

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» декабря 2021 г. № 2998

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Анализаторы спектра частот конструкций башенного типа	"ЛЭПТО Н-1"	С	84220-21	0001 в составе измерительные блоки с зав. №№ 001, 002, 003, 004	Общество с ограниченной ответственностью "Институт электроэнергетики Новосибирского государственного технического университета" (ООО "ИЭЭ НГТУ"), г. Новосибирск	Общество с ограниченной ответственностью "Институт электроэнергетики Новосибирского государственного технического университета" (ООО "ИЭЭ НГТУ"), г. Новосибирск	ОС	ЛТДВ.4111 68.005 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Институт электроэнергетики Новосибирского государственного технического университета" (ООО "ИЭЭ НГТУ"), г. Новосибирск	ФБУ "Новосибирский ЦСМ", г. Новосибирск	12.08.2021
2.	Счётчики-расходомеры	КТМ Дельта-паскаль	С	84221-21	09.0001.03.2021, 09.0002.04.2021	Общество с ограниченной ответственностью "НПП КуйбышевТелеком-Метрология" (ООО "НПП	Общество с ограниченной ответственностью "НПП КуйбышевТелеком-Метрология" (ООО "НПП	ОС	МП 208-026-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "НПП КуйбышевТелеком-Метрология" (ООО "НПП	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	23.08.2021

						КуйбышевТелеком-Метрология"), пгт Волжский, Самарская обл.	КуйбышевТелеком-Метрология"), пгт Волжский, Самарская обл.				КуйбышевТелеком-Метрология"), пгт Волжский, Самарская обл.		
3.	Дальномеры лазерные	GLM 50-27	C	84222-21	025600156; 030602632	"Robert Bosch Power Tools GmbH", Германия (Производственная площадка: Robert Bosch Power Tools Sdn Bhd, Малайзия)	"Robert Bosch Power Tools GmbH", Германия	ОС	МП АПМ 23-21	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Роберт Бош" (ООО "Роберт Бош"), Московская обл., г. Химки	ООО "Авто-прогресс-М", г. Москва	20.08.2021
4.	Полуприцепы-цистерны	STB	C	84223-21	исполнение STB 32: WKVDAN50300109 739, WKVDAN50300109 738, WKVDAN50300109 897, WKVDAN50300109 901, WKVDAN50300109 896, WKVDAN50300109 895, WKVDAN50300110 717, WKVDAN50300110 715, WKVDAN50300110 718, WKVDAN50300110 720, WKVDAN50300110 719, WKVDAN50300110	Kässbohrer Fahrzeugwerke GmbH, Германия; производственная площадка: Tirsan Treyler San. Ve Tic. A.S., Турецкая Республика	Kässbohrer Fahrzeugwerke GmbH, Германия	ОС	ГОСТ 8.600-2011	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Кессборер" (ООО "Кессборер"), Тульская обл., г. Ясногорск	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	31.08.2021

					716, WKVDAN50300110 721, WKVDAN50300110 828, WKVDAN50300110 913, WKVDAN50300110 969, WKVDAN50300111 709, WKVDAN50300112 256, WKVDAN50300112 357, WKVDAN50300112 549, WKVDAN50300112 579, WKVDAN50300112 606, WKVDAN50300112 613, WKVDAN50300112 652, WKVDAN50300112 653, WKVDAN50300105 227, WKVDAN50300106 531, WKVDAN50300106 585, WKVDAN50300106 643, WKVDAN50300106 658, WKVDAN50300109 107, WKVDAN50300109 084,							
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

					WKVDAN50300109 864, WKVDAN50300109 827								
5.	Анализаторы кислорода	Delta F	E	84224-21	Мод. DF-340E сер. № PT-26020-V6, мод. DF-150E сер. № DF-23306-V6, мод. DF-150E сер. № DF-23326-V6	"Servomex Group Limited", Ве- ликобритания	"Servomex Group Limited", Ве- ликобритания	ОС	МП- 323/07- 2021	1 год	Общество с ограниченной ответственно- стью "Мир Технологий" (ООО "Мир Технологий"), г. Москва	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	21.09.2021
6.	Анализаторы	TGA	E	84225-21	мод. TGA6B1D-4T- T-2HE-S сер.№ EGA1529, мод. TGA6B1D-4T-T- 2HE-S сер.№ EGA1530, мод. TGA6B1D-4T-P- 2HE-S сер.№ EGA1531, мод. TGA6BB2D-4T-PP- 2HE-S сер.№ EGA1532, мод. TGA6BB2D4T-PP- 2HES сер.№ EGA1533	"VICI Valco Instruments", США	"VICI Valco Instruments", США	ОС	МП- 329/07- 2021	1 год	Общество с ограниченной ответственно- стью "Мир Технологий" (ООО "Мир Технологий"), г. Москва	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	04.10.2021
7.	Датчики из- мерения вибрации	ДИВ-В	С	84226-21	2110012, 2110013	Общество с ограниченной ответственно- стью "Научно- производ- ственное объ- единение СА- РОВ- ВОЛГОГАЗ" (ООО "НПО САРОВ- ВОЛГОГАЗ"), Нижегород- ская область,	Общество с ограниченной ответственно- стью "Научно- производ- ственное объ- единение СА- РОВ- ВОЛГОГАЗ" (ООО "НПО САРОВ- ВОЛГОГАЗ"), Нижегород- ская область,	ОС	КЛИЖ.402 248.002 МП	2 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Научно- производ- ственное объ- единение СА- РОВ- ВОЛГОГАЗ" (ООО "НПО САРОВ- ВОЛГОГАЗ"), Нижегород- ская область, г.	ФГУП "РФЯЦ- ВНИИЭФ", Нижегород- ская область, г. Саров	13.09.2021

						г. Саров	г. Саров				Саров		
8.	Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-5	Е	84227-21	100	Общество с ограниченной ответственностью "Нефтемаш" (ООО "Нефтемаш"), Республика Татарстан, г. Альметьевск	Общество с ограниченной ответственностью "Нефтемаш" (ООО "Нефтемаш"), Республика Татарстан, г. Альметьевск	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Закрытое акционерное общество "Предприятие Кара Алтын" (ЗАО "Предприятие Кара Алтын"), Республика Татарстан, г. Альметьевск	АО "Нефтеавтоматика", г. Казань	13.08.2021
9.	Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-1000	Е	84228-21	1	Общество с ограниченной ответственностью "Глазовский Завод "Химмаш" (ООО "Глазовский Завод "Химмаш"), Удмуртская Республика, г. Глазов	Общество с ограниченной ответственностью "Глазовский Завод "Химмаш" (ООО "Глазовский Завод "Химмаш"), Удмуртская Республика, г. Глазов	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Альметьевское районное нефтепроводное управление филиал Акционерного общества "Транснефть - Прикамье" (АРНУ филиал АО "Транснефть - Прикамье"), г. Казань	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	01.10.2021
10.	Скобы индикаторные	СИ	С	84229-21	СИ 50 зав. № 1288; СИ 300 зав. № 11008; СИ 600 зав. № 01725	Общество с ограниченной ответственностью "Вятский Инструмент" (ООО "ВИНС"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Вятский Инструмент" (ООО "ВИНС"), г. Москва	ОС	ГОСТ 8.359-79	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Вятский Инструмент" (ООО "ВИНС"), г. Москва	ФБУ "Омский ЦСМ", г. Омск	28.09.2021
11.	Весы неавтоматического действия	FS	С	84230-21	Q7505055	"A&D Company, Limited", Япония (производственная площадка "A&D SCALES Co, Ltd.", Корея)	"A&D Company, Limited", Япония	ОС	ГОСТ OIML R 76-1-2011 (Приложение ДА)	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Эй энд Ди РУС" (ООО "Эй энд Ди РУС"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	29.08.2021

12.	Счетчики холодной и горячей воды турбинные	ЭКОНОМ СВТТ	С	84231-21	20-85032688, 20-92003517, 20-85048542, 20-92002701	Общество с ограниченной ответственностью "ДЮКС" (ООО "ДЮКС"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "ДЮКС" (ООО "ДЮКС"), г. Москва	ОС	МИ 1592-2015	6 лет	Общество с ограниченной ответственностью "ДЮКС" (ООО "ДЮКС"), г. Москва	ООО "ИЦРМ", г. Москва	19.02.2021
13.	Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.07	С	84232-21	мод. ПСЧ-4ТМ.07.01.00.05: зав. № 3906210026; мод. ПСЧ-4ТМ.07.07.02.00: зав. № 3906210010; мод. ПСЧ-4ТМ.07.20.11.00: зав. № 3906210004; мод. ПСЧ-4ТМ.07.40.08.00: зав. № 3906210008; мод. ПСЧ-4ТМ.07.63.00.00: зав. № 3906210014; мод. ПСЧ-4ТМ.07.65.10.00: зав. № 3906210015; мод. ПСЧ-4ТМ.07.80.01.00: зав. № 3906210012	Акционерное общество "Нижегородское научно-производственное объединение имени М.В. Фрунзе" (АО "ННПО имени М.В. Фрунзе"), г. Нижний Новгород	Акционерное общество "Нижегородское научно-производственное объединение имени М.В. Фрунзе" (АО "ННПО имени М.В. Фрунзе"), г. Нижний Новгород	ОС	ИЛГШ.411 152.188РЭ1, часть 2	16 лет	Акционерное общество "Нижегородское научно-производственное объединение имени М.В. Фрунзе" (АО "ННПО имени М.В. Фрунзе"), г. Нижний Новгород	ФБУ "Нижегородский ЦСМ", г. Нижний Новгород	12.11.2021
14.	Тахеометр электронный	Leica TS60 I	Е	84233-21	886674	"Leica Geosystems AG", Швейцария	"Leica Geosystems AG", Швейцария	ОС	651-21-070 МП	1 год	Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений" (ФГУП	ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево	19.10.2021

											"ВНИИФТРИ"), г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево		
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Калужская	Обозначение отсутствует	Е	84234-21	314	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-1303-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	12.11.2021
16.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Металлургическая	Обозначение отсутствует	Е	84235-21	244	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-1293-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	27.10.2021

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» декабря 2021 г. № 2998

Регистрационный № 84235-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

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

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

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

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

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Казинка – Металлургическая I цепь	ТГФМ-220 II* кл.т. 0,2S К _{тт} = 1000/1 рег. № 36671-08	ЗНОГ-220 кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ТК16L рег. № 36643-07
2	ВЛ 220 кВ Казинка - Металлургическая II цепь	ТОГФ-220 кл.т. 0,2S К _{тт} = 1000/1 рег. № 61432-15	ЗНОГ-220 кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	ОВ 220 кВ	ТГФМ-220 II* кл.т. 0,2S К _{тт} = 1000/1 рег. № 36671-08	ЗНОГ-220 кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
4	ВЛ 110 кВ РП-2 - Металлургическая Правая (ВЛ 110 кВ Прокат Правая)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
5	ВЛ 110 кВ РП-2 - Металлургическая Левая (ВЛ 110 кВ Прокат Левая)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ВЛ 110 кВ Металлургическая - ГПП-5 Правая (ВЛ 110 кВ ГПП-5 Правая)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	TK16L рег. № 36643-07
7	ВЛ 110 кВ Металлургическая - ГПП-3 с отпайкой на ГПП-11 Правая (ВЛ 110 кВ ГПП-3 Правая)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
8	ВЛ 110 кВ Металлургическая - ГПП-3 с отпайкой на ГПП-11 Левая (ВЛ 110 кВ ГПП-3 Левая)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
9	ВЛ 110 кВ Северная - Металлургическая Правая (ВЛ 110 кВ Связь Правая)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
10	ВЛ 110 кВ Северная - Металлургическая Левая (ВЛ 110 кВ Связь Левая)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
11	ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Металлургическая (ВЛ 110 кВ Промышленная)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
12	ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Металлургическая Правая (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 Правая)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
13	ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Металлургическая Левая (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 Левая)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	ОМВ 110 кВ	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S КТТ = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 КТН = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ТК16L рег. № 36643-07
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.					

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 14 (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
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 – 14 (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

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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 14 (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
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

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

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	 120000 72 55000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТГФМ-220 II*	6 шт.
Трансформатор тока	ТОГФ-220	3 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	33 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОГ-220	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110	6 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	14 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ПТР.Ц04.244.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 Металлургическая», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311298 в Реестре аккредитованных лиц.

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

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Web-сайт: www.ackye.ru

E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» декабря 2021 г. № 2998

Регистрационный № 84234-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

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

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

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

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

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 500 Смоленская АЭС - Калужская	ТТ В-4, ф. А, В, С: СА 525 кл.т. 0,2S Ктт = 3000/1 рег. № 23747-02 ТТ В-5, ф. А, В, С: СА 525 кл.т. 0,2S Ктт = 3000/1 рег. № 23747-02	НДКМ кл.т. 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325 рег. № 37288-08
2	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская №1	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 6540-78	НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 77922-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
3	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская №2	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 6540-78	НКФ-220-58 кл.т. 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 74031-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
4	ВЛ 220 кВ Калужская - Созвездие	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 6540-78	НКФ-220-58 кл.т. 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 74031-19	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ОВВ-220 кВ	ф. А: ТРН-330-01У1 кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 3000/1 рег. № 5312-76 ф. В, С: ТФРМ 330Б-У1 кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 3000/1 рег. № 5312-76	НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 77922-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325 рег. № 37288-08
6	ВЛ 110 Суходрев - Черкасово с отпайками (ВЛ 110 кВ Суходрев - Черкасово с отп.)	ТФЗМ-110Б-У1 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 75/5 рег. № 2793-71	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.					

Таблица 3 - Метрологические характеристики

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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
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 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,4	1,6	1,1	1,1
	0,5	1,8	1,1	0,8	0,8
2 – 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,8	-	2,1	1,4	1,3
	0,5	-	1,4	1,0	1,0
6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
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 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,5	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,7	1,2	0,9	0,9
	0,5	2,7	1,8	1,3	1,3
2 – 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	1,2	1,0	0,9
	0,8	-	1,5	1,1	1,1
	0,5	-	2,4	1,7	1,6
6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{2\%} \leq I_{\text{изм}} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{\text{изм}} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,7	2,1	1,7	1,7
	0,5	2,2	1,6	1,5	1,5
2 – 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,8	-	2,5	1,9	1,9
	0,5	-	1,9	1,6	1,6
6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
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 $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4

Продолжение таблицы 4

1	2
диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от -40 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325: - средняя наработка до отказа, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 100000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	СА 525	6 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV У1	9 шт.
Трансформатор тока	ТРН-330-01У1	1 шт.
Трансформатор тока	ТФРМ 330Б-У1	2 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-IVУ1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НДКМ	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ	3 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	6 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ПТР.Ц22.314.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Калужская», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», регистрационный номер RA.RU.311298 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

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

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Web-сайт: www.ackye.ru

E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

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

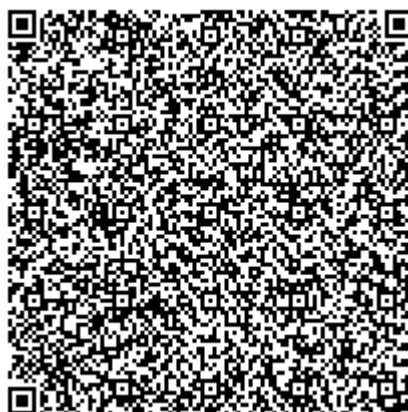
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» декабря 2021 г. № 2998

Регистрационный № 84233-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Тахеометр электронный Leica TS60 I

Назначение средства измерений

Тахеометр электронный Leica TS60 I (далее - тахеометр) предназначен для измерений длин (приращений координат), горизонтальных и вертикальных плоских углов, в том числе применяемых при определении координат пунктов при геодезических построениях.

Описание средства измерений

Принцип действия тахеометра основан на измерении углов поворота линии визирования зрительной трубы в горизонтальной и вертикальной плоскостях с возможностью одновременного измерения расстояний до объектов вдоль линии визирования для определения координат объекта.

Принцип измерения углов поворота зрительной трубы в горизонтальной и вертикальной плоскостях заключается в следующем: на горизонтальном и вертикальном лимбах располагаются кодовые дорожки (диски), дающие возможность на основе сочетания прозрачных и непрозрачных полос получать при пропускании через них света лишь два сигнала – «темно» или «светло», которые принимаются фотоприёмником. Сигнал, принятый фотоприемником, поступает в электронную часть датчика угла, где происходит вычисление угла поворота зрительной трубы.

Измерение расстояний производится лазерным дальномером, принцип действия которого основан на определении разности фаз излучаемых и принимаемых модулированных сигналов. Модулируемое излучение лазера с помощью оптической системы направляется на цель. Отраженное целью излучение принимается той же оптической системой, усиливается и направляется на блок, где происходит измерение разности фаз, излучаемых и принимаемых сигналов, на основании которых вычисляется расстояния до цели. Лазерный дальномер может работать с применением призмённых отражателей (отражательный режим) или по диффузным объектам (в диффузном режиме).

Длина волны излучения лазерного дальномера составляет 0,658 нм, класс 1 / 3R (при измерении в отражательном / диффузном режиме) в соответствии со стандартом IEC 60825-1 «Безопасность лазерных изделий».

Конструктивно тахеометр выполнен в виде пластикового моноблока. Тахеометр оснащен пьезоприводом и имеет автоматические функции: точное наведение на центр призмы в автоматическом режиме, слежение за центром призмы в автоматическом режиме, быстрое нахождение призмы в автоматическом режиме. У тахеометра на передней и задней панелях расположены цветные сенсорные жидкокристаллические дисплеи с кнопками управления. На боковых панелях расположены: аккумуляторный отсек, слот для подключения карты памяти формата SD объёмом до 8 Гбайт, USB-порт для подключения внешних устройств, наводящие винты управления приводом для точного наведения на цель, винт фокусировки и две кнопки автофокусировки.

Результаты измерений выводятся на дисплей, регистрируются во внутренней памяти или на карте памяти формата SD и впоследствии могут быть переданы на внешние устройства. Также тахеометр оснащен портом RS232 для подключения к персональному компьютеру.

Тахеометр может быть использован при создании и обновлении государственных топографических карт и планов в графической, цифровой, фотографической и иных формах.

Общий вид тахеометра с указанием места нанесения знака утверждения типа приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер тахеометров размещается на корпусе тахеометров в виде наклейки типографским способом.



Рисунок 1 - Общий вид тахеометра с указанием места нанесения знака утверждения типа

Пломбирование крепёжных винтов корпуса не производится, ограничение доступа к узлам обеспечено конструкцией крепёжных винтов, которые могут быть сняты только при наличии специальных ключей. Все внутренние винты залиты специальным лаком.

