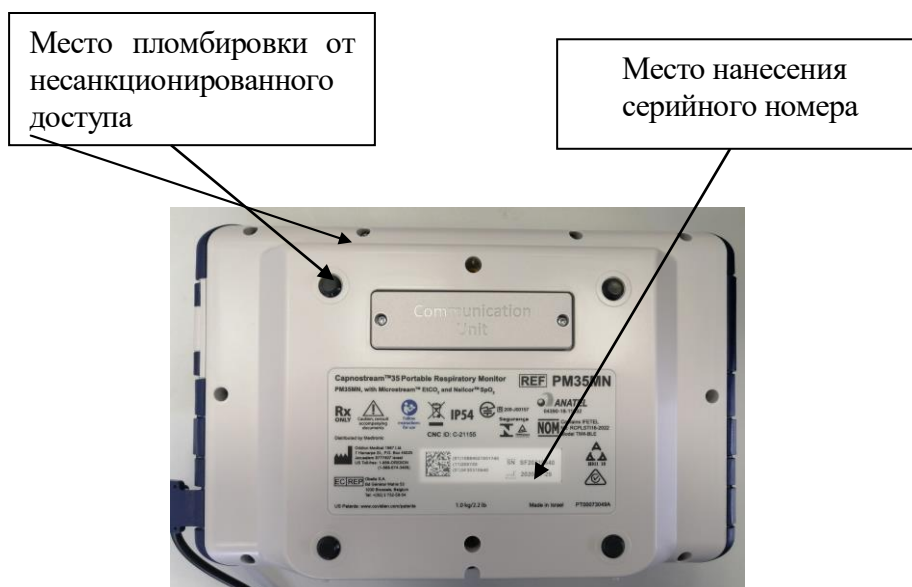


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, место нанесения знака утверждения типа и место нанесения серийного номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) встроенное, предназначено для управления, считывания и сохранения результатов измерений, изменения настроек и параметров мониторов. Программное обеспечение мониторов запускается в автоматическом режиме после включения. ПО защищено от преднамеренных и непреднамеренных изменений.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	—
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 01.05.00 416

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Канал Microstream EtCO ₂	
Диапазон измерений концентрации углекислого газа (CO ₂), %	от 0 до 15
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений концентрации углекислого газа (CO ₂): – в диапазоне от 0 до 4 включ., % – в диапазоне от 4 до 15, %	±0,3 ±0,9
Диапазон измерений частоты дыхательных движений (ЧДД), мин ⁻¹	от 12 до 60
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений частоты дыхательных движений (ЧДД), %	±30
Канал Nelleor SPO ₂	
Диапазон измерений значений сатурации артериальной крови (SpO ₂), %	от 70 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений сатурации артериальной крови (SpO ₂), %	±2
Диапазон измерений частоты пульса (ЧП), мин ⁻¹	от 30 до 240
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты пульса (ЧП), мин ⁻¹	±3

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	от 100 до 240 50 или 60

Продолжение таблицы 3

1	2
Габаритные размеры, мм, не более: – высота – ширина – длина	55 213 137
Масса, кг, не более	1
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	от +15 до +25 80
Средний срок службы, не менее, лет	7

Знак утверждения типа

наносится в месте, указанном на рисунке 1, в виде самоклеящейся этикетки, а также на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Монитор с кабелем питания	Capnostream 35	1 шт.
Руководства по эксплуатации.	–	1 экз.
Краткое пособие	–	1 экз.
Датчики пульсоксиметрические SpO ₂ ¹	–	10 шт.
Съемный аккумулятор	–	1 шт.
Внешнее зарядное устройство	–	1 шт.
Монтажный адаптер	–	1 шт.
Зажим	–	1 шт.
Сетевой адаптер с кабелем	–	1 шт.
¹ – Количество и тип датчиков уточняется при заказе		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в главе 4 руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к мониторам дыхательным портативным Capnostream 35

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

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 № 3464 «Об утверждении государственной поверочной схемы для электродиагностических средств измерений медицинского назначения»

ГОСТ 8.578-2014 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых средах

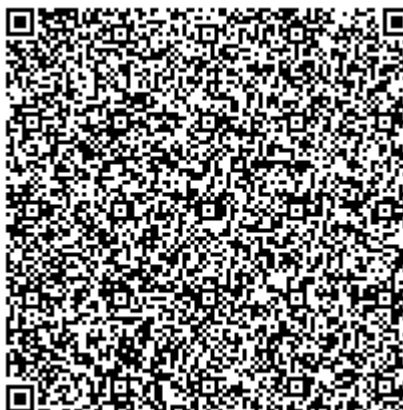
Техническая документация Oridion Medical 1987 Ltd.