Программное обеспечение

Встроенное программное обеспечение (далее – ПО) «Leica Captivate» предназначено для обеспечения взаимодействия узлов тахеометра, сохранения и экспорта измеренных величин и импорта исходных данных. ПО «Leica Infinity», устанавливаемое на персональный компьютер (далее - ПК), предназначено для визуализации полученных данных, импорта и экспорта данных, а также обработки данных съёмки. Средства для программирования или изменения метрологически значимых функций отсутствуют.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Leica Captivate MS/TS fw	Leica Infinity
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.20	1.3.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	03BA5C3	FF004A2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений углов, градус ¹⁾ горизонтальных вертикальных	от 0 до 360 от -50 до +90
Диапазон измерений расстояний, м стандартная призма пленочный отражатель без отражателя	от 1,5 до 5000 от 1,5 до 250 ²⁾ от 1,5 до 1200 ³⁾
Доверительные границы допускаемой абсолютной погрешности измерений углов (при доверительной вероятности 0,997), секунда	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений расстояний, мм стандартная призма пленочный отражатель без отражателя для расстояний от 1,5 до 500 включ., м для расстояний св. 500 до 1200 включ., м	$\pm(0,2+0,5 \cdot 10^{-6} \cdot L)$ ⁴⁾ $\pm(1+1,0 \cdot 10^{-6} \cdot L)$ $\pm(2+2 \cdot 10^{-6} \cdot L)$ $\pm(4+2 \cdot 10^{-6} \cdot L)$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности лазерного центрира, мм	±1,5
¹⁾ Здесь и далее по тексту: градус, секунда и минута – единицы измерений плоского угла. ²⁾ Измерения на отражающую плёнку (60 мм × 60 мм) с коэффициентом отражения не менее 90 % по ГОСТ 8.557-2007. ³⁾ Измерения на поверхность соответствующей белой поверхности пластины с коэффициентом отражения не менее 90 % по ГОСТ 8.557-2007. ⁴⁾ Где L - измеряемое расстояние, мм.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Увеличение зрительной трубы, крат, не менее	30
Диаметр входного зрачка, мм, не менее	40
Угловое поле зрения зрительной трубы, не менее	1°30'
Наименьшее расстояние визирования, м, не менее	1,7
Диапазон компенсации компенсатора, минута	±4
Цена деления круглого установочного уровня, минута /2 мм	6

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Дискретность отсчитывания измерений углов, секунда расстояний, мм	0,1 0,1
Напряжение питания постоянного тока, В: внутренний аккумулятор внешний источник питания	14,8 13,0
Диапазон рабочих температур, °С	от -20 до +50
Габаритные размеры, мм, не более длина высота ширина	250 405 250
Масса без аккумулятора, кг, не более	8,15

Знак утверждения типа

наносится на боковую панель тахеометра в виде наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации в виде наклейки или типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность тахеометра

Наименование	Обозначение	Количество
Тахеометр электронный	Leica TS60 I, зав. № 886674	1 шт.
Стилус для сенсорного экрана	-	3 шт.
Набор инструментов для юстировки	-	1 шт.
Транспортировочный кейс	-	1 шт.
Защитный чехол от осадков	-	1 шт.
Защитная бленда на объектив	-	1 шт.
Трегер	-	1 шт.
Аккумулятор	-	1 шт.
Зарядное устройство	-	1 шт.
Кабель передачи данных mini-USB	-	1 шт.
Карта памяти SD	-	1 шт.
Диагональная насадка на окуляр	-	1 шт.
Противовес на объектив для использования окулярной насадки	-	1 шт.
Программное обеспечение Leica Infinity	-	1 шт.
Тахеометр электронный Leica TS60 I. Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Тахеометр электронный Leica TS60 I. Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Приложении 4 документа «Тахеометр электронный Leica TS60 I. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к тахеометру электронному Leica TS60 I

Приказ Росстандарта от 29 декабря 2018 г. № 2831 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для координатно-временных измерений»

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

Изготовитель

«Leica Geosystems AG», Швейцария
Адрес: CH-9435 Heerbrugg, Switzerland
Телефон: +41 71 727 31 31
Факс: +41 71 727 46 74
Web-сайт: www.geosystems.ru
E-mail: info@leica-geosystems.com

Испытательный центр

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

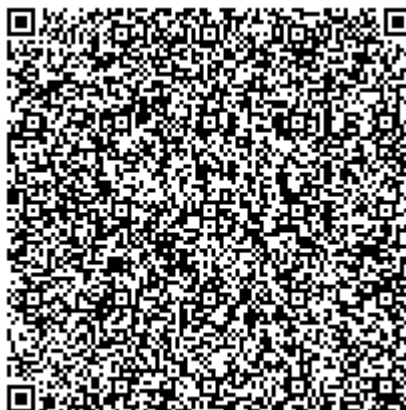
Адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, пром-зона ФГУП ВНИИФТРИ

Телефон (факс): (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.07

Назначение средства измерений

Счетчики предназначены для измерения и многотарифного учета активной и реактивной энергии (в том числе и с учетом потерь) прямого и обратного направления и четырехквadrантной реактивной энергии, измерения параметров сети и параметров качества электрической энергии (отклонения частоты и напряжений, провалы напряжений и перенапряжения) в трехфазных сетях переменного тока.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков электрической энергии многофункциональных ПСЧ-4ТМ.07 основан на цифровой обработке входных аналоговых сигналов. Управление процессом измерения и всеми функциональными узлами счетчика осуществляется высокопроизводительным микроконтроллером (МК), который реализует измерительные и управляющие алгоритмы в соответствии со специализированной программой, помещенной в его внутреннюю память программ. Управление узлами производится через аппаратно-программные интерфейсы, реализованные на портах ввода/вывода МК

Измерительная часть счетчиков выполнена на основе аналого-цифрового преобразователя (АЦП), встроенного в микроконтроллер. АЦП осуществляет выборки мгновенных значений величин напряжения и тока. Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжения и тока производит вычисление средних за период сети значений частоты, напряжения, тока, активной и полной мощности, производит их коррекцию по амплитуде, фазе и температуре.

Вычисления средних за период сети значений мощностей и среднеквадратических значений напряжений и токов производится по следующим формулам:

$$\text{для активной мощности} \quad P = \frac{\sum_{i=0}^{n-1} U_i \cdot I_i}{n}, \quad (1)$$

$$\text{для полной мощности} \quad S = \frac{\sqrt{\sum_{i=0}^{n-1} U_i^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=0}^{n-1} I_i^2}}{n}, \quad (2)$$

$$\text{для реактивной мощности} \quad Q = \sqrt{S^2 - P^2}, \quad (3)$$

$$\text{для напряжения} \quad U_{\text{скз}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^{n-1} U_i^2}{n}}, \quad (4)$$

для тока

$$I_{\text{скз}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^{n-1} I_i^2}{n}}, \quad (5)$$

где U_i, I_i - выборки мгновенных значений напряжения и тока;
 n - число выборок за период сети.

Вычисление активной и реактивной мощности потерь за период сети в каждой фазе производится по следующим формулам:

$$P_{\Pi} = \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 \cdot P_{\Pi.Л.НОМ} + \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 \cdot P_{\Pi.Н.НОМ} + \left(\frac{U}{U_H}\right)^2 \cdot P_{\Pi.ХХ.НОМ}, \quad (6)$$

$$Q_{\Pi} = \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 \cdot Q_{\Pi.Л.НОМ} + \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 \cdot Q_{\Pi.Н.НОМ} + \left(\frac{U}{U_H}\right)^4 \cdot Q_{\Pi.ХХ.НОМ}, \quad (7)$$

где I - среднеквадратическое значение тока за период сети (5);
 U - среднеквадратическое значение фазного напряжения (4);
 $P_{\Pi.Л.НОМ}$ - номинальная активная мощность потерь в линии электропередачи;
 $P_{\Pi.Н.НОМ}$ - номинальная активная мощность нагрузочных потерь в силовом трансформаторе;
 $P_{\Pi.ХХ.НОМ}$ - номинальная активная мощность потерь холостого хода в силовом трансформаторе;
 $Q_{\Pi.Л.НОМ}$ - номинальная реактивная мощность потерь в линии электропередачи;
 $Q_{\Pi.Н.НОМ}$ - номинальная реактивная мощность нагрузочных потерь в силовом трансформаторе;
 $Q_{\Pi.ХХ.НОМ}$ - номинальная реактивная мощность потерь холостого хода в силовом трансформаторе;

Номинальные мощности потерь вводятся в счетчик как конфигурационные параметры и представляют собой мощность потерь в одной фазе, приведенную к входу счетчика при номинальном токе и напряжении счетчика.

Счетчики являются двунаправленными измерителями и измеряют проекции вектора полной мощности на активную и реактивную оси круга мощностей. При этом образуются четыре канала измерения и учета активной и реактивной мощности прямого и обратного направления.

Знаки однофазных измерений активной и реактивной мощности всегда соответствуют реальному направлению потока мощности в каждой фазе сети. При этом:

- прямому направлению (от генератора) активной энергии A+ (мощности P+) соответствует фазовый сдвиг между током и напряжением в каждой фазе от 0° до 90° (1-й квадрант, индуктивная нагрузка, импорт) и от 270° до 360° (4-й квадрант, емкостная нагрузка, импорт);
- обратному направлению (к генератору) активной энергии A- (мощности P-) соответствует фазовый сдвиг между током и напряжением в каждой фазе от 180° до 270° (3-й квадрант, индуктивная нагрузка, экспорт) и от 90° до 180° (2-й квадрант, емкостная нагрузка, экспорт);
- прямому направлению (от генератора) реактивной энергии R+ (мощности Q+) соответствует фазовый сдвиг между током и напряжением в каждой фазе от 0° до 180° (импорт);
- обратному направлению (к генератору) реактивной энергии R- (мощности Q-) соответствует фазовый сдвиг между током и напряжением в каждой фазе от 180° до 360° (экспорт).

Вычисление средних за период сети мощностей трехфазной системы производится суммированием соответствующих мощностей однофазных измерений. Знаки трехфазных измерений мощности и знаки каналов учета трехфазной энергии формируются по-разному, в зависимости от конфигурации счетчика. Различаются следующие режимы работы счетчика в зависимости от конфигурации:

- двунаправленный режим измерения активной и реактивной энергии и мощности, 4 канала (режим по умолчанию);
- однонаправленный режим измерения активной и реактивной энергии и мощности (по модулю) 3 канала в прямом направлении (конфигурируемый);
- двунаправленный реверсный режим измерения активной и реактивной энергии и мощности, 4 канала (конфигурируемый);
- однонаправленный реверсный режим измерения активной и реактивной энергии и мощности (по модулю) в обратном направлении (конфигурируемый).

В таблицах 1-4 приведены знаки направления активной и реактивной мощности однофазных и трехфазных измерений и каналы учета энергии в зависимости от положения вектора полной мощности и конфигурирования счетчика.

Таблица 1 - Знаки мощностей однофазных и трехфазных измерений в двунаправленном режиме

Двунаправленный режим (4 канала)								
Квадрант вектора полной мощности S	Канал учета энергии трехфазных измерений		Знак мощности трехфазных измерений		Знак мощности однофазных измерений		Каналы телеметрии	
	актив.	реактив.	актив.	реактив.	актив.	реактив.	актив.	реактив.
I	A+	R+	P+	Q+	P+	Q+	имп. A+	имп. R+
II	A-	R+	P-	Q+	P-	Q+	имп. A-	имп. R+
III	A-	R-	P-	Q-	P-	Q-	имп. A-	имп. R-
IV	A+	R-	P+	Q-	P+	Q-	имп. A+	имп. R-

Таблица 2 - Знаки мощностей однофазных и трехфазных измерений в однонаправленном режиме

Однонаправленный режим (3 канала учета по модулю в прямом направлении)								
Квадрант вектора полной мощности S	Канал учета энергии трехфазных измерений		Знак мощности трехфазных измерений		Знак мощности однофазных измерений		Каналы телеметрии	
	актив.	реактив.	актив.	реактив.	актив.	реактив.	актив.	реактив.
I	A+	R+	P+	Q+	P+	Q+	имп. A+	имп. R+
II	A+	R-	P+	Q-	P-	Q+	имп. A+	имп. R-
III	A+	R+	P+	Q+	P-	Q-	имп. A+	имп. R+
IV	A+	R-	P+	Q-	P+	Q-	имп. A+	имп. R-

Таблица 3 - Знаки мощностей однофазных и трехфазных измерений в реверсном двунаправленном режиме

Реверсный двунаправленный режим (4 канала учета с инверсией знака направления)								
Квадрант вектора полной мощности S	Канал учета энергии трехфазных измерений		Знак мощности трехфазных измерений		Знак мощности однофазных измерений		Каналы телеметрии	
	актив.	реактив.	актив.	реактив.	актив.	реактив.	актив.	реактив.
I	A-	R-	P-	Q-	P+	Q+	имп. A-	имп. R-
II	A+	R-	P+	Q-	P-	Q+	имп. A+	имп. R-
III	A+	R+	P+	Q+	P-	Q-	имп. A+	имп. R+
IV	A-	R+	P-	Q+	P+	Q-	имп. A-	имп. R+

Таблица 4 - Знаки мощностей однофазных и трехфазных измерений в реверсном однонаправленном режиме

Реверсный однонаправленный режим (3 канала учета по модулю в обратном направлении)								
Квадрант вектора полной мощности S	Канал учета энергии трехфазных измерений		Знак мощности трехфазных измерений		Знак мощности однофазных измерений		Каналы телеметрии	
	актив.	реактив.	актив.	реактив.	актив.	реактив.	актив.	реактив.
I	A-	R-	P-	Q-	P+	Q+	имп. A-	имп. R-
II	A-	R+	P-	Q+	P-	Q+	имп. A-	имп. R+
III	A-	R-	P-	Q-	P-	Q-	имп. A-	имп. R-
IV	A-	R+	P-	Q+	P+	Q-	имп. A-	имп. R+

По полученным за период сети значениям активной и реактивной мощности трехфазной системы формируются импульсы телеметрии на двух конфигурируемых испытательных выходах счетчика. Сформированные импульсы подсчитываются контроллером и сохраняются в регистрах текущих значений энергии и профиля мощности по каждому виду энергии (мощности) и направлению до свершения события. По свершению события, текущие значения энергии или мощности добавляются в соответствующие энергонезависимые регистры учета энергии и массивы профиля мощности. При этом в качестве события выступает время окончания текущего тарифа или время окончания интервала интегрирования мощности для массива профиля, определяемое по встроенным энергонезависимым часам реального времени.

При учете потерь импульсы телеметрии формируются с учетом мощности потерь ($P \pm P_n$ формулы (1), (6), $Q \pm Q_n$ формулы (3), (7)), подсчитываются контроллером и отдельно сохраняются в регистрах текущих значений энергии и профиля мощности с учетом потерь по каждому виду энергии (мощности) и направлению до свершения события. Знак учета потерь является конфигурационным параметром счетчика и зависит от расположения точки учета и точки измерения.

Функциональные возможности

Счетчики обеспечивают:

- многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления и четырехквадрантной реактивной энергии в трехфазной системе и не тарифицированный пофазный учет;
- не тарифицированный учет активной и реактивной энергии с учетом потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе;
- ведение двух четырехканальных массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования;
- ведение многоканального профиля параметров с программируемым временем интегрирования;
- измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- ведение журналов событий.

Счётчики позволяют управлять нагрузкой посредством встроенного реле управления нагрузкой, с возможностью аппаратной блокировки срабатывания, и формировать сигнал управления нагрузкой на конфигурируемом испытательном выходе по различным программируемым критериям.

Счетчики имеют интерфейсы связи, поддерживают ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ.02-совместимый протокол обмена, и предназначены для работы, как автономно, так и в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и в составе автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ).

Счетчики внутренней установки, в том числе с установкой на DIN-рейку, предназначены для работы в закрытых помещениях с диапазоном рабочих температур от минус 40 до плюс 70 °С. Счетчики наружной установки имеют расщепленную архитектуру, предназначены для работы в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °С, не чувствительны к воздействию солнечной радиации, инея и росы.

Варианты исполнений

Счетчики выпускаются в различных модификациях, которые отличаются номинальным (базовым) током, номинальным напряжением, способом подключения к электрической сети, наличием реле управления нагрузкой, наличием радиомодема, способом установки (внутри или снаружи помещений, на DIN-рейку), типом встроенного интерфейсного модуля и типом установленного дополнительного интерфейсного модуля. Счётчики всех вариантов исполнения имеют оптический интерфейс. Варианты исполнения счетчиков приведены в таблице 5. Варианты исполнения встроенного интерфейсного модуля приведены в таблице 6. Варианты исполнения дополнительных интерфейсных модулей приведены в таблице 7.

Таблица 5 – Варианты исполнения счетчиков

Условное обозначение счетчика	Номи- нальный/ базовый (макси- мальный) ток, А	Номинальное напряжение, В	Класс точности измерения активной/ реактивной энергии	Реле	Резерв- ный блок питания	Радио- модем (RF2)	Наличие RS-485
Счетчики внутренней установки							
ПСЧ-4ТМ.07.00	5(10)	3×(57,7-115)/ (100-200)	0,5S/1,0	-	+	+	2
ПСЧ-4ТМ.07.01	5(10)		0,5S/1,0	-	+	-	2
ПСЧ-4ТМ.07.02	1(2)		0,5S/1,0	-	+	+	2
ПСЧ-4ТМ.07.03	1(2)		0,5S/1,0	-	+	-	2
ПСЧ-4ТМ.07.04	5(10)	3×(120-230)/ (208-400)	0,5S/1,0	-	+	+	2
ПСЧ-4ТМ.07.05	5(10)		0,5S/1,0	-	+	-	2
ПСЧ-4ТМ.07.06	1(2)		0,5S/1,0	-	+	+	2
ПСЧ-4ТМ.07.07	1(2)		0,5S/1,0	-	+	-	2
ПСЧ-4ТМ.07.20	5(100)	3×(120-230)/ (208-400)	1/1	+	-	+	1
ПСЧ-4ТМ.07.21	5(100)		1/1	-	-	+	1
ПСЧ-4ТМ.07.22	5(100)		1/1	+	-	-	1
ПСЧ-4ТМ.07.23	5(100)		1/1	-	-	-	1
Счетчики наружной установки							
ПСЧ-4ТМ.07.40	5(100)	3×(120-230)/ (208-400)	1/1	+	-	+	-
ПСЧ-4ТМ.07.41	5(100)		1/1	-	-	+	-
ПСЧ-4ТМ.07.42	5(100)		1/1	+	-	-	-
ПСЧ-4ТМ.07.43	5(100)		1/1	-	-	-	-
Счетчики для установки на DIN рейку							
ПСЧ-4ТМ.07.60	5(10)	3×(57,7-115)/ (100-200)	0,5S/1,0	-	+	+	2
ПСЧ-4ТМ.07.61	5(10)		0,5S/1,0	-	+	-	2
ПСЧ-4ТМ.07.62	1(2)		0,5S/1,0	-	+	+	2
ПСЧ-4ТМ.07.63	1(2)		0,5S/1,0	-	+	-	2

Продолжение таблицы 5

Условное обозначение счетчика	Номинальный (максимальный) ток, А	Номинальное напряжение, В	Класс точности измерения активной/реактивной энергии	Реле	Резервный блок питания	Радиомодем (RF2)	Наличие RS-485
ПСЧ-4ТМ.07.64	5(10)	3×(120-230)/ (208-400)	0,5S/1,0	-	+	+	2
ПСЧ-4ТМ.07.65	5(10)		0,5S/1,0	-	+	-	2
ПСЧ-4ТМ.07.66	1(2)		0,5S/1,0	-	+	+	2
ПСЧ-4ТМ.07.67	1(2)		0,5S/1,0	-	+	-	2
ПСЧ-4ТМ.07.80	5(80)	3×(120-230)/ (208-400)	1/1	-	-	+	1
ПСЧ-4ТМ.07.81	5(80)		1/1	-	-	-	1

Таблица 6 – Типы встраиваемых интерфейсных модулей

Условное обозначение модуля	Наименование
00	Отсутствие интерфейсного модуля
01	Коммуникатор GSM TE101.02.01A (сеть 2G)
02	Модем PLC
04	Коммуникатор 3G TE101.03.01A (сеть 2G+3G)
08	Модем ISM M-4.03T.0.102A (ZigBee 2400 МГц)
10	Коммуникатор Wi-Fi TE102.01.01A
11	Коммуникатор 4G TE101.04.01A (сеть 2G+3G+4G)
13	Коммуникатор NB-IoT TE101.01.01A (сеть 2G+4G NB-IoT)
14	Коммуникатор NB-IoT TE101.01.01A/1 (сеть 4G только NB-IoT)
15	Модем LoRaWAN M-6T.ZZ.ZZ
16	Модем Bluetooth M-7T.ZZ.ZZ
17	Модем PLC/ISM TE103.01.01A
Примечание - ZZ – вариант исполнения интерфейсного модуля	

Таблица 7 – Типы устанавливаемых дополнительных интерфейсных модулей для счетчиков внутренней установки (ПСЧ-4ТМ.07.01 - ПСЧ-4ТМ.07.07, ПСЧ-4ТМ.07.20 - ПСЧ-4ТМ.07.23)

Условное обозначение модуля	Наименование
00	Отсутствие интерфейсного модуля
01	Коммуникатор GSM TE101.02.01 (сеть 2G)
02	Модем PLC M-2.01(T).01 (однофазный)
03	Модем PLC M-2.01(T).02 (трехфазный)
04	Коммуникатор 3G TE101.03.01 (сеть 2G+3G)
05	Модем Ethernet M-3.01T.01
06	Модем ISM M-4.01(T).ZZ (430 МГц)
07	Модем ISM M-4.02(T).ZZ (860 МГц)

Продолжение таблицы 7

Условное обозначение модуля	Наименование
08	Модем ISM M-4.03T.0.112 (2400 МГц)
09	Модем оптический M-5.01T.ZZ
10	Коммуникатор Wi-Fi TE102.01.01
11	Коммуникатор 4G TE101.04.01 (сеть 2G+3G+4G)*
12	Коммуникатор 4G TE101.04.01/1 (сеть 2G+3G+4G)**
13	Коммуникатор NB-IoT TE101.01.01 (сеть 2G+4G (NB-IoT))
14	Коммуникатор NB-IoT TE101.01.01/1 (сеть 4G (только NB-IoT))
15	Модем LoRaWAN M-6T.ZZ.ZZ
16	Модем Bluetooth M-7T.ZZ.ZZ
17	Модем PLC/ISM TE103.01.01 (однофазный)
18	Модем PLC/ISM TE103.01.02 (трехфазный)
Примечания 1 ZZ – вариант исполнения интерфейсного модуля 2 В счетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули, не приведенные в таблице со следующими характеристиками: – при питании от внутреннего источника счетчика с напряжением 12 В ток потребления не должен превышать 200 мА; – при питании от внешнего источника величина напряжения изоляции цепей интерфейса RS-485 модуля от цепей электропитания должна быть 4000 В (среднеквадратическое значение в течение 1 минуты). 3 * Максимальная скорость в сети 4G 150 Мбит/с. 4 ** Максимальная скорость в сети 4G 10 Мбит/с.	

Запись счетчика при его заказе и в конструкторской документации другой продукции должна состоять из наименования счетчика, условного обозначения варианта исполнения в соответствии с таблицей 5, условного обозначения типа встроенного интерфейсного модуля в соответствии с таблицей 6 (может отсутствовать), условного обозначения типа устанавливаемого дополнительного интерфейсного модуля в соответствии с таблицей 7 (может отсутствовать), номера настоящих технических условий.

Пример записи счётчика: «Счётчик электрической энергии multifunctional ПСЧ-4ТМ.07.ХХ.УУ.ЗЗ ИЛГШ.411152.188ТУ», где

ХХ – условное обозначение варианта исполнения счетчика в соответствии с таблицей 5;

УУ – условное обозначение встроенного интерфейсного модуля в соответствии с таблицей 6 (00 – нет встроенного интерфейсного модуля);

ЗЗ – условное обозначение устанавливаемого дополнительного интерфейсного модуля в соответствии с таблицей 7 (00 – нет устанавливаемого дополнительного интерфейсного модуля).

Счётчики наружной установки вариантов исполнения 40-41 (таблица 5) поставляются с терминалами в двух вариантах исполнения, что в явном виде указывается при заказе:

– Т-1.02МТ с питанием от сети переменного тока и с резервным питанием от двух алкалиновых батарей или двух аккумуляторов типоразмера ААА;

– Т-1.02МТ/1 без источника сетевого электропитания и с питанием только от двух алкалиновых батарей или двух аккумуляторов типоразмера ААА;

Примеры записи счётчика

- | | |
|--|---------------------|
| 1 «Счётчик электрической энергии многофункциональный ИЛГШ.411152.188ТУ с терминалом Т-1.02МТ»; | ПСЧ-4ТМ.07.40.02.00 |
| 2 «Счётчик электрической энергии многофункциональный ИЛГШ.411152.188ТУ с терминалом Т-1.02МТ/1»; | ПСЧ-4ТМ.07.41.00.00 |
| 3 «Счётчик электрической энергии многофункциональный ИЛГШ.411152.188ТУ без терминала». | ПСЧ-4ТМ.07.41.10.00 |

Подключение счетчиков трансформаторного включения к сети производится через измерительные трансформаторы напряжения и тока. Счетчики с номинальным напряжением $3 \times (57,7-115)/(100-200)$ В могут использоваться на подключениях с номинальными фазными напряжениями из ряда: 57,7; 63,5; 100; 110; 115 В.

Счетчики с номинальным напряжением $3 \times (120-230)/(208-400)$ В могут использоваться как с измерительными трансформаторами напряжения, так и без них на подключениях с номинальными фазными напряжениями из ряда: 120, 127, 173, 190, 200, 220, 230 В.

Счетчики могут конфигурироваться для подключения к трехфазным трехпроводным сетям по схеме Арона, как двухэлементные.

Счетчики непосредственного включения не чувствительны к постоянной составляющей в цепи переменного тока и предназначены для непосредственного подключения к сети с номинальными напряжениями из ряда: 120, 127, 173, 190, 200, 220, 230 В.

Тарификация и архивы учтенной энергии

Счетчики ведут многотарифный учет энергии (без учета потерь) в четырех тарифных зонах, по четырем типам дней в двенадцати сезонах. Дискрет тарифной зоны составляет 10 минут. Чередование тарифных зон в сутках ограничено числом десятиминутных интервалов в сутках и составляет 144 интервала. Тарификатор счетчиков использует расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчики ведут не тарифицированный учет активной и реактивной энергии с учетом потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе.

Счетчики, наряду с трехфазным учетом, ведут не тарифицированный пофазный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления.

Счетчики ведут архивы тарифицированной учтенной энергии, не тарифицированной энергии с учетом потерь и не тарифицированный пофазный учет (активной, реактивной прямого и обратного направления):

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 180 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 180 дней;
- за текущий месяц и 36 предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и 36 предыдущих месяцев;
- за текущий и 10 предыдущих лет;
- на начало текущего и 10 предыдущих лет.

В счетчиках может быть установлено начало расчетного периода отличное от первого числа месяца. При этом в месячных архивах энергии будет фиксироваться энергия за расчетный период и на начало расчетного периода, начинающиеся с установленного числа.

Профиль мощности нагрузки

Счетчики ведут два четырехканальных базовых массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут для активной и реактивной мощности прямого и обратного направления.

Примечание – Для счетчиков непосредственного включения и для счетчиков трансформаторного включения на подключениях с номинальными напряжениями $3 \times (100-115)/(173-200)$ В время интегрирования мощности может программироваться только в диапазоне от 1 до 30 минут.

Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

Глубина хранения базового массива профиля мощности составляет 113 суток при времени интегрирования 30 минут и 170 суток при времени интегрирования 60 минут.

Профиль параметров

Счетчики, наряду с базовыми массивами профиля мощности нагрузки, ведут два независимых массива профиля параметров (расширенные массивы профиля или 3-й и 4-й массивы профиля) с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут. Расширенные массивы профиля могут конфигурироваться в части выбора количества и типа профилируемых параметров, а так же формата хранения данных. Число каналов расширенного массива профиля может программироваться в диапазоне от 1 до 48, а наименования профилируемых параметров выбираться из таблиц 8 и 9. Кроме того, в расширенном массиве могут профилироваться все четыре мощности, как и в базовом массиве.

Таблица 8 – Типы профилируемых параметров для расширенного массива профиля

Наименование параметра	Обозначение
1 Напряжение в фазе 1	U_1
2 Напряжение в фазе 2	U_2
3 Напряжение в фазе 3	U_3
4 Напряжение прямой последовательности	$U_{1(1)}$
5 Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения в фазе 1	Ku_1
6 Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения в фазе 2	Ku_2
7 Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения в фазе 3	Ku_3
8 Коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности	K_{0U}
9 Межфазное напряжение между фазами 1 и 2	U_{12}
10 Межфазное напряжение между фазами 2 и 3	U_{23}
11 Межфазное напряжение между фазами 3 и 1	U_{31}
12 Коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности	K_{2U}
13 Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения между фазами 1 и 2	Ku_{12}
14 Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения между фазами 2 и 3	Ku_{23}
15 Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения между фазами 3 и 1	Ku_{31}
16 Частота сети	F
17 Ток в фазе 1	I_1
18 Ток в фазе 2	I_2
19 Ток в фазе 3	I_3
20 Ток нулевой последовательности	$I_{0(1)}$
21 Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока в фазе 1	K_{I1}
22 Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока в фазе 2	K_{I2}
23 Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока в фазе 3	K_{I3}
24 Коэффициент несимметрии тока по нулевой последовательности	K_{0I}
25 Коэффициент несимметрии тока по обратной последовательности	K_{2I}

Продолжение таблицы 8

Наименование параметра	Обозначение
26 Температура внутри счетчика	T
27 Положительное отклонение фазного напряжения по фазе 1	$\delta U_{1(+)}$
28 Положительное отклонение фазного напряжения по фазе 2	$\delta U_{2(+)}$
29 Положительное отклонение фазного напряжения по фазе 3	$\delta U_{3(+)}$
30 Положительное отклонение междуфазного напряжения фаз 12	$\delta U_{12(+)}$
31 Положительное отклонение междуфазного напряжения фаз 23	$\delta U_{23(+)}$
32 Положительное отклонение междуфазного напряжения фаз 31	$\delta U_{31(+)}$
33 Положительное отклонение частоты	$\delta f_{(+)}$
34 Отрицательное отклонение частоты	$\delta f_{(-)}$
35 Отрицательное отклонение фазного напряжения по фазе 1	$\delta U_{1(-)}$
36 Отрицательное отклонение фазного напряжения по фазе 2	$\delta U_{2(-)}$
37 Отрицательное отклонение фазного напряжения по фазе 3	$\delta U_{3(-)}$
38 Отрицательное отклонение междуфазного напряжения фаз 12	$\delta U_{12(-)}$
39 Отрицательное отклонение междуфазного напряжения фаз 23	$\delta U_{23(-)}$
40 Отрицательное отклонение междуфазного напряжения фаз 31	$\delta U_{31(-)}$

Регистрация максимумов мощности нагрузки

Счетчики могут использоваться как регистраторы максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцати сезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика:

- от сброса (ручной сброс или сброс по интерфейсному запросу);
- за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев.

В архивах максимумов фиксируется значение максимума мощности и время, соответствующее окончанию интервала интегрирования мощности.

Если массив профиля мощности сконфигурирован для мощности с учетом потерь, то в архивах максимумов фиксируется максимальная мощность с учетом потерь.

Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Счетчики измеряют мгновенные значения (время интегрирования от 0,2 до 5 секунд с шагом 200 мс) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть, и могут использоваться как измерители параметров, приведенных в таблице 9, или как датчики параметров с нормированными метрологическими характеристиками.

Счетчики могут использоваться как измерители показателей качества электрической энергии (ПКЭ) по параметрам установившегося отклонения частоты сети и установившегося отклонения напряжения, по характеристикам провалов и перенапряжений согласно ГОСТ 32144-2013 для класса измерений S в соответствии с ГОСТ 30804.4.30-2013.

При выходе параметра за границу ПДЗ на индикаторе отображается сообщение о факте нарушения. При этом счётчик ведет журналы ПКЭ, в которых фиксируется время выхода/возврата за установленные верхние/нижние нормально/предельно допустимые границы установившихся отклонений напряжения и частоты, и журналы провалов и перенапряжений, где фиксируются остаточное напряжение или уровень перенапряжения и длительность. Доступ к журналам ПКЭ и журналам провалов и перенапряжений возможен только через интерфейсы связи.

Таблица 9 – Измеряемые параметры

Наименование параметра	Цена единицы младше-го разряда индикатора	Примечание
Активная мощность, Вт	0,01	По каждой фазе сети и сумме фаз
Реактивная мощность, вар	0,01	
Полная мощность, В·А	0,01	
Активная мощность потерь, Вт	-	
Реактивная мощность потерь, вар	-	
Коэффициент активной мощности cos φ	0,01	
Коэффициент реактивной мощности sin φ	0,01	
Коэффициент реактивной мощности tg φ	0,01	
Фазное напряжение, В	0,01	По каждой фазе сети
Междуфазное напряжение, В	-	По каждой паре фаз
Напряжение прямой последовательности, В	-	
Ток, А	0,01	По каждой фазе сети
Ток нулевой последовательности, А	0,01	Справочные данные
Частота сети, Гц	0,01	
Коэффициент искажения синусоидальности кривой токов, %	0,01	Справочные данные
Коэффициент несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям, %	0,01	
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазных напряжений, %	0,01	
Коэффициент искажения синусоидальности кривой междуфазных напряжений, %	-	
Коэффициент несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям, %	0,01	
Температура внутри счетчика, °С	1	
Текущее время, с	1	
Текущая дата		
Примечания		
1 Цена единицы младшего разряда и размерности указаны для коэффициентов трансформации, равных 1.		
2 Все параметры индицируются с учетом введенных коэффициентов трансформации напряжения и тока.		

Испытательные выходы и цифровые входы

В счетчиках функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться:

- для формирования импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь, и четырехквadrантной реактивной);
- для формирования сигнала индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- для формирования сигнала телеуправления.
- для формирования сигнала управления нагрузкой по программируемым критериям.
- для формирования сигнала контроля точности хода встроенных часов.

В счетчиках трансформаторного включения функционируют два цифровых входа, в счетчиках непосредственного включения – один (отсутствует в счетчиках наружной установки), которые могут конфигурироваться:

- для управления режимом поверки (только первый цифровой вход).
- для счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Управление нагрузкой

Счетчики позволяют управлять нагрузкой посредством встроенного реле управления нагрузкой и формировать сигнал управления нагрузкой на конфигурируемом испытательном выходе (канал 0) по различным программируемым критериям.

Встроенное реле имеет возможность аппаратной блокировки срабатывания.

Журналы

Счетчики ведут журналы событий, журналы показателей качества электрической энергии, журналы превышения порога мощности, журналы провалов и перенапряжений, статусный журнал.

В журналах событий фиксируются времена начала/окончания следующих событий, перечисленных в таблице 10.

Таблица 10 – Журналы событий

Название журнала событий	Глубина хранения	
	событий	записей
1 Журнал вскрытия крышки зажимов	100	50
2 Журнал перепрограммирования счетчика (фиксация факта связи со счетчиком, приведший к изменению данных)	50	50
3 Журнал вскрытия корпуса	100	50
4 Журнал вскрытия крышки интерфейсных соединителей и батареи	100	50
5 Дата и время последнего программирования	1	1
6 Журнал инициализации счетчика	100	100
7 Журнал сброса показаний	10	10
8 Журнал выключения/включения счетчика	100	50
9 Журнал выключения/включения фазы 1	100	50
10 Журнал выключения/включения фазы 2	100	50
11 Журнал выключения/включения фазы 3	100	50
12 Журнал отклонения коэффициента мощности от нормированного значения ($\text{tg } \varphi$)	100	50
13 Журнал воздействия повышенной магнитной индукции	100	50
14 Журнал наличия тока при отсутствии напряжения в фазе 1	40	20
15 Журнал наличия тока при отсутствии напряжения в фазе 2	40	20
16 Журнал наличия тока при отсутствии напряжения в фазе 3	40	20
17 Журнал коррекции времени	200	100
18 Журнал коррекции тарифного расписания	10	10
19 Журнал коррекции расписания праздничных дней	10	10
20 Журнал коррекции расписания управления нагрузкой	10	10
21 Журнал коррекции списка перенесенных дней	10	10

Продолжение таблицы 10

Название журнала событий	Глубина хранения	
	событий	записей
22 Журнал коррекции расписания утренних и вечерних максимумов мощности	10	10
23 Журнал инициализации массива профиля 1,2,3 (3 журнала)	40	40
24 Журнал сброса максимумов по первому, второму и третьему массиву профиля (3 журнала)	30	30
25 Журнал несанкционированного доступа к счетчику	10	10
26 Журнал управления нагрузкой	100	100
27 Журнал изменения состояний выхода телеуправления	100	100
28 Журнал изменений коэффициентов трансформации	10	10
29 Журнал изменений параметров измерителя качества	10	10
30 Журнал изменений параметров измерителя потерь	10	10
31 Журнал превышения максимального тока в фазах 1,2,3 (3 журнала)	120	60
32 Журнал обновления метрологически не значимой части ПО	20	20
33 Журнал перепрограммирования параметров счетчика по протоколу СЭТ	100	100
34 Журнал изменение знака направления активной мощности по фазе 1,2,3 (3 журнала)	300	150
35 Журнал времени калибровки счётчика	10	10
36 Журнал перепрограммирования параметров счетчика через протокол СПОДЭС	100	100
37 Журнал HDLC коммуникаций	100	100

В журналах показателей качества электроэнергии фиксируются времена выхода/возврата за установленные границы параметров КЭ, усредненные в интервале времени (по умолчанию):

- 10 секунд для частоты сети.
- 10 минут для остальных параметров.

Перечень журналов ПКЭ и глубина хранения каждого журнала приведены в таблице 11.

Перечень журналов провалов и перенапряжений и глубина хранения каждого журнала приведены в таблице 12.

В журналах превышения порога мощности фиксируется время выхода/возврата за установленную границу среднего значения активной и реактивной мощности из первого массива профиля мощности. Глубина хранения журнала по каждой мощности 50 записей с фиксацией 100 событий.

В статусном журнале фиксируется время и значение измененного слова состояния счетчика. Глубина хранения статусного журнала 50 записей.

Таблица 11 – Журналы ПКЭ

Название журнала ПКЭ	Глубина хранения	
	событий	записей
1 Журналы выхода/возврата за верхнюю и нижнюю границы ПДЗ* фазных (фазы 1,2,3) и междуфазных (фазы 12, 23, 31) напряжений. Положительные и отрицательные отклонения напряжений (12 журналов)	1200	600

Продолжение таблицы 11

Название журнала ПКЭ	Глубина хранения	
	событий	записей
2 Журналы выхода/возврата за верхнюю и нижнюю границы НДЗ* фазных (фазы 1,2,3) и междуфазных (фазы 12, 23, 31) напряжений (12 журналов)	1200	600
3 Журналы выхода/возврата за верхнюю и нижнюю границы ПДЗ напряжения прямой последовательности U1(1) (2 журнала)	200	100
4 Журналы выхода/возврата за верхнюю и нижнюю границы НДЗ напряжения прямой последовательности U1(1) (2 журнала)	200	100
5 Журналы выхода/возврата за верхнюю и нижнюю границы ПДЗ частоты сети. Отклонение частоты (2 журнала)	200	100
6 Журнал выхода/возврата за верхнюю и нижнюю границы НДЗ частоты сети. Отклонение частоты (2 журнала)	200	100
7 Время выхода/возврата за границу ПДЗ коэффициентов искажений синусоидальности кривой фазных (фазы 1,2,3) и междуфазных (фазы 12, 23, 31) напряжений (6 журналов)	600	300
8 Время выхода/возврата за границу НДЗ коэффициентов искажений синусоидальности кривой фазных (фазы 1,2,3) и междуфазных (фазы 12, 23, 31) напряжений (6 журналов)	600	300
9 Журнал выхода/возврата за границу ПДЗ коэффициента несимметрии напряжения по нулевой последовательности K0u	100	50
10 Журнал выхода/возврата за границу НДЗ коэффициента несимметрии напряжения по нулевой последовательности K0u	100	50
11 Журнал выхода/возврата за границу ПДЗ коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности K2u	100	50
12 Журнал выхода/возврата за границу НДЗ коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности K2u	100	50
13 Журнал положительного и отрицательного отклонения фазных или междуфазных напряжений за расчетный период	50	50
* ПДЗ – предельно допустимое значение НДЗ – нормально допустимое значение		

Таблица 12 – Журналы провалов и перенапряжений

Название журнала ПКЭ	Глубина хранения	
	событий	записей
1 Журнал провалов и перенапряжений в 3-х фазной системе	50	50
2 Журналы провалов и перенапряжений в фазах 1,2,3 (3 журнала)	150	150
3 Журнал очистки статистической таблицы провалов и перенапряжений в 3-х фазной системе	10	10
4 Журналы очистки статистических таблиц провалов и перенапряжений в фазах 1,2,3 (3 журнала)	30	30

Устройство индикации

Счетчики внутренней установки и счетчики для установки на DIN-рейку (таблица 5), имеют жидкокристаллический индикатор (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых параметров и одну кнопку управления режимами индикации. Счетчики наружной установки (таблица 5) не имеют собственного индикатора, и визуализация данных измерений счетчика производится через удаленный терминал Т-1.02МТ или Т-1.02МТ/1, подключаемый к счетчику по радиоканалу через встроенный радиомодем. Терминал счетчика имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой для отображения учтенной энергии и измеряемых параметров и кнопку управления режимами индикации, как и счетчики внутренней установки.

Счетчики в режиме индикации основных параметров позволяют отображать на индикаторе:

- учтенную активную и реактивную энергию прямого и обратного направления по каждому из четырех тарифов и по сумме тарифов;
- значение потребленной электрической энергии на начало текущего месяца суммарно и по тарифным зонам.

Выбор требуемого режима индикации основных параметров осуществляется посредством кнопки управления в ручном режиме управления или автоматически с программируемым периодом в режиме динамической индикации.

В счетчиках предусмотрена конфигурируемая возможность возврата в заданный режим индикации при не активности кнопок управления в течение заданного времени.

Счетчики в режиме индикации вспомогательных параметров позволяют отображать на индикаторе данные вспомогательных режимов измерения, приведенных в таблице 9. Счетчики в режиме индикации технологических параметров позволяют отображать на индикаторе:

- версию программного обеспечения (ПО) (21.00.XX);
- контрольную сумму метрологически значимой части ПО (30C4);
- загрузженность процессора «EFF»;
- свободная память «FhP»;
- сетевой адрес «CA» короткий.

Интерфейсы связи

Счетчики, независимо от варианта исполнения, имеют оптический интерфейс (оптопорт), физические и электрические параметры которого соответствуют ГОСТ IEC 61107-2011. Наличие других интерфейсов связи определяется вариантом исполнения счетчика в соответствии с таблицами 5 - 7. В счетчик внутренней установки могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули в соответствии с таблицей 7 для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM (2G), UMTS (2G+3G), LTE (2G+3G+4G), LTE (2G+4G), LTE(2G+NB-IoT), PLC, Ethernet, RF (ZigBee), Wi-Fi).

Счетчик через любой интерфейс связи (RS-485, оптопорт) поддерживает следующие протоколы обмена:

- ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ.02 - совместимый протокол;
- ModBus-RTU;
- ГОСТ Р 58940-2020 (СПОДЭС) с транспортным уровнем HDLC;
- Канальный пакетный протокол системы «Пирамида».