Изготовитель

Oridion Medical 1987 Ltd., Израиль
Адрес: 7 Hamaarpe St., P.O. Box 45025, Jerusalem 9777407, Israel
Телефон: +44(0) 1280 827120
Факс: +44(0) 1280 823302

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский и испытательный институт медицинской техники» Федеральной службы по надзору в сфере здравоохранения (ФГБУ «ВНИИИМТ» Росздравнадзора)
Адрес: 115478, г. Москва, Каширское шоссе, д. 24, стр. 16
Телефон: +7 (495) 989-73-62
E-mail: info@vniiimt.org
Регистрационный номер RA.RU.312253 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Калибраторы портативные АТ04

Назначение средства измерений

Калибраторы портативные АТ04 (далее – калибраторы) предназначены для воспроизведения единицы виброускорения на частоте 40 Гц в полевых и лабораторных условиях.

Описание средства измерений

Принцип действия калибраторов основан на возбуждении с частотой 40 Гц колебаний электродинамической системы и поддержания постоянного уровня ускорения с помощью датчика обратной связи.

Конструктивно калибратор представляет миниатюрный электродинамический вибростенд, объединенный с электронной схемой управления и блоком питания в одном корпусе. Рабочая поверхность стола вибростенда позволяет закреплятьверяемый вибропреобразователь с помощью шпильки или специальных переходников. Питание калибратора осуществляется от внутреннего аккумулятора или блока питания из комплекта поставки.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, состоящий из арабских цифр, наносится методом гравировки на корпус. Внешний вид калибратора представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Внешний вид калибратора

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное значение частоты воспроизводимых колебаний, Гц	40
Пределы допускаемой относительной погрешности частоты воспроизводимых колебаний в рабочих условиях эксплуатации, %	± 1
Номинальное СКЗ ускорения воспроизводимых колебаний, м/с ²	2,53
Относительный коэффициент поперечных составляющих воспроизводимых колебаний, %, не более	7
Коэффициент гармоник воспроизводимых колебаний, %, не более	7
Пределы допускаемой основной относительной погрешности воспроизведения СКЗ ускорения, %	± 3
Коэффициент влияния температуры окружающего воздуха в рабочем диапазоне температур на воспроизводимое СКЗ ускорения, %/°C	$\pm 0,15$
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	от +18 до +25 80

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время установления рабочего режима, с, не более	5
Время непрерывной работы, с, не менее	55
Масса поверяемых вибропреобразователей, кг, не более	0,2
Масса калибратора, кг, не более	1,7
Габаритные размеры калибраторов, мм, не более: - диаметр - высота	80 190
Рабочие условия эксплуатации калибратора: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха при температуре 35 °C, %	от -10 до +50 до 80

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на заглавный лист паспорта АБКЖ.442268.004ПС и руководства по эксплуатации АБКЖ.442268.004РЭ типографским способом в левом верхнем углу.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность калибратора

Наименование	Обозначение	Количество
Калибратор портативный АТ04	АБКЖ.442268.004	1 шт.
Калибратор портативный АТ04. Паспорт	АБКЖ.442268.004ПС	1 экз.
Аккумулятор типа АА		4 шт.
Блок питания ~220/+5В, 1А		1 шт.
Крепежная шпилька	АБКЖ.758221.001	1 шт.
Дополнительная масса (100 г)		1 шт.
Съемная опора		1 шт.
Калибратор портативный АТ04. Руководство по эксплуатации	АБКЖ.442268.004РЭ	1 экз. на партию

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в АБКЖ.442268.004РЭ, раздел 2.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к калибраторам портативным АТ04

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».

АБКЖ.442268.004ТУ Калибратор портативный АТ04. Технические условия.

Изготовитель

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

ИНН 5254021532

Адрес: 607185, Нижегородская обл., г. Саров, ул. Павлика Морозова, д. 6

Телефон: (83130) 67777

Факс (83130) 67778

E-mail: mail@globaltest.ru

Web-site: www.globaltest.ru

Испытательный центр

Федеральное Государственное унитарное предприятие «Российский федеральный ядерный центр - Всероссийский научно-исследовательский институт экспериментальной физики» (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»)

Адрес: 607188 г. Саров Нижегородской обл., пр. Мира, д. 37

Телефон: (83130) 22224, (83130) 22253

Факс (83130) 22232

E-mail: nio30@olit.vniief.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311769 от 07.07.2016 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №797

Регистрационный № 85040-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы контроля загазованности Спутник

Назначение средства измерений

Системы контроля загазованности Спутник (далее – СКЗ) предназначены для непрерывного измерения дозврывоопасных концентраций углеводородов в местах возможных появлений горючих газов, объёмной доли и массовой концентрации токсичных газов, диоксида углерода в воздухе рабочей зоны помещений, вблизи технологических агрегатов и открытых площадок промышленных объектов, а также для дальнейшей обработки, отображения и хранения измерительной информации, сигнализации превышения установленных пороговых значений и запуска алгоритмов защиты от загазованности.

Описание средства измерений

Принцип действия СКЗ основан на определении первичными измерительными преобразователями (далее – ПИП) концентрации и объёмной доли детектируемого компонента, преобразовании величин в выходные сигналы ((4-20) мА, RS-485) и реализации измерительных, вычислительных, логических операций на базе программно-технического комплекса ШКУЗ-ПГП, которые при соединении образуют ряд измерительных каналов/цепей (далее - ИК). ИК СКЗ выполняет законченную функцию от измерения определяемого компонента в рабочей зоне до отображения результатов измерения на графической панели оператора. При построении аналоговых ИК СКЗ используются ПИП с универсальным токовым выходом (4-20) мА и соответствующие аналоговые модули ввода в составе ШКУЗ-ПГП. При построении цифровых ИК СКЗ используется ПИП с цифровым выходом RS-485 и соответствующие цифровые модули ввода в составе ШКУЗ-ПГП.

СКЗ представляет собой многоканальную измерительную систему, сконфигурированную в соответствии с проектной документацией на конкретный промышленный объект. Состав СКЗ приведён в таблице 1.

Таблица 1 - Состав системы контроля загазованности Спутник

№	Название составной части	Функциональное назначение
1	Газоанализаторы оптические стационарные ОГС-ПГП/М (ФИФ ОЕИ № 74126-19)	ПИП
	Газоанализаторы ОПТИМУС (ФИФ ОЕИ № 78684-20)	ПИП
	Газоанализаторы оптические стационарные ОГС-ПГП и газоанализаторы многоканальные оптические стационарные взрывозащищённые СГС-ПГП (ФИФ ОЕИ № 49128-12)	ПИП
2	Шкаф контроля и управления загазованности ШКУЗ-ПГП	Программно-технический комплекс

В состав СКЗ может входить вспомогательный блок, обеспечивающий необходимые функциональные характеристики СКЗ, которые не связаны непосредственно с измерениями (блок питания, ИБП, исполнительные устройства и т.д.).

Конструктивно комплексы ШКУЗ-ПГП выполнены в виде навесного (напольного) металлического шкафа с установленными внутри на DIN-рейках составными частями (модулями) и элементами индикации и управления на передней панели.



Рисунок 1 – Общий вид одного из исполнений ШКУЗ-ПГП в составе СКЗ

ШКУЗ-ПГП производит приём сигналов от ПИП, имеющих аналоговый (токовый (4-20) мА) или цифровой выходы (RS-485), и преобразование измеряемых величин. Также ШКУЗ-ПГП обеспечивают:

- обработку и отображение измеряемых ПИП концентраций и объёмной доли определяемого компонента на средствах отображения;
- передачу информации в системы управления верхнего уровня по каналам передачи данных;
- формирование команд для управления исполнительными устройствами системы промышленной безопасности;
- регистрацию и архивирование сообщений;
- диагностику и общее управление системой СКЗ.

ПИП устанавливают в зоне измерения определяемого компонента и связывают по сигнальной линии с ШКУЗ-ПГП, размещённым вне зоны контроля.

Исполнение СКЗ определяется конфигурацией и количеством аналоговых и цифровых ИК.

Указание мест нанесения знака утверждения типа, заводского номера СКЗ приведены на рисунке 2.