Счетчики по любому интерфейсу обеспечивают возможность считывания архивных данных и измеряемых параметров, считывания, программирования и перепрограммирования параметров.

Счетчики обеспечивают возможность передачи сообщений в интеллектуальную систему учета при открытой сессии HDLC.

Работа со счетчиками через интерфейсы связи может производиться с применением программного обеспечения предприятия-изготовителя «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» или с применением программного обеспечения пользователей.

Доступ к параметрам и данным со стороны интерфейсов связи защищен паролями на чтение, программирование и управление нагрузкой (три уровня доступа). Метрологические коэффициенты и заводские параметры защищены аппаратной перемычкой защиты записи (аппаратный уровень доступа) и не доступны без снятия пломб завода-изготовителя и нарушения знака поверки.

Защита от несанкционированного доступа

Для защиты от несанкционированного доступа в счетчике предусмотрена установка пломб ОТК завода-изготовителя и организации, осуществляющей поверку счетчика.

После установки на объект счетчики должны пломбироваться пломбами обслуживающей организации. Схема пломбирования счетчиков приведена на рисунках 1, 2, 3.

Кроме механического пломбирования в счетчике предусмотрено электронное пломбирование крышки зажимов, крышки интерфейсных соединителей и батареи и крышки счетчика.

Электронные пломбы энергонезависимые, работают как во включенном, так и в выключенном состоянии счетчика. При этом факт и время вскрытия крышек фиксируется в соответствующих журналах событий без возможности инициализации журналов.

В счетчиках установлен измеритель магнитного поля, предназначенный для фиксации факта, величины и времени воздействия на счетчик переменного или постоянного магнитного поля повышенной индукции, превышающей установленное пороговое значение. Пороговое значение магнитной индукции программируется в диапазоне (0-169) мТл и по умолчанию имеет значение 3 мТл. Время начала и окончания воздействия магнитного поля повышенной индукции фиксируется в журнале событий счетчика, а факт воздействия индицируется на ЖКИ включением курсора «⚠» или светодиодного индикатора «⚠».

Заводской десятизначный номер наносится на панель счетчика методом лазерной маркировки.

Общий вид счетчиков внутренней установки (таблица 5), схема пломбировки от несанкционированного доступа, место нанесения знака поверки представлены на рисунке 1.

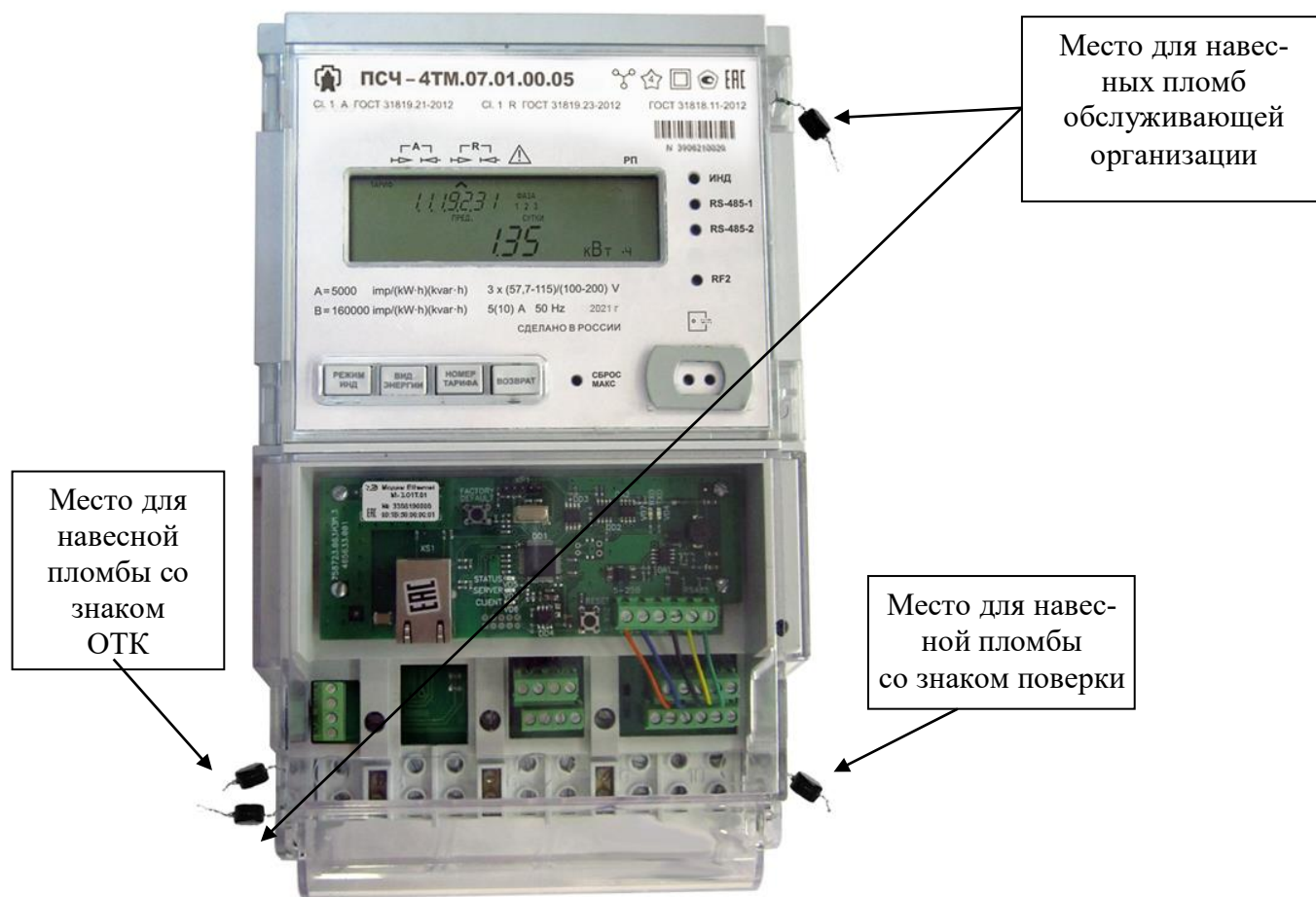


Рисунок 1 – Общий вид счетчика внутренней установки, схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Общий вид счетчиков наружной установки (таблица 5) с удаленным терминалом, который может входить в состав комплекта поставки счетчиков наружной установки, схема пломбировки от несанкционированного доступа, место нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.

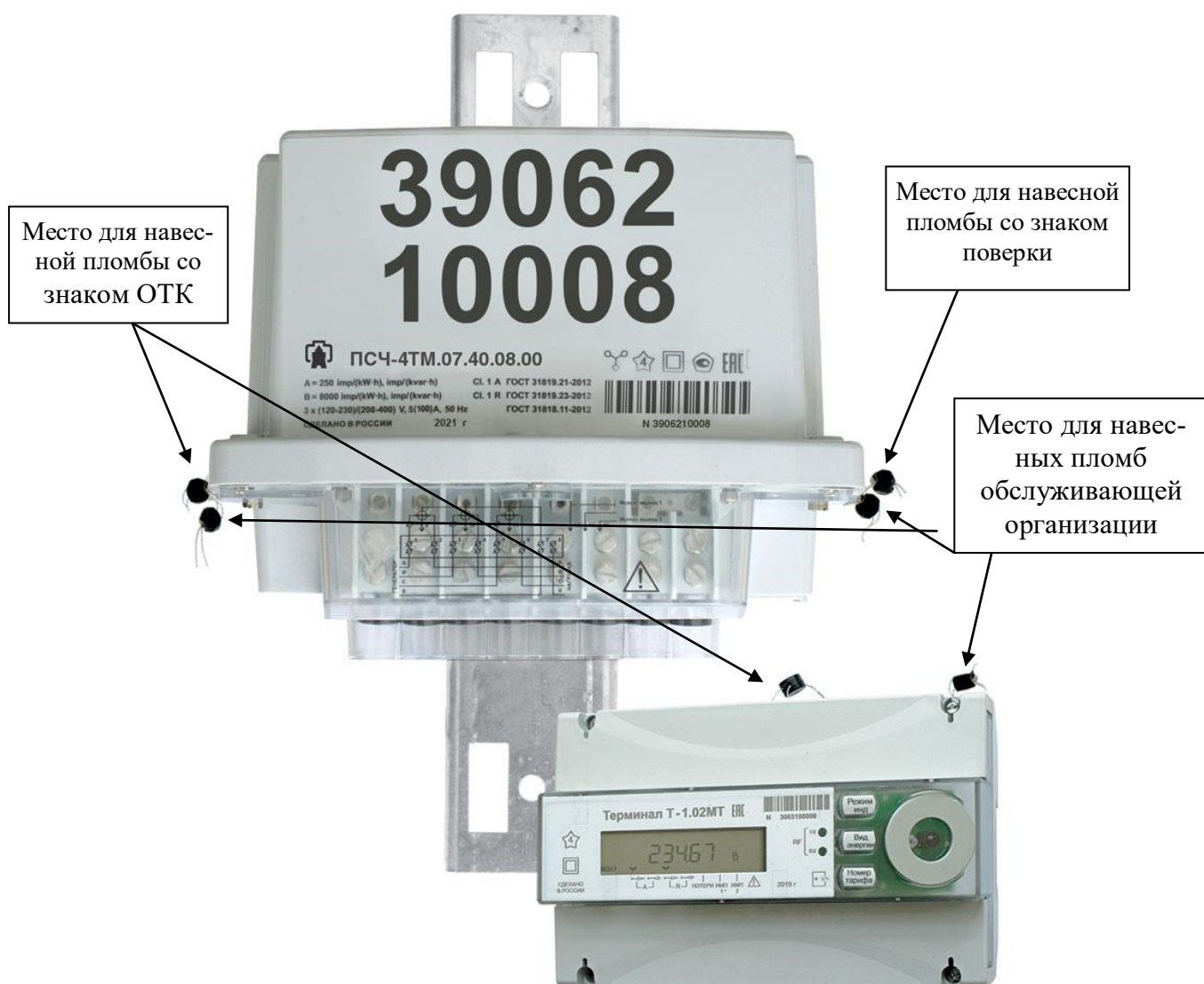


Рисунок 2 – Общий вид счетчика наружной установки, схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Общий вид счетчиков установки на DIN-рейку (таблица 5), схема пломбировки от несанкционированного доступа, место нанесения знака поверки представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Общий вид счетчика для установки на DIN-рейку, схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) счетчика имеет структуру с разделением на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Каждая структурная часть исполняемого кода программы во внутренней памяти микроконтроллера защищается циклической контрольной суммой, которая непрерывно контролируется системой диагностики счетчика.

Метрологические характеристики счетчика напрямую зависят от калибровочных коэффициентов, записанных в память счетчика на предприятии-изготовителе на стадии калибровки. Калибровочные коэффициенты защищаются циклической контрольной суммой, которая непрерывно контролируется системой диагностики счетчика. Метрологически значимая часть ПО и калибровочные коэффициенты защищены аппаратной перемычкой защиты записи и не доступны для изменения без вскрытия счетчика.

При обнаружении ошибок контрольных сумм (КС) системой диагностики устанавливаются флаги ошибок в слове состояния счетчика с записью события в статусный журнал счетчика и отображением сообщения об ошибке на экране ЖКИ:

- Е-09 - ошибка КС метрологически не значимой части ПО;
- Е-15 - ошибка КС метрологически значимой части ПО;
- Е-10 - ошибка КС массива калибровочных коэффициентов.

Идентификационные характеристики ПО счетчика приведены в таблице 13. Номер версии ПО состоит из трех полей. Каждое поле содержит два символа:

- первое поле – код устройства (21 – ПСЧ-4ТМ.07);
- второе поле – номер версии метрологически значимой части ПО (00);
- третье поле – номер версии метрологически незначимой части ПО.

Версия ПО счетчика и цифровой идентификатор ПО отображаются на табло ЖКИ в кольце индикации вспомогательных параметров. Метрологические характеристики нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО счетчика и измерительную информацию.

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

Таблица 13 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	TE_2000.tsk
Номер версии (идентификационный номер) ПО	21.00.XX
Цифровой идентификатор ПО	30C4
Алгоритм вычисления цифрового ПО	CRC 16 ModBus RTU

Метрологические и технические характеристики

Таблица 14 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии по ГОСТ 31819.22-2012 по ГОСТ 31819.21-2012 реактивной энергии по ГОСТ 31819.23-2012	0,5S 1 1
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10) 5(80) или 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: – трансформаторного включения – непосредственного включения	0,001I _{ном} 0,004I _б
Номинальные напряжения, В	3×(57,7-115)/(100-200) или 3×(120-230)/(208-400)
Максимальный ток, А, счетчиков: - трансформаторного включения в течение 0,5 с - непосредственного включения в течение 10 мс	20I _{макс} 30I _{макс}
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, счетчиков с U _{ном} : – 3×(57,7-115)/(100-200) В – 3×(120-230)/(208-400) В	от 0,8U _{ном} до 1,2U _{ном} 3×(46-138)/(80-240); 3×(96-276)/(166-480)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δP, счетчиков: 1) трансформаторного включения класса точности 0,5S: при 0,05I _{ном} ≤ I ≤ I _{макс} , cosφ=1 при 0,05I _{ном} ≤ I ≤ I _{макс} , cosφ=0,5 при 0,01I _{ном} ≤ I < 0,05I _{ном} , cosφ=1	±0,5 ±0,6 ±1,0

Продолжение таблицы 14

Наименование характеристики	Значение
при $0,02I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{ном}}$, $\cos\varphi=0,5$	$\pm 1,0$
при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=0,25$	$\pm 1,0$
2) непосредственного включения класса точности 1:	
при $0,1I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$	$\pm 1,0$
при $0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$, $\cos\varphi=1$	$\pm 1,5$
при $0,1I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=0,25$	$\pm 1,5$
– реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δ_Q , счетчиков:	
1) трансформаторного включения класса точности 1:	
при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$	$\pm 1,0$
при $0,01I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{ном}}$, $\sin\varphi=1$	$\pm 1,5$
при $0,02I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{ном}}$, $\sin\varphi=0,5$	$\pm 1,5$
при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\sin\varphi=0,25$	$\pm 1,5$
2) непосредственного включения класса точности 1:	
при $0,1I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$	$\pm 1,0$
при $0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$, $\sin\varphi=1$	$\pm 1,5$
при $0,1I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\sin\varphi=0,25$	$\pm 1,5$
полной мощности, δ_s , (аналогично реактивной мощности);	δ_Q
мощности активных потерь, $\delta_{Pп}$	$(2\delta_i + 2\delta_u)$
мощности реактивных потерь, $\delta_{Qп}$	$(2\delta_i + 4\delta_u)$
активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta_{P \pm Pп}$	$\left(\delta_P \cdot \frac{P}{P \pm P_{\text{п}}} + \delta_{Pп} \cdot \frac{P_{\text{п}}}{P \pm P_{\text{п}}} \right)$
реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta_{Q \pm Qп}$	$\left(\delta_Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_{\text{п}}} + \delta_{Qп} \cdot \frac{Q_{\text{п}}}{Q \pm Q_{\text{п}}} \right)$
коэффициента активной мощности, δ_{kr}	$(\delta_P + \delta_s)$
коэффициента реактивной мощности, δ_{kQ}	$(\delta_Q + \delta_s)$
коэффициента реактивной мощности, δ_{ktg}	$(\delta_Q + \delta_P)$
Средний температурный коэффициент в диапазоне температур от -40 до +70 °С, %/К, при измерении:	
активной энергии и мощности	
1) трансформаторного включения	
при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=1$	0,03
при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=0,5$	0,05
2) непосредственного включения	
при $0,1I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=1$	0,05
при $0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=0,5$	0,07
реактивной энергии и мощности трансформаторного (непосредственного) включения	
при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$ ($0,1I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$), $\sin\varphi=1$	0,05
при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$ ($0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$), $\sin\varphi=0,5$	0,07

Продолжение таблицы 14

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измеряемых частот, Гц	от 42,5 до 57,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения частоты, Гц	$\pm 0,05$
Диапазон измерения отклонения частоты от 50 Гц, Гц	от -7,5 до +7,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения отклонения частоты, Гц	$\pm 0,05$
Диапазон измерения среднеквадратического значения напряжения, В: - фазного напряжения (U_A, U_B, U_C) - фазного напряжения основной частоты ($U_{A(1)}, U_{B(1)}, U_{C(1)}$) - междуфазного напряжения (U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}) - междуфазного напряжения основной частоты ($U_{AB(1)}, U_{BC(1)}, U_{CA(1)}$) - напряжения прямой последовательности (U_1)	от $0,8U_{\text{ном н}}$ до $1,2U_{\text{ном в}}^*$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения среднеквадратического значения напряжения для счетчиков трансформаторного (непосредственного) включения, %	$\pm 0,4 (\pm 0,5)$
Диапазон измерения положительного отклонения среднеквадратического значения напряжения ($\delta U_{(+)}$), %	от 0 до +20
Диапазон измерения отрицательного отклонения среднеквадратического значения напряжения ($\delta U_{(-)}$), %	от 0 до +20**
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения положительного и отрицательного отклонений среднеквадратического значения фазного и междуфазного напряжения для счетчиков трансформаторного (непосредственного) включения, %	$\pm 0,4 (\pm 0,5)$
Диапазон измерения угла фазового сдвига между фазными напряжениями основной частоты (φ_U) в диапазоне напряжений от $0,8U_{\text{ном н}}$ до $1,2U_{\text{ном в}}$, °	от -180 до +180
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения угла фазового сдвига между фазными напряжениями основной частоты для счетчиков трансформаторного (непосредственного) включения, °	$\pm 1 (\pm 2)$
Диапазон измерения угла фазового сдвига между фазным напряжением и током основной частоты (φ_{UI}), °	от -180 до +180
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения угла фазового сдвига между фазным напряжением и током основной частоты для счетчиков трансформаторного (непосредственного) включения, ° - при $0,1I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$ ($0,1I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$) - при $0,01I_{\text{ном}} \leq I \leq 0,1I_{\text{ном}}$ ($0,05I_6 \leq I \leq 0,1I_6$)	$\pm 1 (\pm 2)$ ± 5
Диапазон измерения среднеквадратического значения фазных токов трансформаторного (непосредственного) включения (I), А	от $0,01I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{макс}}$ (от $0,05I_6$ до $I_{\text{макс}}$)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения среднеквадратического значения фазных токов для счетчиков трансформаторного (непосредственного) включения, %: - при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$ ($0,1I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$) - при $0,01I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{ном}}$ ($0,05I_6 \leq I \leq 0,1I_6$)	$\pm 0,4 (\pm 0,9)$ $\pm (0,4 + 0,02 \cdot 0,05I_{\text{ном}}/I_x - 1)$ ($\pm (0,9 + 0,05 \cdot 0,1I_6/I_x - 1)$)
Диапазон измерения длительности провала напряжения ($\Delta t_{\text{п}}$), с	от 0,02 до 60

Продолжение таблицы 14

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения длительности провала напряжения, с	$\pm 0,02$
Диапазон измерения глубины провала напряжения ($\delta U_{\text{п}}$), %, от 10 до 20***	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения глубины провала напряжения, %	$\pm 1,0$
Диапазон измерения длительности временного перенапряжения ($\Delta t_{\text{пер у}}$), с	от 0,02 до 60
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения длительности временного перенапряжения, с	$\pm 0,02$
Диапазон измерения значения перенапряжения, ($\delta U_{\text{пер}}$), % опорного напряжения	от 110 до 120
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения значения перенапряжения, % опорного напряжения	$\pm 1,0$
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерения частоты, напряжения и тока в диапазоне температур от -40 до +70 °C, $\delta t_{\text{д}}$, %	$0,05\delta_{\text{д}}(t-t_{23})\text{****}$
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, с/сут	$\pm 0,5$
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°C/сут: во включенном состоянии в диапазоне температур от -40 до +70 °C в выключенном состоянии в диапазоне температур от -40 до +70 °C	$\pm 0,1$ $\pm 0,22$
Постоянная счетчика, имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч), для счетчиков: режим испытательных выходов (А)	
3×(57,7-115)/(100-200) В, 1(2) А	25000
3×(57,7-115)/(100-200) В, 5(10) А	5000
3×(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	6250
3×(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	1250
3×(120-230)/(208-400) В, 5(80) А	250
3×(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	200
режим испытательных выходов (В)	
3×(57,7-115)/(100-200) В, 1(2) А	800000
3×(57,7-115)/(100-200) В, 5(10) А	160000
3×(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	200000
3×(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	40000
3×(120-230)/(208-400) В, 5(80) А	8000
3×(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	6400
Нормальные условия измерений: температура окружающего воздуха, °C относительная влажность, % атмосферное давление, кПа	23 ± 2 от 30 до 80 от 84 до 106
* при резервном питании от $0,1U_{\text{ном н}}$ до $1,2U_{\text{ном в}}$; ** при резервном питании от 0 до 90 % *** при резервном питании диапазон измерения глубины провалов от 10 до 100 %; **** где $\delta_{\text{д}}$ – пределы допускаемой основной погрешности измеряемой величины, t – температура рабочих условий, t_{23} – температура 23°C	