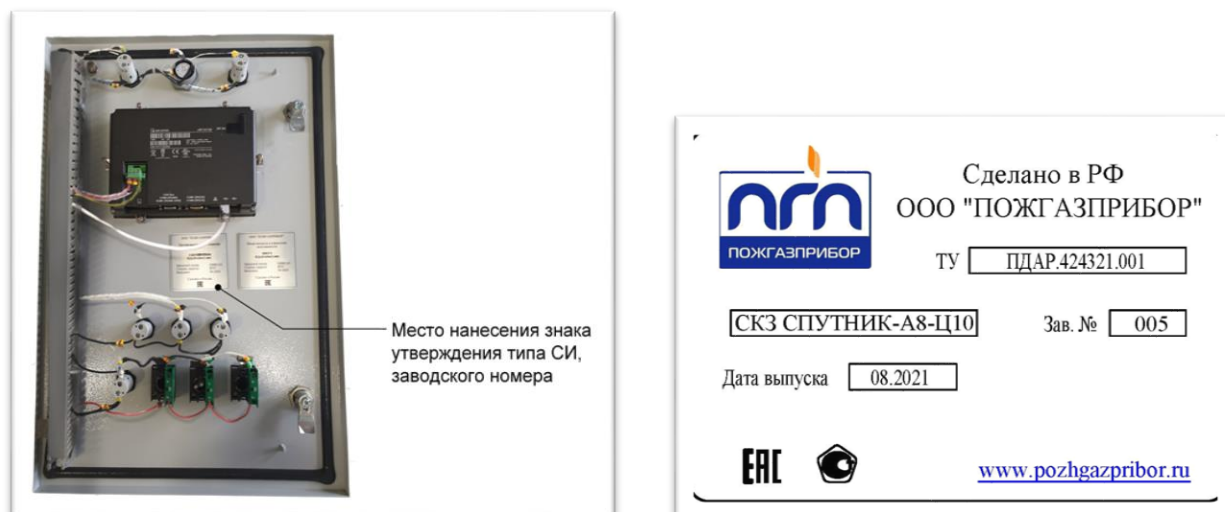


Рисунок 2 - Образец маркировки СКЗ с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Пломбирование СКЗ не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) СКЗ представлено отдельными программными компонентами:

- встроенное ПО СКЗ SCZ_SHKUZ_PLC обеспечивает сбор и обработку измерительной информации, полученной от ПИП, расчёт массовой концентрации и объёмной доли определяемого компонента в воздухе рабочей зоны.
- встроенное ПО СКЗ SCZ_SHKUZ_HMI СКЗ обеспечивает взаимодействие составных частей СКЗ и реализует отображение измерительной информации на мнемосхеме с указанием позиции/ номера ИК.

Влияние ПО СКЗ учтено при нормировании метрологических характеристик.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	SCZ_SHKUZ_PLC	SCZ_SHKUZ_HMI
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V2.05	не ниже V1.05
Цифровой идентификатор ПО	81AD15E7	6F7ED160
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC 32	CRC 32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики СКЗ приведены в таблицах 3-10.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СКЗ

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемой вариации выходного сигнала, в долях от предела допускаемой основной погрешности	0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности системы по измерительным каналам	приведены в таблице 8

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК СКЗ с газоанализатором ОГС-ПГП/М

Определяемый компонент	Диапазон измерений объёмной доли, % (довзрывоопасной концентрации, % НКПР)	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, % (% НКПР)
Метан (CH ₄)	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm(0,11 \% + 0,05 \cdot C^*)$ ($\pm(2,5 \% \text{ НКПР} + 0,05 \cdot C^*)$)
Пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm(0,03 \% + 0,05 \cdot C^*)$ ($\pm(1,5 \% \text{ НКПР} + 0,05 \cdot C^*)$)
Бутан (C ₄ H ₁₀) (н-бутан)	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,056 \%$ ($\pm 4 \% \text{ НКПР}$)
Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,04 \%$ ($\pm 4 \% \text{ НКПР}$)

C^* – измеренное значение объёмной доли определяемого компонента, % (% НКПР);
 - значения НКПР (нижний концентрационный предел распространения пламени) в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020;
 - диапазон показаний газоанализаторов от 0 до 100 % НКПР вне зависимости от исполнения;
 - пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов нормированы только для смесей, содержащих только один горючий компонент.