Таблица 15 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, В·А, не более	0,1
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения, для счетчиков без встроенного модуля, Вт (В·А), не более: – при 57,7 В – при 115 В и 120 В – при 230 В	0,5 (0,8) 0,7 (1,1) 1,1 (1,9)
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения, для счетчиков со встроенными модемами, Вт (В·А), не более: при 57,7 В при 115 В и 120 В при 230 В	1,2 (1,7) 1,5 (2,5) [7]* 2,0 (3,0) [10]*
Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 80 В до 276 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (12В, 200 мА), мА: – при = 80 В – при = 276В – при ~ 80 В – при ~ 276 В	35 (80); 15 (30); 50 (90); 20 (40)
Начальный запуск счетчика, с, менее	5
Жидкокристаллический индикатор: число индицируемых разрядов цена единицы младшего разряда при отображении энергии нарастающего итога, кВт·ч (квар·ч)	8 0,01
Тарификатор: число тарифов число тарифных зон в сутках с дискретом 10 минут число типов дней число сезонов	8 144 8 12
Характеристики интерфейсов связи: – скорость обмена по оптическому порту (фиксированная), бит/с – скорость обмена по порту RS-485, бит/с – скорость обмена по радиоканалу, бит/с	9600 38400, 28800, 19200, 9600, 4800, 2400, 1200, 600, 300; 38400
Скорость передачи данных в электрической сети, модуляция DCSK, бит/с	2400
Характеристики цифровых входов: – количество цифровых входов – напряжение присутствия сигнала, В – напряжение отсутствия сигнала, В	2 от 4 до 30 от 0 до 1,5
Характеристики испытательных выходов: число испытательных изолированных конфигурируемых выходов	2

Продолжение таблицы 15

Наименование характеристики	Значение
максимальное напряжение в состоянии «разомкнуто», В	30
максимальный ток в состоянии «замкнуто», мА	50
выходное сопротивление:	
– в состоянии «разомкнуто», кОм, не менее	50
– в состоянии «замкнуто», Ом, не более	200
Сохранность данных при прерываниях питания, лет:	
информации, более	40
внутренних часов (питание от батареи), не менее	16
Защита информации	пароли двух уровней доступа, отдельный пароль для управления нагрузкой и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов
Самодиагностика	циклическая, непрерывная
Условия эксплуатации счетчиков внутренней установки:	
температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +70
относительная влажность при 30 °С, %	до 90
атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от 70 до 106,7 (от 537 до 800)
Условия эксплуатации счетчиков наружной установки:	
температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +70
относительная влажность при 25 °С, %	до 100
атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от 70 до 106,7 (от 537 до 800)
Степень защищенности корпуса от проникновения воды и внешних твердых предметов ГОСТ 14254-2015	
счетчиков внутренней установки и на DIN-рейку	IP51
счетчиков наружной установки	IP55
Средняя наработка до отказа, ч	220000
Средний срок службы, лет	30
Время восстановления, ч	2
Габаритные размеры, мм, не более:	
счетчиков внутренней установки	
высота	289
длина	170
ширина	91
счетчиков наружной установки	
высота	198
длина	256
ширина	122
счетчиков наружной установки со швеллером крепления на опоре	
высота	350
длина	256
ширина	130
счетчиков установки на DIN-рейку	
высота	150
длина	198
ширина	70

Продолжение таблицы 15

Наименование характеристики	Значение
Масса, кг, не более	
счетчика внутренней установки	1,8
счетчика наружной установки	2,0
счетчика для установки на DIN-рейку	1,1
* в квадратных скобках значения для счетчиков с PLC-модемом	

Знак утверждения типа

наносится на панели счетчиков методом офсетной печати или лазерной маркировки и в эксплуатационной документации на титульных листах типографским способом.

Комплектность средства измерения

Таблица 16 - Комплект счетчиков

Обозначение документа	Наименование и условное обозначение	Кол.
	Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.07.____.____.____ (одно из исполнений)	1
ИЛГШ.411152.188ФО	Формуляр. Часть 1	1
ИЛГШ.411152.188ФО1 ¹⁾	Формуляр. Часть 2	1
ИЛГШ.411152.188РЭ ¹⁾	Руководство по эксплуатации. Часть 1	1
ИЛГШ.411152.188РЭ1 ¹⁾	Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки	1
ИЛГШ.411152.188РЭ2 ¹⁾	Руководство по эксплуатации. Часть 3. Дистанционный режим	1
ИЛГШ.411152.188РЭ3 ¹⁾	Руководство по эксплуатации. Часть 4. Измерение и учет потерь	1
ФРДС.00004-01 ¹⁾	Программное обеспечение «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», версия не ниже 18.05.21	1
ИЛГШ.411915.390	Индивидуальная упаковка ПСЧ-4ТМ.07.00 - ПСЧ-4ТМ.07.07, ПСЧ-4ТМ.07.20 - ПСЧ-4ТМ.07.23	1
ИЛГШ.411915.392	Индивидуальная упаковка ПСЧ-4ТМ.07.60 - ПСЧ-4ТМ.07.67, ПСЧ-4ТМ.07.80, ПСЧ-4ТМ.07.81	1
ИЛГШ.411915.391 ²⁾	Индивидуальная упаковка ПСЧ-4ТМ.07.40 - ПСЧ-4ТМ.07.43	1
ФРДС.468369.006 ²⁾	Терминал Т-1.02МТ (Т-1.02МТ/1) с комплектом эксплуатационных документов	
ФРДС.411911.007 ²⁾	Комплект монтажных частей:	
ФРДС.745162.001 ²⁾	Гермоввод	1
ФРДС.754342.001 ²⁾	Швеллер	1
ФРДС.746122.007 ²⁾	Уголок	1
	Шуруп саморез М4.2×13.32.ЛС59-1.139 DIN968 ²⁾	2
	Винт В2.М4-6q×10.32.ЛС59-1.136 ГОСТ 17473-80 ²⁾	2
	Шайба 4Л Бр.КМц3-1.136 ГОСТ 6402-70 ²⁾	2
	Шайба А 4.32.ЛС59-1.136 ГОСТ 10450-78 ²⁾	2
	Дюбель-гвоздь фасадный КАТ N 10x100 ³⁾	2
ФРДС.745213.003-05 ⁴⁾	Рейка (ПСЧ-4ТМ.07.60- ПСЧ-4ТМ.07.67, ПСЧ-4ТМ.07.80, ПСЧ-4ТМ.07.81)	1

Продолжение таблицы 16

Обозначение документа	Наименование и условное обозначение	Кол.
Примечания 1 ¹⁾ Документы в электронном виде, включая сертификаты и ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», доступны на сайте предприятия-изготовителя. 2 Для счетчиков с установленным дополнительным интерфейсным модулем в комплект поставки входит формуляр из комплекта поставки модуля. Руководство по эксплуатации модуля доступно на сайте предприятия-изготовителя. 3 Эксплуатационная документация на счетчик, терминал и дополнительный модуль на бумажном носителе или флеш-накопителе поставляются по отдельному заказу. 4 ²⁾ Поставляются со счетчиками наружной установки. Терминал поставляется со счетчиками наружной установки ПСЧ-4ТМ.07.40 и ПСЧ-4ТМ.07.41 в двух вариантах исполнения, что в явном виде указывается при заказе: – Т-1.02МТ с питанием от сети переменного тока и с резервным питанием от двух щелочных батарей или двух аккумуляторов типоразмера ААА; – Т-1.02МТ/1 без источника сетевого электропитания и с питанием только от двух щелочных батарей или двух аккумуляторов типоразмера ААА; Терминал может иметь другой тип или не входить в состав комплекта поставки по отдельному заказу. 5 ³⁾ Поставляются со счетчиками ПСЧ-4ТМ.07.40 - ПСЧ-4ТМ.07.43 по отдельному заказу. 6 ⁴⁾ Поставляется со счетчиками ПСЧ-4ТМ.07.60 - ПСЧ-4ТМ.07.67, ПСЧ-4ТМ.07.80, ПСЧ-4ТМ.07.81 по отдельному заказу. 7 Ремонтная документация разрабатывается и поставляется по отдельному договору с организациями, проводящими послегарантийный ремонт счетчиков. 8 Инсталляционный пакет программы «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» и обновления загрузочного модуля конфигуратора доступны на сайте предприятия-изготовителя		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе ИЛГШ.411152.188РЭ «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.07. Руководство по эксплуатации. Часть 1». Раздел 2 Описание счетчика и принципа его работы.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии многофункциональным ПСЧ-4ТМ.07

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

ГОСТ 31818.11-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии.

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

ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ 31819.23-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

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

ТР ТС 004/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования».

ТР ТС 020/2011 Технический регламент Таможенного союза «Электромагнитная совместимость технических средств».

ИЛГШ.411152.188ТУ «Счетчики электрической энергии multifunctional
ПСЧ-4ТМ.07. Технические условия».

Изготовитель

Акционерное общество «Нижегородское научно-производственное объединение имени
М.В. Фрунзе» (АО «ННПО имени М.В. Фрунзе»)

ИНН 5261077695

Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, пр. Гагарина, 174

Телефон: +7 (831) 465-15-87

Web-сайт: www.nzif.ru

E-mail: mail@nzif.ru

Испытательный центр

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

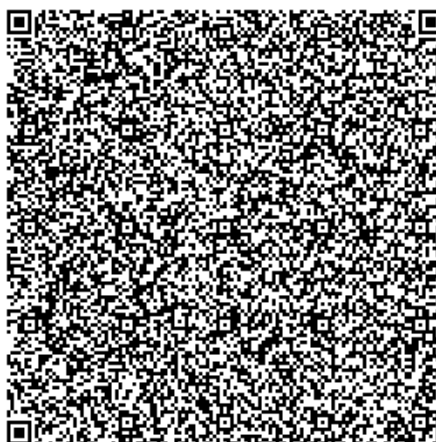
Адрес: 603950, Россия, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, д. 1

Телефон 8-800-200-22-14

Web-сайт: www.nnscsm.ru

E-mail: mail@nnscsm.ru

Регистрационный номер 30011-13 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспече-
ния единства измерений Росаккредитации.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики холодной и горячей воды турбинные ЭКО НОМ СВТТ

Назначение средства измерений

Счетчики холодной и горячей воды турбинные ЭКО НОМ СВТТ (далее также – счетчики) предназначены для измерений объема воды, в том числе питьевой воды по СанПиН 2.1.3684-21, протекающей по трубопроводу при температуре от плюс 5 °С до плюс 40 °С для счетчиков холодной воды и от плюс 40 °С до плюс 90 °С для счетчиков горячей воды.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на измерении числа оборотов горизонтальной турбины, выполненной в виде многозаходного винта и вращающейся под действием протекающего объема воды. Количество оборотов турбины пропорционально прошедшему объему воды.

Счетчики состоят из корпуса, измерительной камеры и счетного механизма, размещенного в стакане из немагнитного материала. Счетный механизм содержит масштабирующий редуктор со стрелочными и роликовыми указателями объема.

Счетчики могут дополнительно комплектоваться импульсным датчиком.

Счетчики могут обеспечивать дистанционную передачу данных во внешние системы учета через каналы беспроводной связи (радиоканал) посредством встроенного радиомодуля и энергоэффективных сетей дальнего радиуса действия типа LoraWan или GSM (IoT).

Рабочее положение счетчиков – горизонтальное.

Структура условного обозначения модификаций счетчиков:

ЭКО НОМ СВТТ- X_1X_2 - X_3 - X_4

X_1 – индекс, обозначающий номинальный диаметр условного прохода D_y :

50 – номинальный D_y 50 мм;

65 – номинальный D_y 65 мм;

80 – номинальный D_y 80 мм;

100 – номинальный D_y 100 мм;

150 – номинальный D_y 150 мм;

200 – номинальный D_y 200 мм.

X_2 – индекс, обозначающий измеряемую среду счетчиком:

г – счетчик для измерений объема горячей воды, цветовое исполнение корпуса – красное;

х – счетчик для измерений объема холодной воды, цветовое исполнение корпуса – синие.

X_3 – индекс, указывающий на наличие/отсутствие импульсного выхода, каналов дистанционной передачи данных через каналы беспроводной связи (радиоканал) посредством встроенного радиомодуля и энергоэффективных сетей дальнего радиуса действия:

индекс отсутствует – для счетчиков, не имеющих системы передачи данных;

ДГ – для счётчиков, использующих импульсный выход;

WaN – для счётчиков, использующих радиоканал LoraWan;
GSM – для счётчиков, использующих радиоканал GSM (IoT).
X₄ – индекс, указывающий метрологический класс счетчиков:
В – для счетчиков класса В;
С – для счетчиков класса С.

Общий вид счетчиков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки) представлен на рисунке 1. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба с нанесением знака поверки.

Заводской номер наносится на лицевую панель счетчиков любым технологическим способом в виде цифрового кода, содержащего две последние цифры года изготовления.

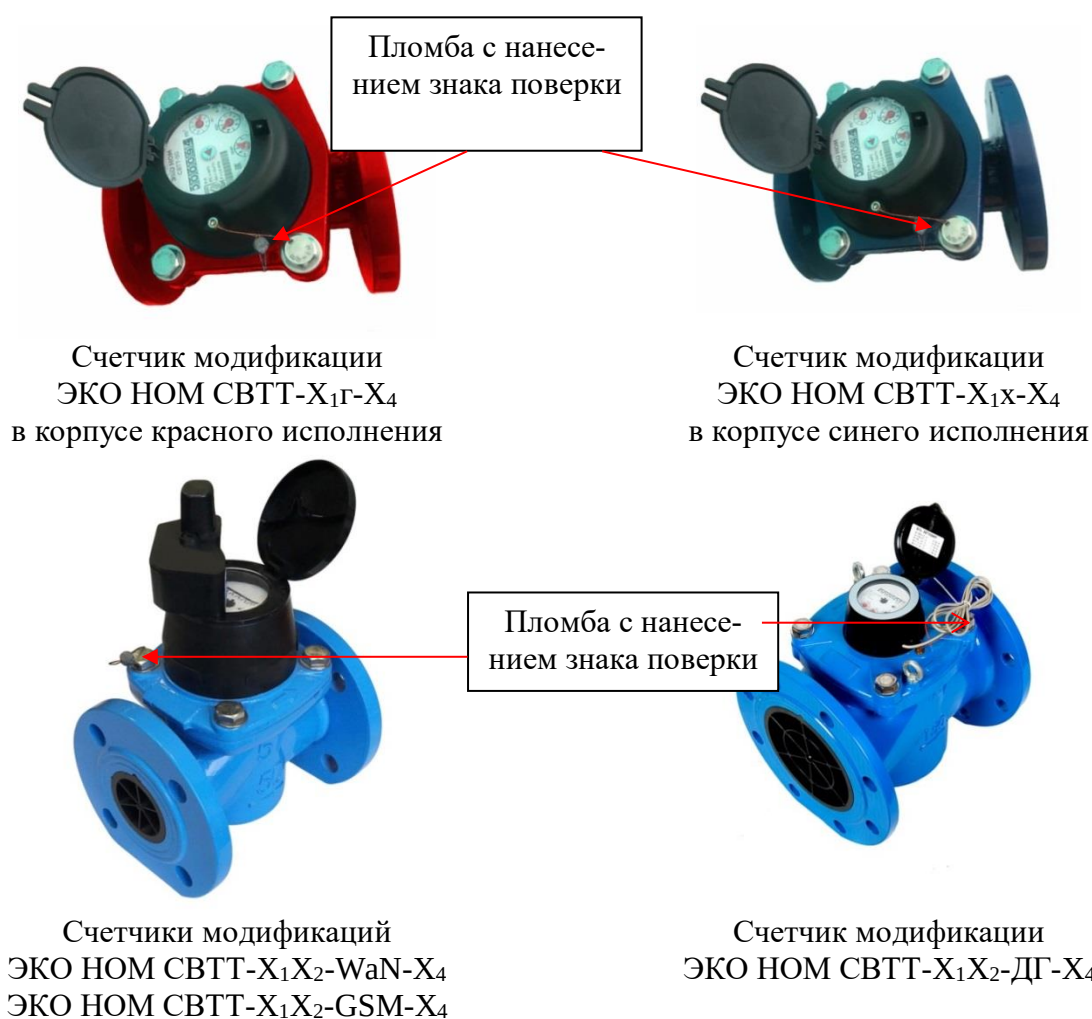


Рисунок 1 – Общий вид счетчиков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки)

Программное обеспечение

Счетчики с радиомодулем имеют встроенное программное обеспечение (далее также – ПО), которое является метрологически значимым и устанавливается в интегрированной памяти при изготовлении. Нормирование метрологических характеристик счетчиков с радиомодулем проведено с учетом влияния встроенного ПО.

Встроенное ПО предназначено для сбора, преобразований, обработки и передачи информации во внешние системы учета.

Счетчики с радиомодулем также имеют внешнее ПО Vega Server, предназначенное для отображения измерительной информации со счетчиков и передачи ее на другие устройства, управления опорной сетью базовых станций связи.

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

Идентификационные данные встроенного ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	L_u
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	3.0
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики счетчиков

Наименование характеристики	Значение для модификации					
	ЭКО НОМ СВТТ- 50X ₂ -X ₃ -X ₄	ЭКО НОМ СВТТ- 65X ₂ -X ₃ -X ₄	ЭКО НОМ СВТТ- 80X ₂ -X ₃ -X ₄	ЭКО НОМ СВТТ- 100X ₂ -X ₃ -X ₄	ЭКО НОМ СВТТ- 150X ₂ -X ₃ -X ₄	ЭКО НОМ СВТТ- 200X ₂ -X ₃ -X ₄
Минимальный объемный расход воды q _{min} , м ³ /ч:						
– класс В	0,45	0,75	1,20	1,80	4,50	7,50
– класс С	0,20	0,20	0,32	0,50	1,25	2,00
Переходный объемный расход воды q _t , м ³ /ч:						
– класс В	3,00	5,00	8,00	12,0	30,0	50,0
– класс С	0,32	0,32	0,63	0,8	2,0	3,2
Номинальный объемный расход воды q _n , м ³ /ч:						
– класс В	15	25	40	60	150	250
– класс С	40	40	63	100	250	400
Максимальный объемный расход воды q _{max} , м ³ /ч:						
– класс В	30	50	80	120	300	500
– класс С	50	150	78	125	312	500
Порог чувствительности, м ³ /ч, не более	0,01				0,05	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема в диапазоне объемных расходов, %:						
– от q _{min} до q _t включ.	±5					
– св. q _t до q _{max} включ.	±2					

Таблица 3 – Основные технические характеристики счетчиков

Наименование характеристики	Значение для модификации					
	ЭКО НОМ СВТТ- 50X ₂ -X ₃ -X ₄	ЭКО НОМ СВТТ- 65X ₂ -X ₃ -X ₄	ЭКО НОМ СВТТ- 80X ₂ -X ₃ -X ₄	ЭКО НОМ СВТТ- 100X ₂ -X ₃ -X ₄	ЭКО НОМ СВТТ- 150X ₂ -X ₃ -X ₄	ЭКО НОМ СВТТ- 200X ₂ -X ₃ -X ₄
Максимальное рабочее давление при q _{max} , МПа	1,6					
Потеря давления при q _{max} , МПа, не более	0,1					
Диапазоны температуры рабочей среды, °С: - для модификации счетчиков ЭКО НОМ СВТТ-X ₁ x- X ₃ -X ₄ - для модификации счетчиков ЭКО НОМ СВТТ-X ₁ Г- X ₃ -X ₄	от +5 до +40 от +40 до +90					
Емкость счетного механизма, м ³	99999				999999	
Передаточный коэффициент импульсного вы- хода, м ³ /имп	0,1				1	
Коммуникационный протокол канала передачи дан- ных LoraWan	LORA в диапазоне частот от 864 до 869 МГц					
Коммуникационный протокол канала передачи дан- ных GSM (IoT)	GFSK в диапазоне частот от 864 до 869 МГц					
Напряжения питания постоянного тока счетчиков с радиомодулем, В	3,6					
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой по ГОСТ 14254-2015	IP67					
Рабочие условия измерений: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность при температуре окружа- ющей среды +35 °С, %, не более	от +5 до +50 90					
Габаритные размеры, мм, не более: – длина – ширина – высота	280 170 220	280 190 225	370 200 290	370 220 306	500 286 445	500 340 564
Масса, кг, не более	13	15	21	24	58	94
Средняя наработка на отказ, ч	120000					

Наименование характеристики	Значение для модификации					
	ЭКО НОМ СВТТ- 50X ₂ -X ₃ -X ₄	ЭКО НОМ СВТТ- 65X ₂ -X ₃ -X ₄	ЭКО НОМ СВТТ- 80X ₂ -X ₃ -X ₄	ЭКО НОМ СВТТ- 100X ₂ -X ₃ -X ₄	ЭКО НОМ СВТТ- 150X ₂ -X ₃ -X ₄	ЭКО НОМ СВТТ- 200X ₂ -X ₃ -X ₄
Средний срок службы, лет	12					

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель счетчиков, а также на титульный лист паспорта любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность счетчиков

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик холодной и горячей воды турбинный ЭКО НОМ СВТТ	-	1 шт.
Пломбировочная проволока*	-	1 шт.
Комплект монтажных частей и принадлежностей*	-	1 шт.
Наклейки на корпус*	-	1 шт.
Обратный клапан*	-	1 шт.
Прокладка*	-	1 шт.
Пломба*	-	1 шт.
Защитный колпачок*	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
* Поставляется по отдельному заказу.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗДЕЛИИ» паспорта.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам холодной и горячей воды турбинным ЭКО НОМ СВТТ

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 года № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

ТУ 26.51.63-010-17666192-2020 «Счетчики холодной и горячей воды турбинные ЭКО НОМ СВТТ. Технические условия»

Изготовитель

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

Адрес деятельности: 123290, г. Москва, ул. 1-я Магистральная, д. 2с2

Место нахождения и адрес юридического лица: 129344, г. Москва, ВН. ТЕР. Г. Муниципальный округ Бабушкинский, ул. Искры, д. 31, к. 1, оф. 43

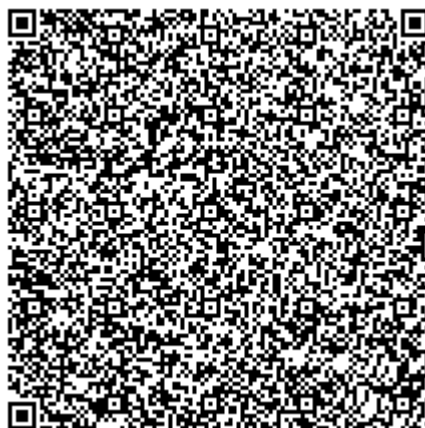
ИНН 7710941397

Испытательный центр

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

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» декабря 2021 г. № 2998

Регистрационный № 84230-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы неавтоматического действия FS

Назначение средства измерений

Весы неавтоматического действия FS (далее — весы) предназначены для измерений массы.

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на использовании гравитационного притяжения. Сила тяжести объекта измерений вызывает деформацию чувствительного элемента весов, которая преобразуется им в аналоговый электрический сигнал, пропорциональный массе объекта измерений. Этот сигнал подвергается аналого-цифровому преобразованию, математической обработке электронными устройствами средства измерений с дальнейшим определением значения массы объекта измерений. Результаты измерения выводятся на дисплей весов.

Весы представляют собой средство измерений массы неавтоматического действия по ГОСТ OIML R 76-1–2011 «Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания».

Конструктивно весы состоят из:

- грузоприемного устройства (далее – ГПУ), состоящего из опорной рамы и грузоприемной платформы.
- прибора весоизмерительного (индикатора), оснащенного аналого-цифровым преобразователем, дисплеем для отображения результатов измерений и функциональными клавишами для управления весами. Установлен на стойке, прикрепленной к основанию ГПУ весов.

Общий вид весов представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид весов (пример).

Весы снабжены следующими устройствами (в скобках указаны соответствующие пункты ГОСТ OIML R 76-1-2011):

- определение стабильного равновесия (4.4.2);
- устройство установки по уровню (Т.2.7.1);
- полуавтоматическое устройство установки на нуль (Т.2.7.2.2);
- устройство первоначальной установки на нуль (Т.2.7.2.4);
- устройство слежения за нулем (Т.2.7.3);
- устройство индикации отклонения от нуля (4.5.5);
- устройство уравнивания тары – выборки массы тары (Т.2.7.5).

Весы имеют следующие режимы работы (4.20 ГОСТ OIML R 76-1-2011):

- счетный режим;
- вычисление процентных соотношений.

Весы могут быть оснащены аккумуляторной батареей HC-02i и интерфейсами RS-232C, RS-422/485 для связи или передачи результатов измерений на периферийные устройства, например, принтер, электронные регистрирующие устройства, вторичный дисплей, персональный компьютер.

Весы выпускаются в различных модификациях, отличающихся метрологическими (в соответствии с таблицей 1) и техническими (в соответствии с таблицей 2) характеристиками.

Обозначение модификаций весов имеет вид FS-[1]Ki, где:

FS – обозначение типа весов;

[1] – условное обозначение максимальной нагрузки (Max):

- 6 – 6 кг;
- 15 – 15 кг;
- 30 – 30 кг.

Защита от несанкционированного доступа обеспечивается разрушаемой наклейкой или свинцовой пломбой (при наличии необходимой оснастки) предотвращающей доступ к винтам крепления крышки переключателя настройки (регулировки).

Схема пломбировки представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Схема пломбировки (1 – свинцовая пломба)

Маркировочная табличка весов содержит следующую основную информацию:

- обозначение модификации;
- класс точности;
- максимальная нагрузка;
- минимальная нагрузка;
- поверочный интервал;
- действительная цена деления (шкалы);
- торговую марку изготовителя или его полное наименование;

- знак утверждения типа;
- особый диапазон температур.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке (если применимо, в соответствии с действующим законодательством).

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее — ПО) весов является встроенным, используется в стационарной (закрепленной) аппаратной части с определенными программными средствами.

Защита ПО и измерительной информации от преднамеренных и непреднамеренных воздействий соответствует требованиям ГОСТ OIML R 76-1–2011 п. 5.5.1 «Устройства со встроенным программным обеспечением». ПО не может быть модифицировано или загружено через какой-либо интерфейс или с помощью других средств после принятия защитных мер.

Защита от несанкционированного доступа к настройкам и данным измерений обеспечивается защитной пломбой, ограничивающей доступ к переключателю настройки (регулировки) весов (в соответствии со схемой на рисунке 2). Кроме того, изменение ПО невозможно без применения специализированного оборудования изготовителя.

Идентификационным признаком ПО служит номер версии ПО, который отображается на дисплее и при нажатии определенной в РЭ комбинации клавиш при включении весов. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО.

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО*	P-3.XX
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-
* «X» — обозначение метрологически незначимой части ПО, может принимать значение от 0 до 9	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Метрологическая характеристика	Обозначение модификаций		
	FS-6Ki	FS-15Ki	FS-30Ki
Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1-2011	III		
Максимальная нагрузка, Max, кг	6	15	30
Минимальная нагрузка, Min, г	40	100	200
Диапазон уравнивания тары, кг	100% Max		
Поверочный интервал (e), г и действительная цена деления (шкалы)(d), г (e = d)	2	5	10
Число поверочных интервалов (n)	3000	3000	3000

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Особый диапазон температур, °C	от +5 до +40
Параметры электрического питания от сети переменного тока: – напряжение, В – частота, Гц	от 187 до 242 от 49 до 51
Параметры электрического питания от источника постоянного тока (аккумуляторная батарея): – напряжение, В	6
Габаритные размеры (ширина/длина/высота) весов, мм, не более	250x414x496 – модификации FS-6Ki, FS-15Ki 380x464x496 – модификация FS-30Ki
Масса, кг, не более	9.1 – модификации FS-6Ki, FS-15Ki 15.9 – модификация FS-30Ki

Знак утверждения типа

наноситься на маркировочную табличку, расположенную на корпусе весов и типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Весы неавтоматического действия FS	—	1 шт.
Адаптер сетевого питания	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 «Основные операции» документа «Весы неавтоматического действия FS. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к весам неавтоматического действия FS

Приказ Росстандарта от 29.12.2018 № 2818 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы»

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

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

«A&D Company, Limited», Япония

Адрес: 3-23-14 Higashi-Ikebukuro, Toshima-Ku, Tokyo 170-0013, Japan

Тел./Факс: [81](3)5391-6132/[81](3)5391-6148

Адрес в Интернет: www.aandd.jp

Производственная площадка: «A&D SCALES Co, Ltd», Корея

Адрес производственной площадки: 191, Inseok-ro, Deoksan-myeon, Jincheon-gun,
Chungcheonbuk-do, 27856, Korea
Тел./Факс: 43-537-4101/43-537-4110

Испытательный центр

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

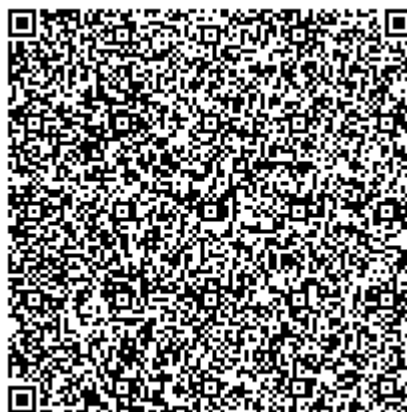
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, 46

Тел./факс: (495) 437-55-77/ 437-56-66.

Адрес в Интернет: www.vniims.ru

Адрес электронной почты: office@vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» декабря 2021 г. № 2998

Регистрационный № 84229-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Скобы индикаторные СИ

Назначение средства измерений

Скобы индикаторные СИ (далее по тексту – скобы) предназначены для измерений линейных наружных размеров изделий.

Описание средства измерений

Принцип действия скоб основан на измерении разности показаний по отсчетному устройству между начальным (нулевым) показанием и показанием при установке измеряемой детали. Начальный (нулевой) отсчет осуществляется по мерам длины концевым плоскопараллельным, устанавливаемыми между измерительными поверхностями скобы.

Скобы состоят из корпуса, в который слева устанавливается переставная пятка. В правой части корпуса имеется подвижная пятка с арретиром (отводкой) и отсчетное устройство. На корпусе скоб установлены теплоизолирующие накладки. Скобы с верхним пределом измерений до 200 мм снабжены упором. В качестве отсчетного устройства используется индикатор часового типа ИЧ10 кл. 1 ГОСТ 577-68.

Скобы выпускаются в следующих модификациях: СИ 50, СИ 100, СИ 200, СИ 300, СИ 400, СИ 500, СИ 600, СИ 700, СИ 850, СИ 1000, которые отличаются друг от друга диапазоном измерений, пределами допускаемой погрешности, измерительным усилием, габаритными размерами и массой.

Скобы выпускаются под товарным знаком

Заводские номера, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра скоб, наносятся на заводскую табличку, расположенную на корпусе скоб, методом лазерной гравировки или на теплоизоляционную накладку штамповкой и в руководство по эксплуатации типографским способом.

Общий вид скоб представлен на рисунках 1 и 2.

Пломбирование скоб не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на скобы не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид скоб индикаторных
СИ 50, СИ 100



Рисунок 2 – Общий вид скоб индикаторных
СИ 200, СИ 300, СИ 400, СИ 500, СИ 600, СИ 700, СИ 850, СИ 1000

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Диапазон измерений, цена деления, диапазон показаний, измерительное усилие, колебание измерительного усилия

Модификация	Диапазон измерений, мм	Отсчетное устройство		Измерительное усилие, Н	Колебание измерительного усилия, Н, не более
		цена деления, мм	диапазон показаний, мм		
СИ 50	от 0 до 50	0,01	от 0 до 10	от 5 до 7	1,5
СИ 100	от 50 до 100	0,01	от 0 до 10	от 6 до 10	2,0
СИ 200	от 100 до 200	0,01	от 0 до 10	от 6 до 10	2,0
СИ 300	от 200 до 300	0,01	от 0 до 10	от 6 до 10	2,0
СИ 400	от 300 до 400	0,01	от 0 до 10	от 6 до 10	2,0
СИ 500	от 400 до 500	0,01	от 0 до 10	от 6 до 10	2,0
СИ 600	от 500 до 600	0,01	от 0 до 10	от 6 до 10	2,0
СИ 700	от 600 до 700	0,01	от 0 до 10	от 8 до 12	2,5
СИ 850	от 700 до 850	0,01	от 0 до 10	от 8 до 12	2,5
СИ 1000	от 850 до 1000	0,01	от 0 до 10	от 8 до 12	2,5

Таблица 2 – Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, размах показаний, изменение показаний от изгиба скобы при усилии 10 Н (1 кгс), направленном по оси измерений

Модификация	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, мм		Размах показаний, не более	Изменение показаний от изгиба скобы при усилии 10 Н (1 кгс), направленном по оси измерений, мм, не более
	на нормированном участке 0,1 мм*	на любом участке шкалы 3 мм		
СИ 50	±0,005	±0,008	1/3 цены деления	0,002
СИ 100	±0,005	±0,008	1/3 цены деления	0,003
СИ 200	±0,005	±0,010	1/3 цены деления	0,004
СИ 300	±0,007	±0,012	1/3 цены деления	0,006
СИ 400	±0,007	±0,012	1/3 цены деления	0,008
СИ 500	±0,007	±0,015	1/3 цены деления	0,010
СИ 600	—	±0,015	1/3 цены деления	0,012
СИ 700	—	±0,020	1/3 цены деления	0,014
СИ 850	—	±0,020	1/3 цены деления	0,016
СИ 1000	—	±0,020	1/3 цены деления	0,020

* нормированный участок 0,1 мм устанавливается в пределах второго оборота индикатора.

Таблица 3 – Технические характеристики измерительных пяток и упора

Модификация	Диапазон перемещения переставной пятки, мм	Допуск плоскостности измерительных поверхностей пяток, интерференционные полосы	Допуск параллельности измерительных поверхностей пяток, мкм	Параметр шероховатости Ra по ГОСТ 2789-73 на базовой длине 0,25 мм, мкм, не более	
				измерительных поверхностей пяток	рабочей поверхности упора
СИ 50	от 0 до 50	3	3,5	0,040	0,320
СИ 100	от 0 до 50	3	3,5	0,040	0,320
СИ 200	от 0 до 50	3	6,0	0,040	0,320
СИ 300	от 0 до 50	4	—	0,040	—
СИ 400	от 0 до 50	4	—	0,040	—
СИ 500	от 0 до 50	4	—	0,040	—
СИ 600	от 0 до 50	4	—	0,040	—
СИ 700	от 0 до 50	4	—	0,040	—
СИ 850	от 0 до 50	4	—	0,040	—
СИ 1000	от 0 до 50	4	—	0,040	—

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Модификация	Габаритные размеры (длина; ширина; высота), мм, не более	Номинальный диаметр пятки, мм, не менее		Масса, кг, не более	Условия эксплуатации		Средний срок службы, лет
		по-движ-ной	пере-став-ной		температура воздуха, °С	относительная влажность воздуха, %, не более	
СИ 50	282; 46; 131	8	12	1,0	от 17 до 23	80	2
СИ 100	332; 46; 163	8	12	1,2			
СИ 200	435; 48; 210	8	12	1,7			
СИ 300	556; 48; 271	8	20	2,5			
СИ 400	659; 48; 326	8	20	2,8			
СИ 500	759; 48; 389	8	36	3,6			
СИ 600	856; 48; 459	8	36	4,8			
СИ 700	960; 48; 527	8	36	5,3			
СИ 850	1109; 48; 629	8	36	10,0			
СИ 1000	1259; 48; 699	8	36	11,0			

Знак утверждения типа

наносится на шкалу отсчетного устройства методом офсетной печати и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Скоба индикаторная в составе:	СИ	1 шт.
- корпус	—	1 шт.
- индикатор	ИЧ10 кл. 1 ГОСТ 577-68	1 шт.
- пятка переставная, для скоб с верхним пределом диапазона измерений:		
- от 50 до 100 мм включ.	—	1 шт.
- св. 100 до 700 мм включ.	—	2 шт.
- св. 700 до 1000 мм	—	3 шт.
Футляр	—	1 шт.
Скоба индикаторная СИ. Руководство по эксплуатации	СИ.000 РЭ	1 экз.
Индикатор часового типа ИЧ с ценой деления 0,01 мм. Паспорт	ИЧ02-ИЧ25.000 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к скобам индикаторным СИ

Государственная поверочная схема для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм, утвержденная Приказом Росстандарта от 29.12.2018 г. № 2840

ГОСТ 11098-75 Скобы с отсчетным устройством. 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»)

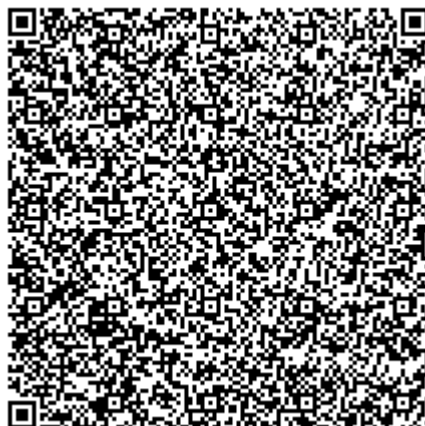
Адрес: 644116, г. Омск, ул. 24 Северная, д. 117-А

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

Web-сайт: <http://csm.omsk.ru>

E-mail: info@ocsm.omsk.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-1000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-1000 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной вертикальный цилиндрический, номинальной вместимостью 1000 м³.

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью и нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуар представляет собой наземный вертикально расположенный стальной сосуд, состоящий из цилиндрической стенки, днища и крыши.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части резервуара.

Заводской номер резервуара наносится аэрографическим способом на стенку резервуара.

Резервуар РВС-1000 с заводским номером 1 расположен по адресу: Республика Татарстан, Нижнекамский муниципальный район, г. Нижнекамск, ПСП «Нижнекамск», промышленная зона АО «Танеко».

Общий вид резервуара РВС-1000 представлен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-1000

Пломбирование резервуара РВС-1000 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	1000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-1000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуйровочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуару стальному вертикальному цилиндрическому РВС-1000

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Глазовский Завод «Химмаш»
(ООО «Глазовский Завод «Химмаш»)

ИНН 1829007218

Адрес: 427626, Удмуртская Республика, г. Глазов, шоссе Химмашевское, д. 9

Телефон: +7 (34141) 3-70-60

Испытательный центр

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

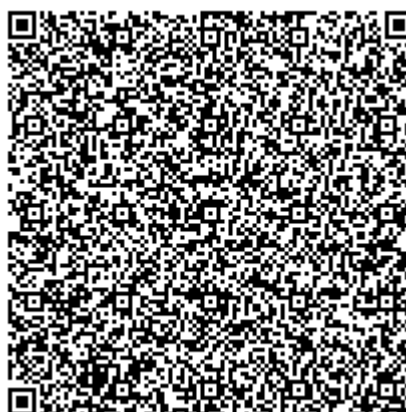
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-5

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-5 предназначен для измерений объема нефти, а также для её приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-5 основан на заполнении его нефтью до определенного уровня, соответствующего объему нефти согласно градуировочной таблице резервуара.

Тип резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-5 – подземный.

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-5 представляет собой сварной металлический сосуд в форме горизонтального цилиндра, оборудованный приемно-раздаточными устройствами и люками.

Заполнение и выдача нефти осуществляется через приемно-раздаточные устройства.

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-5 расположен на территории ДНС-1 ЗАО «Предприятие Кара Алтын», Нурлатский район, Республика Татарстан.

Эскиз резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-5 представлен на рисунке 1.

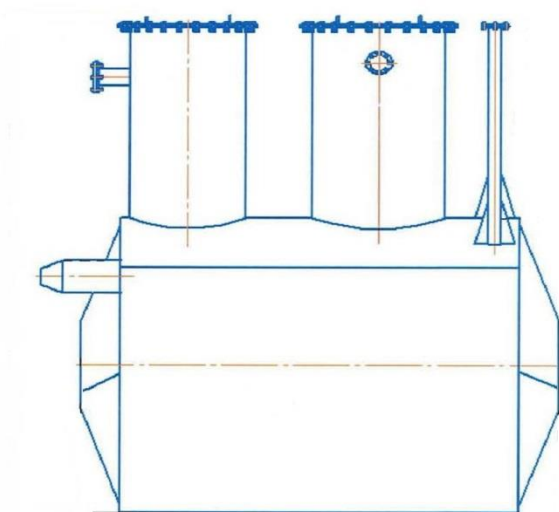


Рисунок 1 – Эскиз резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-5

Горловины и замерной люк резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-5 представлены на рисунке 2.