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК СКЗ с газоанализатором ОПТИМУС с оптическим инфракрасным сенсором

Определяемый компонент	Диапазон измерений		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	
	довзрывоопасной концентрации, % НКПР	объёмной доли, %	довзрывоопасной концентрации, % НКПР	объёмной доли, %
Метан (CH ₄)	от 0 до 100	от 0 до 4,4	± 3	$\pm 0,13$
Пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 100	от 0 до 1,7	± 3	$\pm 0,05$
Диоксид углерода (CO ₂)	-	от 0 до 2	-	$\pm 0,10$

- значения НКПР в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020;
 - диапазон показаний газоанализаторов от 0 до 100 % НКПР вне зависимости от исполнения;
 - пределы допускаемой основной абсолютной погрешности газоанализаторов нормированы для смесей, содержащих только один горючий компонент.

Таблица 6 – Метрологические характеристики ИК СКЗ с газоанализатором ОПТИМУС с электрохимическим сенсором

Определяемый компонент	Диапазон измерений		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	
	объёмной доли, млн ⁻¹	массовой концентрации, мг/м ³	объёмной доли, млн ⁻¹	массовой концентрации, мг/м ³
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 7,1	от 0 до 10	±1	±1,4
	от 0 до 20	от 0 до 28,3	±2	±2,8
	от 0 до 50	от 0 до 70,7	±3	±4,3
	от 0 до 100	от 0 до 141,3	±5	±7,1
Оксид углерода (CO)	от 0 до 100	от 0 до 116,2	±10	±12
Пределы допускаемой относительной погрешности для сероводорода (H₂S) в точке ПДК (10 мг/м³) для диапазона от 0 до 10 мг/м³ не превышают ±35 % в диапазоне температур от 0 до +50 °С, отн. влажности от 20 до 98 %, и соответствуют требованиям к измерениям, изложенным в п. 4.43 Постановления Правительства РФ от 16 ноября 2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»				

Таблица 7 – Метрологические характеристики ИК СКЗ с газоанализаторами ОГС-ППП (СГС-ППП)

Определяемый компонент	Диапазон измерений		Пределы допускаемой основной погрешности	
	довзрывоопасной концентрации, % НКПР	объёмной доли, %	абсолютной, % НКПР (%)	относительной, %
Метан (CH ₄)	от 0 до 50 включ.	от 0 до 2,2 включ.	±5 % НКПР (±0,22 %)	-
	св. 50 до 100	св. 2,2 до 4,4	-	±10 %
Пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 50 включ.	от 0 до 0,85 включ.	±5 % НКПР (±0,085 %)	-
	св. 50 до 100	св. 0,85 до 1,7	-	±10 %
Бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 50	от 0 до 0,7	±5 % НКПР (±0,07 %)	-
Изобутан (и-C ₄ H ₁₀)	от 0 до 50	от 0 до 0,65	±5 % НКПР (±0,065 %)	-
Циклопентан (C ₅ H ₁₀)	от 0 до 50	от 0 до 0,7	±5 % НКПР (±0,07 %)	-
Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 50	от 0 до 0,5	±5 % НКПР (±0,05 %)	-
Пропилен (C ₃ H ₆)	от 0 до 50	от 0 до 1,0	±5 % НКПР (±0,1 %)	-
- значения НКПР для определяемых компонентов по ГОСТ 31610.20-1-2020.				

Таблица 8 - Пределы допускаемой дополнительной погрешности системы по измерительным каналам

Наименование ПИП	Пределы допускаемой дополнительной погрешности, в долях от пределов допускаемой основной погрешности			
	от изменения температуры, на каждые 10°C	от изменения относительной влажности, на каждые 10 %	от изменения напряжения питания	от изменения атмосферного давления
Газоанализаторы оптические стационарные ОГС-ППП/М	$\pm 0,2$ в диапазоне температуры от -60 до +90 °C	$\pm 0,2$ в диапазоне от 20 до 95 % (без образования конденсата)	$\pm 0,2$ в пределах от 18 до 32 В	-
Газоанализаторы ОПТИМУС	$\pm 0,8$ в диапазоне температуры от -60 до +75 °C (для ИК-сенсора) от -40 до +60 °C (для ЭХ-сенсора)	$\pm 0,3$ в диапазоне от 20 до 98 % (без образования конденсата)	$\pm 0,2$ в пределах от 18 до 32 В	-
Газоанализаторы оптические стационарные ОГС-ППП и газоанализаторы многоканальные оптические стационарные взрывозащищённые СГС-ППП	$\pm 0,2$ в диапазоне температуры от -60 до +85 °C	$\pm 0,5$ в диапазоне от 0 до 95 % (при температуре 35 °C)	-	$\pm 0,5$ в диапазоне от 84 до 106,7 кПа, на каждые 3,3 кПа