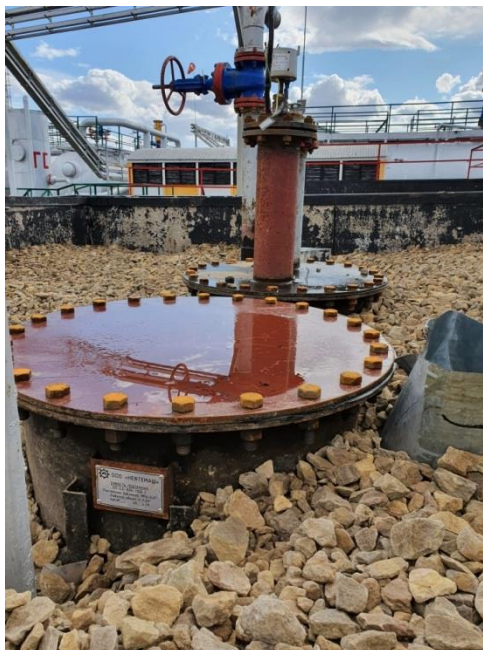


Рисунок 2 – Горловины и замерной люк резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-5

Заводской номер резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-5 представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Заводской номер резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-5

Пломбирование резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-5 не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке резервуара и в градуировочной таблице на листах в местах подписи поверителя.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	5
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости резервуара, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 52858-2002
Габаритные размеры, мм	
- высота	3330
- диаметр	1610
Диапазон температуры окружающего воздуха, °С	от - 40 до + 40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование и условные обозначения	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-5, зав. № 100	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Методика измерений» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуару стальному горизонтальному цилиндрическому РГС-5

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Нефтемаш» (ООО «Нефтемаш»)
(изготовлен в 2009 г.)

ИНН 1644044464

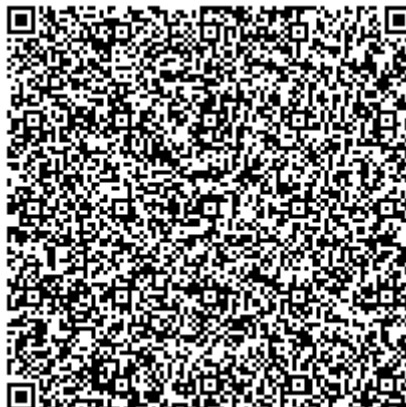
Адрес: 423458, Республика Татарстан, г. Альметьевск, Объездной тракт, д. 69

Телефон: +7 (8553) 30-03-79

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Телефон: +7 (843) 567-20-10; +7-800-700-78-68
Факс: +7 (843) 567-20-10
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» декабря 2021 г. № 2998

Регистрационный № 84226-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики измерения вибрации ДИВ-В

Назначение средства измерений

Датчики измерения вибрации ДИВ-В (далее – ДИВ-В) предназначены для измерений средних квадратических значений (СКЗ) и амплитудных значений виброскорости и виброускорения.

Описание средства измерений

Принцип действия ДИВ-В основан на непрерывном преобразовании механических колебаний элементов конструкции контролируемого агрегата в местах установки ДИВ-В в унифицированные электрические и дискретные сигналы.

ДИВ-В состоит из преобразователя нормирующего (ПН) и первичного вибропреобразователя (ВП). В качестве ВП применяется пьезоэлектрический акселерометр 1С201НА-5 или 1С202НА-5, отличающиеся способом крепления к объекту контроля. В ДИВ-В реализованы унифицированный токовый выход от 4 до 20 мА, выход по напряжению от 0 до 5 В, интерфейсный выход RS-485, два дискретных входа и два дискретных выхода типа «сухой контакт».

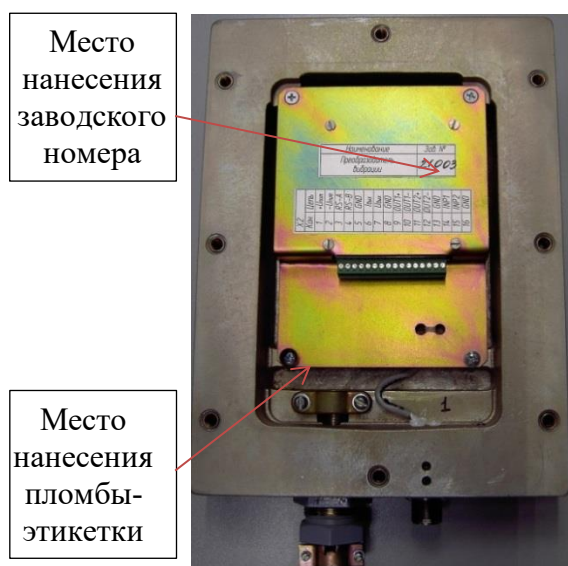
Конструктивно ПН выполнен в металлическом сборном корпусе и выпускается во взрывобезопасном исполнении.

ДИВ-В выпускается в двух модификациях, отличающихся типом применяемого акселерометра.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводские номера изделий, входящих в состав ДИВ-В состоят из арабских цифр: заводской номер акселерометра нанесён методом лазерной гравировки на корпус ВП и маркером на этикетку под крышкой корпуса ПН; заводской номер ПН, соответствующий заводскому номеру ДИВ-В, нанесён методом термопереноса на табличку, закрепленную на корпусе.

Внешний вид ДИВ-В и схема пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунке 1.



а) ПН со снятой верхней крышкой



б) ПН совместно с ВП

Рисунок 1 – Внешний вид ДИВ-В

Программное обеспечение

ДИВ-В имеет встроенное энергонезависимое программное обеспечение (ПО). Функции встроенного ПО заключаются в обработке измерительной информации. Встроенное ПО является метрологически значимым, в память при изготовлении записываются измерительные коэффициенты, изменение которых в процессе эксплуатации пользователем не предусмотрено.

Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	643.37627780.00004-01
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО (с использованием алгоритма CRC-16)	0x97F1h *
* - для версии 1.0	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочий диапазон измерений СКЗ (амплитуды) виброскорости, мм/с	от $0,05 \cdot V_{\max}$ до $V_{\max}$ где $V_{\max}$ - от 20 (28,2) до 100 (141) мм/с
Рабочий диапазон измерений СКЗ (амплитуды) виброускорения, м/с ²	от $0,05 \cdot a_{\max}$ до $a_{\max}$, где $a_{\max}$ - от 20 (28,2) до 200 (282) м/с ²
Номинальное значение коэффициента преобразования в цифровой код при измерении: - виброскорости, ед./(мм·с ⁻¹) - виброускорения, ед./(м·с ⁻²)	$4095/V_{\max}$ $4095/a_{\max}$
Номинальное значение коэффициента преобразования по выходу постоянного тока при измерении: - виброскорости, мА/(мм·с ⁻¹) - виброускорения, мА/(м·с ⁻²)	$16/V_{\max}$ $16/a_{\max}$

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Номинальное значение коэффициента преобразования по выходу напряжения переменного тока при измерении: - виброскорости, мВ/(мм·с ⁻¹) - виброускорения, мВ/(м·с ⁻²)	1000/V _{max} 1000/a _{max}
Рабочий диапазон частот, Гц	от 10 до 2500
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений виброскорости и виброускорения на базовой частоте 159,2 Гц, %	±5
Пределы допускаемого отклонения коэффициента преобразования относительно коэффициента преобразования на частоте 159,2 Гц, %, - фильтр низких частот (1000 Гц) выключен: - на частотах 10 и 2500 Гц - в диапазоне частот от 20 до 2000 Гц включ. - фильтр низких частот (1000 Гц) включен (кроме выхода по напряжению): - на частотах 10 и 1200 Гц - в диапазоне частот от 20 до 1000 Гц включ.	от минус 18 до минус 42 ± 9 от минус 18 до минус 42 ± 9
Коэффициент влияния температуры, %/°С, не более: - в диапазоне от +20 до +400 °С - в диапазоне от +20 до -60 °С	+0,05 -0,15
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от 18 до 25 80

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 18 до 36
Потребляемая мощность, Вт, не более	2
Габаритные размеры, мм, не более: - для ПН (ширина×высота×глубина) - для ВП (диаметр×высота)	185,0×285,0×71,5 22,5×33,5
Масса, кг, не более: - для ПН - для ВП (с длиной жгута 3 м)	5,5 0,5
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С: - для ПН - для ВП - относительная влажность при температуре 35 °С, %: - для ПН - для ВП	от -40 до +70 от -60 до +400 до 95 % до 98 %
Маркировка взрывозащиты: - для ПН - для ВП	1Ex d [ib] IIB T6 Gb 1Ex ib IIB T6...T1 Gb

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на заглавные листы эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Датчик измерения вибрации ДИВ в составе: – акселерометр пьезоэлектрический в составе * ¹ ;	КЛИЖ.402248.002	1 шт.
- акселерометр 1С201НА-5	ГТБВ.402152.013-01	1 шт.
- паспорт	ГТБВ.402152.013-01ПС	1 шт.
- винт DIN 404 М4×12 А2		3 шт.
– акселерометр пьезоэлектрический в составе * ¹ ;	ГТБВ.402152.014-01	1 шт.
- акселерометр 1С202НА-5	ГТБВ.402152.014-01ПС	1 шт.
- паспорт		4 шт.
- винт DIN 404 М3×12 А2	КЛИЖ.408118.002	1 шт.
– преобразователь нормирующий		
– комплект монтажных частей	КЛИЖ.402248.002 МЧ	1 шт.
Формуляр	КЛИЖ.402248.002ФО	1 шт.
Руководство по эксплуатации	КЛИЖ.402248.002РЭ	1 шт.* ²
Методика поверки	КЛИЖ.402248.002МП	1 шт.* ²
Руководство оператора	643.37627780.00003 – 01 34 01	1 шт.* ²
Руководство программиста	643.07623615.40014 – 01 33 01 – ЛУ	1 шт.* ²
Компакт-диск	КЛИЖ.467371.006	1 шт.* ³
* ¹ – по заказу одно из исполнений;		
* ² – по отдельному заказу, записано в электронном виде на компакт-диске;		
* ³ – количество компакт-дисков может быть определено при заказе		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в КЛИЖ.402248.001РЭ, раздел 2.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к датчикам измерения вибрации ДИВ-В

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».

КЛИЖ.402248.002ТУ Датчик измерения вибрации ДИВ-В. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение САРОВ-ВОЛГОГАЗ» (ООО «НПО САРОВ-ВОЛГОГАЗ»)

ИНН: 5254026273

Адрес: 607188, Россия, Нижегородская область, г. Саров, Южное шоссе, д. 12, стр.15

Телефон (факс): (83130) 59915

Web-сайт: <http://www.volgogaz.com>

E-mail: sekretar@volgogaz.com

Испытательный центр

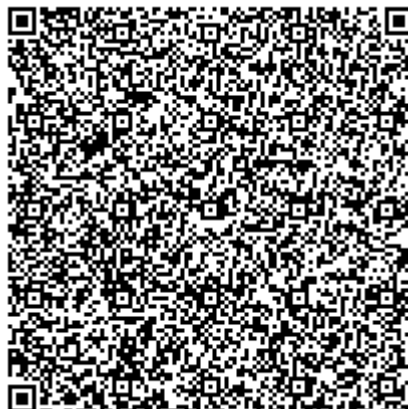
Федеральное государственное унитарное предприятие «Российский федеральный ядерный центр - Всероссийский научно-исследовательский институт экспериментальной физики» (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»)

Адрес: 607188, г. Саров Нижегородской обл., пр. Мира, д. 37

Телефон: (83130) 22224, (83130) 22253

E-mail: nio30@olit.vniief.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311769 от 23.08.2016 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» декабря 2021 г. № 2998

Регистрационный № 84225-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы TGA

Назначение средства измерений

Анализаторы TGA (далее – анализаторы) предназначены для измерений содержания (объемных долей, млн^{-1}) компонентов, входящих в состав анализируемых проб технологических газов и товарного гелия.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов основан на разделении смесей веществ и последующем их детектировании.

Конструктивно анализаторы выполнены в виде единого блока с дисплеем и клавиатурой. В корпусе анализатора находится: компьютер с программным и аппаратным обеспечением, широкоэкранный дисплей с сенсорным экраном. Также в комплект входят беспроводная мышь и клавиатура.

Анализаторы предоставляют результаты, отображаемые на передней панели.

Для интеграции с системами управления предусмотрены аналоговые, цифровые и релейные выходы.

Анализаторы предназначены для монтажа в стандартную 19" стойку или в шкаф в некатегорийном помещении.

К данному типу относятся анализаторы с серийными номерами EGA1529, EGA1530, EGA1531, EGA1532, EGA1533.

Общий вид анализаторов представлен на рисунке 1.

Маркировка анализаторов, в том числе нанесение серийного номера, наносится типографским методом на наклейку на задней панели.

Пломбирование анализаторов не предусмотрено.

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



Рисунок 1 – Общий вид анализаторов TGA

Программное обеспечение

Анализаторы имеют метрологически значимое встроенное программное обеспечение (далее – ПО), разработанное изготовителем специально для решения задач измерения содержания определяемых компонентов.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице – 1

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Встроенное ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	0.1
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики для анализатора сер. №EGA1529

Определяемый компонент	Диапазон измерений определяемого компонента	Пределы допускаемой относительной погрешности, %
Гелий (He)	от 100 до 4000 млн ⁻¹	±5
Водород (H ₂)	от 0,5 до 5 % об.д.	

Таблица 3 – Метрологические характеристики для анализатора сер. №EGA1530

Определяемый компонент	Диапазон измерений определяемого компонента	Пределы допускаемой относительной погрешности, %
Азот (N ₂)	от 0,1 до 20 % об.д.	±5
Аргон (Ar)	от 0,01 до 0,1 % об.д.	

Таблица 4 – Метрологические характеристики для анализатора сер. №EGA1531

Определяемый компонент	Диапазон измерений определяемого компонента	Пределы допускаемой относительной погрешности, %
Азот (N ₂)	от 1 до 100 млн ⁻¹	±10
Аргон (Ar)	от 1 до 100 млн ⁻¹	

Таблица 5 – Метрологические характеристики для анализатора сер. №EGA1532 и сер. №EGA1533

Определяемый компонент	Диапазон измерений определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведенной ¹⁾	относительной
Неон (Ne)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	±10	-
		св. 1 до 100 млн ⁻¹	-	±10
Водород (H ₂)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	±10	-
		св. 1 до 100 млн ⁻¹	-	±10
Метан (CH ₄)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	±10	-
		св. 1 до 100 млн ⁻¹	-	±10
Диоксид углерода (CO ₂)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	±10	-
		св. 1 до 100 млн ⁻¹	-	±10
Оксид углерода (CO)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	±10	-
		св. 1 до 100 млн ⁻¹	-	±10
Аргон (Ar)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	±10	-
		св. 1 до 100 млн ⁻¹	-	±10
Азот (N ₂)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	±10	-
		св. 1 до 100 млн ⁻¹	-	±10
¹⁾ – приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений.				

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 220 до 240 от 50 до 60
Потребляемая мощность, Вт, не более	500
Габаритные размеры (ширина×высота×глубина), мм, не более	485×180×610
Масса, кг, не более	30
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +40 от 0 до 95 (без конденсации) от 80 до 104

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист паспорта.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализаторы TGA: - мод. TGA6B1D-4T-T-2HE-S, сер.№ EGA1529 - мод. TGA6B1D-4T-T-2HE-S, сер.№ EGA1530 - мод. TGA6B1D-4T-P-2HE-S, сер.№ EGA1531 - мод. TGA6BB2D-4T-PP-2HE-S, сер.№ EGA1532 - мод. TGA6BB2D4T-PP-2HES, сер.№ EGA1533	-	5 шт.

Продолжение таблицы 7

Наименование	Обозначение	Количество
Кабель питания	-	1 шт.
Беспроводная мышь	-	1 шт.
Клавиатура	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 документа «Анализаторы TGA. Паспорт»

Нормативные документы, устанавливающие требования анализаторов TGA

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»

Техническая документация фирмы-изготовителя «VICI Valco Instruments», США

Изготовитель

«VICI Valco Instruments», США

Адрес: 8300 Waterbury, Houston, TX 77055, USA

Телефон: (713) 688-9345

Факс: (713) 956-1649

E-mail: sales_usa@vici.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»

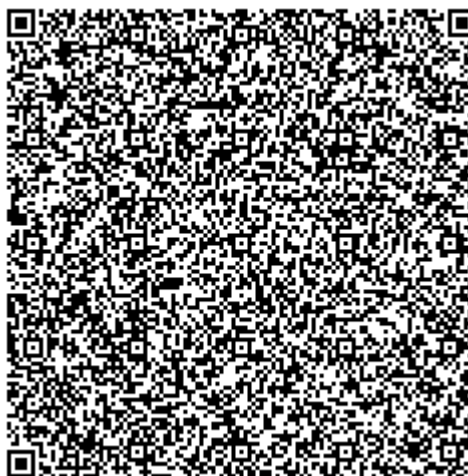
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

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

Телефон: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» декабря 2021 г. № 2998

Регистрационный № 84224-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы кислорода Delta F

Назначение средства измерений

Анализаторы кислорода Delta F (далее – анализаторы) предназначен для непрерывного автоматического определения объемной доли кислорода в газовых смесях, включающих азот, водород, оксид углерода, аргон, углеводороды, фреон.

Описание средства измерений

К настоящему типу средства измерений относятся анализаторы следующих модификаций DF-340E и DF-150E, которые отличаются друг от друга исполнением корпуса.

Принцип действия анализаторов – кулонометрический. Первичный преобразователь анализаторов представляет собой электрохимическую ячейку, заполненную электролитом на основе KOH, и включает систему основных и вспомогательных электродов. Ток между катодом и анодом прямо пропорционален концентрации кислорода в анализируемом газе. Измерения проводятся непрерывно в автоматическом режиме.

Анализаторы выполнены в виде единого блока с дисплеем и клавиатурой. Анализаторы предназначены для монтажа в стойку или шкаф.

Работой анализаторов, включая градуировку и диагностику неисправностей, управляет встроенный микропроцессор. Настраиваемые параметры и результат измерения отображаются на дисплее. Анализаторы позволяют установить четыре порога срабатывания встроенной сигнализации при контроле текущего значения измеряемого компонента газовой смеси. Для интеграции с системами управления предусмотрены аналоговые и релейные выходы.

К данному типу относятся анализаторы с серийными номерами DF-23306-V6, DF-23326-V6, PT-26020-V6.

Общий вид анализаторов представлены на рисунках 1 – 2.

Маркировка анализаторов, в том числе нанесение серийного номера, производится путём наклеивания маркировочной таблички на заднюю панель анализаторов.

Пломбирование анализаторов не предусмотрено.

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



Рисунок 1 – Общий вид анализатора кислорода Delta F модификации DF-340E



Рисунок 2 – Общий вид анализаторов кислорода Delta F модификации DF-150E

Программное обеспечение

Анализаторы имеют метрологически значимое встроенное программное обеспечение (далее – ПО), разработанное изготовителем специально для решения задач измерения содержания определяемых компонентов.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице – 1

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	DF-340E	DF-150E
Идентификационное наименование ПО	Series Application Software DF-300-sc.hex	Series Application Software DF-100-sc.hex
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	v2.1	v3.0
Цифровой идентификатор ПО	a1510d23bba622fb12b03e544bb4cfc1	821c2821f02f678e5bbc62ed6c21968d
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой погрешности, %	
			приведённая ¹⁾	относительная
Кислород (O ₂)	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±10	-
		св. 10 до 1000 млн ⁻¹	-	±10
¹⁾ - приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений.				

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50/60
Потребляемая мощность, В·А, не более - DF-340E - DF-150E	50 20
Габаритные размеры (Высота × Ширина × Глубина), мм, не более - DF-340E - DF-150E	362 × 356 × 291 224 × 203 × 286
Масса, кг, не более - DF-340E - DF-150E	30 6
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от 0 до +45 от 0 до 95 (без конденсации) от 80 до 104

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист паспорта.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализаторы кислорода Delta F: - модификация DF-150E сер. № DF-23306-V6, DF-23326-V6 - модификация DF-340E сер. № PT-26020-V6		2 шт. 1 шт.
Кабель питания	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 документа «Анализаторы кислорода Delta F. Паспорт»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам кислорода Delta F DF-340E, Delta F DF-150E

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 «Servomex Group Limited», Великобритания

Изготовитель

«Servomex Group Limited», Великобритания

Адрес: Jarvis Brook, Crowborough, East Sussex TN6 3FB, UK.

Телефон: +44 1892 652181; факс: +44 1892 662253

E-mail: info@servomex.com

Испытательный центр

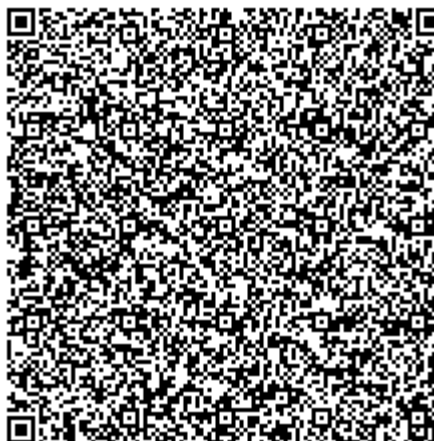
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

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

Телефон: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» декабря 2021 г. № 2998

Регистрационный № 84223-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Полуприцепы-цистерны STB

Назначение средства измерений

Полуприцепы-цистерны STB предназначены для измерений объема нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия полуприцепов-цистерн STB основан на заполнении её нефтепродуктом до указателя уровня. Слив нефтепродукта производится самотеком или через насос.