Таблица 9 – Основные технические характеристики ШКУЗ-ППП

Наименование характеристики	Значение
Количество входных сигналов, не более: - токовый (от 4 до 20 мА) - дискретный (сухой контакт) - цифровой	150 120 150
Количество выходных сигналов, не более: - дискретный (сухой контакт) - цифровой	120 3
Выходной сигнал: цифровой дискретный (сухой контакт): -напряжение постоянного тока, В -напряжение переменного тока, В -постоянный ток, А -переменный ток, А	RS-485 Modbus® RTU, Ethernet 24 220 6 6

Продолжение таблицы 9

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение питания от сети переменного тока, В - частота, Гц - встроенный ИБП постоянного тока, В	220±22 50±2 24
Потребляемая мощность, Вт, не более	2000
Габаритные размеры, мм, не более: - ширина - глубина - высота	800 800 2000
Масса, кг, не более	200
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность (без образования конденсата, при +30 °С), %, не более	от +5 до +40 95
Средняя наработка на отказ, ч	30000
Средний срок службы, лет	10

Таблица 10 – Основные технические характеристики ПИП

Технические характеристики ПИП	Наименование ПИП			
	Газоанализаторы ОГС-ППП/М		Газоанализаторы ОПТИМУС	Газоанализаторы оптические стационарные ОГС-ППП и газоанализаторы многоканальные оптические стационарные взрывозащищённые СГС-ППП
	исполнение ОГС-ППП/М-X1-X2	исполнение ОГС-ППП/М-X1-X2-И		
1	2	3	4	5
Диапазон напряжения питания, В	от 18 до 32			
Габаритные размеры (длина/высота/ширина), мм, не более	241/190/115	305/127/127	260/130/150	350/220/160
Масса, кг, не более	в алюминиевом корпусе		2,5 (в корпусе из алюминиевого сплава)	3,0
	3,0	3,5		
	в стальном корпусе		4,2 (в корпусе из нержавеющей стали)	
	6,5	7,0		

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность (без образования конденсата), % - атмосферное давление, кПа	от -60 до +90 от 20 до 95 от 80 до 120		от -60 до +75 (для ИК-сенсора) от -40 до +60 (для ЭХ-сенсора) от 20 до 98 от 80 до 120	от -60 до +85 не более 95 от 84 до 106,7
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность окружающего воздуха, % - атмосферное давление, кПа - напряжение питания постоянного тока, В	от 15 до 25 от 30 до 80 от 84,4 до 106,7 от 22 до 26			от 15 до 25 от 30 до 80 от 97,3 до 105,3 от 22 до 26

Знак утверждения типа

наносится на самоклеящуюся алюминиевую пластину методом прямой печати, которая закрепляется на внутренней стороне дверцы ШКУЗ-ППП.

Комплектность средства измерений

Таблица 11 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система контроля загазованности	Спутник	1 шт. *)
Руководство по эксплуатации	ПДАР.424321.001РЭ	1 экз.
Паспорт	ПДАР.424321.001ПС	1 экз.
*) Вариант исполнения – согласно опросному листу.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Системы контроля загазованности Спутник. Руководство по эксплуатации» ПДАР.424321.001РЭ, разделе 1.4.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам контроля загазованности Спутник

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

Приказ Росстандарта от 31.12.2020 № 2315 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах

ПДАР.424321.001ТУ Системы контроля загазованности Спутник. Технические условия

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Пожгазприбор» (ООО «Пожгазприбор»)
ИНН 7811487042

Адрес: 192019, г. Санкт-Петербург, набережная Обводного канала, д. 24А

Телефон: + 7 (812) 309-58-87 E-mail: info@pozhgazpribor.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Пожгазприбор» (ООО «Пожгазприбор»)
ИНН 7811487042

Адрес: 192019, г. Санкт-Петербург, набережная Обводного канала, д. 24А

Телефон: + 7 (812) 309-58-87 E-mail: info@pozhgazpribor.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (343) 350-26-18, факс: (343) 350-20-39 E-mail: uniim@uniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации № RA.RU.311373.