Полуприцепы-цистерны STB состоят из следующих основных составных частей: шасси, цистерны, с указателем уровня налива и дыхательным клапаном, донным клапаном, волнорезом, устройством для слива топлива самотеком. Полуприцепы-цистерны STB являются транспортными мерами полной вместимости и представляют собой металлическую цилиндрическую емкость, разделенную внутри на пять секций.

К данному типу полуприцепов-цистерн относятся два исполнения: STB 32 и STB 39, которые отличаются вместимостью.

Заводской (серийный) номер, идентифицирующий каждый экземпляр полуприцепов-цистерн STB, указывается на маркировочной табличке в виде буквенно-цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений представлен на рисунке 1.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.



Рисунок 1– Общий вид средства измерений



Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость цистерн (секций), м ³ – исполнение STB 32 – исполнение STB 39	30 (9 / 5,1 / 4,35 / 4,35 / 7,2) 36 (12 / 6 / 5 / 6,5 / 6,5)
Пределы допускаемой относительной погрешности полуприцепа-цистерны, %	±0,4
Разность между номинальной и действительной вместимостью, %	±1,5

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более – исполнение STB 32 – исполнение STB 39	10575×2550×3220 10800×2550×3680
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность при 20 °C, %, не более	от -20 до +50 90

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, установленную на цистерне, фотохимическим способом и титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Полуприцеп-цистерна	STB 32 или STB 39	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 5 «Указания по эксплуатации» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к полуприцепам-цистернам STB

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 № 256 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости (часть 3)

Техническая документация Kässbohrer Fahrzeugwerke GmbH, Германия

Изготовитель

Kässbohrer Fahrzeugwerke GmbH, Германия

Адрес: Siemensstrasse 74, D-47574 Goch – Germany, Германия

Телефон: 8 (495) 989-52-73

E-mail: info@kaessbohrer.com

Web-сайт: www.kaessbohrer.com

Производственная площадка:

Tirsan Treyler San. Ve Tic. A.S.

Адрес: Adliye Koyu, 1520 Nolu Sok. No:3 54580 Arifiye / Sakarya, Турецкая Республика

Испытательный центр

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

(ФБУ «Ростест-Москва»)

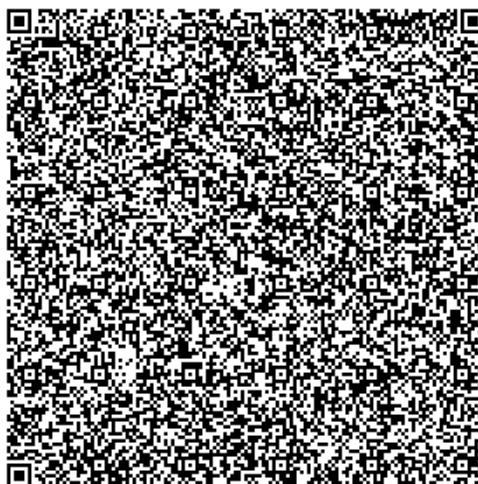
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр., д. 31

Телефон: 8 (495) 544 00 00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Дальномеры лазерные GLM 50-27

Назначение средства измерений

Дальномеры лазерные GLM 50-27 (далее - дальномеры) предназначены для измерений расстояний и угла наклона.

Описание средства измерений

Принцип измерения расстояний основан на определении разности фаз, излучаемых и принимаемых модулированных сигналов. Модулируемое излучение лазера с помощью оптической системы направляется на цель. Отраженное целью излучение принимается той же оптической системой, усиливается и направляется на блок, где происходит измерение разности фаз излучаемых и принимаемых сигналов, на основании которого вычисляется расстояния до цели.

Принцип измерения угла наклона основан на применении сенсора «MEMS» (Микро Электро Механическая Система). Он представляет собой конденсатор, сигнал с сенсора преобразовывается и выдается на дисплей в виде угла наклона в установленных единицах измерения.

Конструктивно дальномеры выполнены единым блоком, в котором размещены оптические и электронные компоненты. Управление дальномерами осуществляется при помощи клавиш.

Нулевой (начальной) точкой отсчёта дальномеров может быть:

- нижний торец корпуса;
- верхний торец корпуса;
- центр резьбовой втулки при измерении со штатива.

Результаты измерений выводятся на дисплей, регистрируются во внутренней памяти.

Дальномеры лазерные GLM 50-27 выпускаются в двух модификациях С и CG, которые отличаются друг от друга цветом лазера.

Заводской номер указывается на маркировочной наклейке, расположенной на задней части корпуса.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид дальномеров представлен на рисунках 1 и 2.

Общий вид маркировочной наклейки представлен на рисунке 3.



Рисунок 1 – Общий вид дальномеров лазерных GLM 50-27 мод. C



Рисунок 2 – Общий вид дальномеров лазерных GLM 50-27 мод. CG



Рисунок 3 – Общий вид маркировочной наклейки

В процессе эксплуатации дальномер не предусматривает внешних механических или электронных регулировок. Пломбирование узлов дальномеров не производится, ограничение доступа к узлам обеспечено конструкцией крепёжных винтов, которые могут быть сняты только при наличии специальных ключей.

Программное обеспечение

Дальномеры имеют встроенное метрологически значимое программное обеспечение (далее – ВПО), которое устанавливается в энергонезависимую память дальномеров при их производстве. Изменение ВПО не предусмотрено.

Уровень защиты ВПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014. Конструкция дальномеров исключает возможность несанкционированного влияния на ВПО и измерительную информацию.

Идентификационные данные ВПО приведены в таблице 1

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационное наименование ПО	ВПО
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	-

Цифровой идентификатор ПО	-
---------------------------	---

Метрологические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений: - расстояний, м: - при благоприятных условиях ¹⁾ - при неблагоприятных условиях ²⁾ - угла наклона, °	от 0,05 до 50,00 от 0,05 до 20,00 ±90
Границы допускаемой абсолютной погрешности измерений расстояний (при доверительной вероятности 0,95), мм: - при благоприятных условиях ¹⁾ - при неблагоприятных условиях ²⁾	$\pm 2 \cdot (1,50 + 0,05 \cdot 10^{-3} \cdot D)$ $\pm 2 \cdot (3,00 + 0,15 \cdot 10^{-3} \cdot D)$, где D - измеряемое расстояние, мм
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла наклона, °	$\pm (0,20 + 0,01 \cdot \alpha)^{3)}$ $\pm (0,30 + 0,01 \cdot \alpha)^{4)}$, где α – измеряемый угол в градусах
Дискретность измерений: - расстояний, мм - угла наклона, °	±1 ±0,1
¹⁾ - измерения на поверхность с отражательной способностью не менее 80% (стена, окрашенная в белый цвет), низкая фоновая освещенность, температура окружающей среды 25±5 °С ²⁾ - измерения на поверхность с (10 – 80) % отражательной способностью, высокая фоновая освещённость (яркое солнце), температура окружающей среды от -10 до +45 °С ³⁾ – при температуре окружающей среды 25±5°С ⁴⁾ – для всего диапазона рабочих температур, исключая 25±5 °С	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Расхождение лазерных лучей	< 1,5 мрад (полный угол)
Источник электропитания постоянного тока	2 аккумуляторные батареи типа АА или литий-ионные аккумуляторные батареи (арт 1607A35 0N8)
Напряжение питания постоянного тока, В	3
Диапазон рабочих температур, °С	от -10 до +45
Габаритные размеры (Д×Ш×В) мм, не более	119×53×29
Масса, кг, не более	0,17

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и наклейкой на корпус дальномеров.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Дальномер лазерный	-	1 шт.
Аккумуляторная батарея	-	2 шт.
Чехол	-	1 шт.

Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
-----------------------------	---	--------

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Работа с инструментом» «Дальномеры лазерные GLM 50-27. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к дальномерам лазерным GLM 50-27

Государственная поверочная схема для координатно-временных средств измерений, утверждённая Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2831

Техническая документация «Robert Bosch Power Tools GmbH», Германия

Изготовитель

«Robert Bosch Power Tools GmbH», Германия

Адрес: Max-Lang-Strasse 40-46, D-70771 Leinfelden-Echterdingen, Germany

Тел.: +49 (0)711 400 40990, факс: +49 (0)711 400 40999

E-mail: info@bosch.com

Производственная площадка

Robert Bosch Power Tools Sdn Bhd, Малайзия

Адрес: 45, Hilir Sungai Keluang 1 Phase 4 - Bayan Lepas Industrial Park 11900 Bayan Lepas, Penang, Малайзия

E-mail: info@bosch.com

Испытательный центр

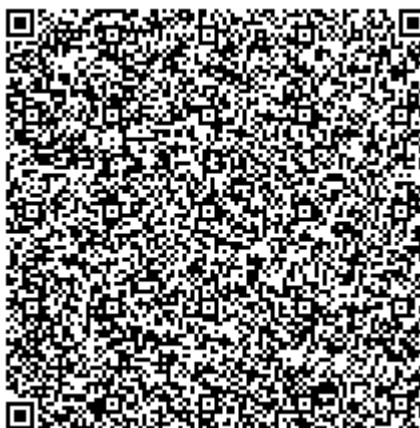
Общество с ограниченной ответственностью «Автопрогресс-М» (ООО «Автопрогресс-М»)

Адрес: 125167, г. Москва, ул. Викторенко, д. 16, стр. 1

Тел.: +7 (495) 120-0350

E-mail: info@autoproggress-m.ru

Аттестат аккредитации ООО «Автопрогресс-М» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311195



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» декабря 2021 г. № 2998

Регистрационный № 84221-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счётчики-расходомеры КТМ Дельтапаскаль

Назначение средства измерений

Счётчики-расходомеры КТМ Дельтапаскаль (далее – расходомеры) предназначены для измерения объёмного (массового) расхода жидкости, пара и газа.

Описание средства измерений

Принцип измерений основан на создании перепада давления на входе и выходе профиля зонда, измерении его преобразователем дифференциального давления и преобразования этого значения в значение объёмного расхода.

Расходомер состоит из корпуса измерительного (зонда), клапанного блока, термопреобразователя сопротивления (по заказу), датчика абсолютного давления (по заказу) и блока обработки информации, совмещённого с преобразователем дифференциального давления.

Корпус измерительный состоит из D-образного профиля, разделителя, камеры высокого давления, корпуса, крепёжного элемента и заглушки. D-образный профиль имеет внутри два герметичных канала для передачи высокого и низкого давления. Длина зонда может меняться в зависимости от типоразмера. Также в профиле зонда выполнено определённое, для данного типоразмера, количество отверстий, предназначенных для передачи повышенного и пониженного давлений в соответствующие каналы высокого и низкого давлений. При установке расходомера в трубе округлая часть профиля зонда позиционируется навстречу движению потока жидкости, газа или пара. Разделитель имеет определённый, для каждой ширины профиля зонда, размер. В зависимости от стороны и способа подключения, на разделителе установлены элементы технологического соединения клапанного блока и преобразователя дифференциального давления в составе блока обработки информации, также на нём имеется место для установки термопреобразователя сопротивления.

Блок обработки информации (БОИ), совмещённый с преобразователем дифференциального давления, осуществляет измерение перепада давления и преобразования этого значения в значение расхода. Блок обработки информации, при наличии соответствующих опций, может вычислять скомпенсированный по температуре и давлению расход (с учётом измерений температуры и давления). При подключении дополнительного термопреобразователя сопротивления, блок обработки информации может вычислять потреблённое количество тепловой энергии.

Термопреобразователь сопротивления – датчик температуры серий ТР, ТП (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 74164-19) обеспечивает измерение температуры в точке подключения к измеряемому процессу для расчёта скомпенсированного по температуре расхода.

Датчик абсолютного давления – датчик давления тензорезистивный APZ, AIZ, AMZ, ASZ (регистрационный номер 62292-15), или датчик давления CROCUS M, CROCUS L, CROCUS B, CROCUS F (регистрационный номер 74171-19), обеспечивает измерение давления в точке подключения к измеряемому процессу для расчёта скомпенсированного по давлению расхода.



Рисунок 1 – Счётчик-расходомер КТМ Дельтапаскаль

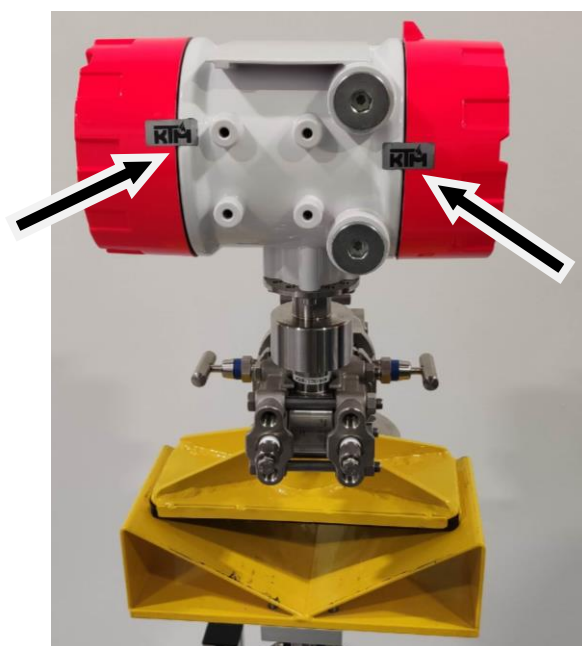


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа и место нанесения знака поверки на счётчики-расходомеры КТМ Дельтапаскаль

Внешний вид расходомеров представлен на рисунке 1. Схема пломбировки от несанкционированного доступа и места нанесения знака поверки представлены на рисунке 2. Знак поверки также наносится в паспорт и (или) на свидетельство о поверке.

Существуют различные варианты исполнения счетчика-расходомера КТМ Дельтапаскаль:

- по ширине D-образного профиля: 25 мм и 44 мм;
- по длине профиля, в зависимости от диаметра условного прохода трубопровода: от DN100 до DN15000;
- по схеме размещения преобразователя давления: интегральная схема и отдельная схема;
- по способу поддержки зонда: с поддерживающим устройством и без него;
- по способу подключения к трубопроводу: с различными типами фланцев, с подключением Rotate-Lock (сальниковое соединение), Retractable (запорная арматура с подъемником для установки на трубопровод без остановки технического процесса).

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) расходомера является встроенным. Преобразование измеряемых величин и обработка измерительных данных выполняется с использованием внутренних аппаратных и программных средств. ПО хранится в энергонезависимой памяти.

Внутреннее ПО на основе измеренных данных рассчитывает массу, объем, объемный расход, выводит измеренные и рассчитанные параметры на дисплей и цифровые и аналоговые выходы.

Для обеспечения защиты измерительных и конфигурационных данных от несанкционированного доступа, в ПО расходомера предусмотрен двухуровневый разграниченный доступ по паролям («Пользователь», «Сервис»), в зависимости от выполняемых функций и уровня полномочий.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Firmware BOI-5
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0xD428F140

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристик	Значение
Диаметр условного прохода трубопровода DN, мм	от 100 до 2950
Диапазон измерений объемного расхода: - жидкости, м ³ /ч - газа, м ³ /ч - пара, м ³ /ч	от 2,5 до 358000 от 5,5 до 4,8·10 ⁶ от 2,5 до 6,9·10 ⁶
Динамический диапазон расхода	10:1
Пределы допускаемой погрешности измерения объемного и массового расхода в динамическом диапазоне измерений расхода, %	±0,5; ±0,7; ±1,0; ±1,5
Пределы допускаемой погрешности измерения объемного	±2,0

и массового расхода при имитационной поверке, %	
Продолжение таблицы 2	
Примечание – По спецзаказу возможно изготовление зонда расходомера длиной до 15 м.	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра
Температура измеряемой среды, °С	от - 196 до + 710
Материал измерительной части	AISI 316L / 03X17H14M3
Максимальная динамическая вязкость измеряемой среды, мПа·с	200
Максимальное давление измеряемой среды, МПа	25
Максимальный перепад давления, кПа	300
Выводы и интерфейсы	- 3 импульсных/цифровых выхода; - аналоговый конфигурируемый выход токовая петля с поддержкой HART; - аналоговый вход для датчиков температуры и давления, токовая петля с поддержкой HART; - цифровой RS-485 с поддержкой Modbus RTU и Modbus ASCII; - Ethernet; Foundation FieldBus
Степень защиты от проникновения твердых предметов и воды по ГОСТ 14254 (IEC 60529)	IP66/67
Маркировка взрывозащиты БОИ	1Ex db e [ia Ga] IIC T6 Gb X
Маркировка взрывозащиты корпуса измерительного	0Ex ia IIC T1...T6 Ga
Напряжение питания (постоянного тока), В	от 12 до 30
Потребляемая мощность, Вт, не более	15
Срок службы, лет	18
Срок средней наработки на отказ, ч, не менее	100 000
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность воздуха, % – атмосферное давление, кПа	от - 40 до + 60 до 95 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом и на шильдик расходомера лазерной гравировкой.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Счётчик-расходомер	-	1 шт.	
Программное обеспечение «КТМ SMART STREAM» на электронном носителе*	-	1 шт.	
Упаковка	-	1 шт.	
Руководство по эксплуатации*	PMTB.09.000.00.0000.000РЭ	1 экз.	
Программное обеспечение «КТМ SMART STREAM. Руководство пользователя»*	PMTB.09.900.01.0100.000 99	1 экз.	
Паспорт	PMTB.09.00X.00.0000.000ПС	1 экз.	
Примечание – Доступно на сайте изготовителя.			

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.1 руководства по эксплуатации PMTB.09.000.00.0000.000РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счётчикам-расходомерам КТМ Дельтапаскаль

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объёма жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объёмного расходов жидкости»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2825 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объёмного и массового расходов газа»

PMTB.407249.001ТУ «Счётчик-расходомер КТМ Дельтапаскаль. Технические условия»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НПП КуйбышевТелеком-Метрология» (ООО «НПП КуйбышевТелеком-Метрология»)

ИНН 6312102369

Адрес: РФ, 446394, Самарская область, м.р-н Красноярский, г.п. Волжский, пгт Волжский, ул. Пионерская, здание 5, этаж 2, помещение 8

Тел./факс: (846) 202-00-65

Web-сайт: www.ktkprom.ru

E-mail: info@ktkprom.com

Испытательный центр

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

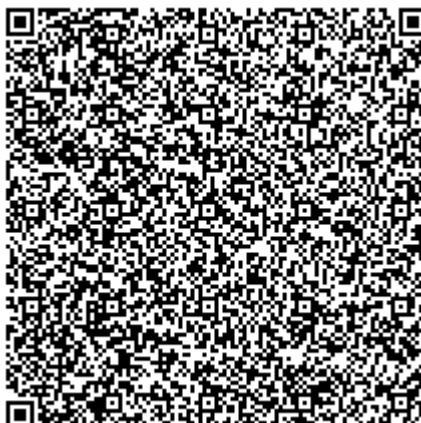
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озёрная, д. 46

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

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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



Регистрационный № 84220-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы спектра частот конструкций башенного типа «ЛЭПТОН-1»

Назначение средства измерений

Анализаторы спектра частот конструкций башенного типа «ЛЭПТОН-1» (далее - анализаторы спектра «ЛЭПТОН-1») предназначены для выявления дефектных опор воздушных линий электропередачи и опор контактной сети по значениям собственных частот свободных колебаний, возбуждаемых природно-техногенными факторами.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов спектра «ЛЭПТОН-1» основан на измерении аналоговых выходных электрических сигналов тензодатчика, преобразовании их в цифровой код с помощью АЦП, ограничения полосы пропускания и последующей их передаче на смартфон по bluetooth.

Анализаторы спектра «ЛЭПТОН-1» состоит из комплекта измерительных блоков в количестве до четырех, средства визуализации – смартфона или планшета с установленной операционной системой «Андроид» версия 6.0 и выше, с установленным программным обеспечением «Опоры России» версия 1.0.6 и выше, зарядного устройства, эластичных жгутов для крепления измерительных блоков на не металлической опоре.

Общий вид измерительных блоков анализаторов спектра «ЛЭПТОН-1» представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид измерительных блоков анализатора спектра «ЛЭПТОН-1»

Место пломбировки от несанкционированного доступа с целью предотвращения несанкционированных настроек и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений осуществляется пломбированием пломбировочной лентой на корпусе и пластиковой крышке со стороны разъема для зарядки аккумулятора под торцевой крышкой корпуса. Схема пломбировки приведена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Место пломбировки от несанкционированного доступа

Заводские номера состоят из трех арабских цифр, нанесённых на этикетки их полихлорвиниловой пленки методом струной печати, этикетки наклеены на корпус измерительного блока анализатора спектра «ЛЭПТОН-1».

Место расположения заводского номера представлено на рисунке 1.

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

Конструкция измерительного блока анализатора спектра «ЛЭПТОН-1» предусматривает возможность нанесения знака поверки на корпус.

Программное обеспечение

Встроенное ПО анализаторов спектра «ЛЭПТОН-1» хранится в постоянном запоминающем устройстве измерительного блока. Считывание исполняемого кода из анализаторов спектра «ЛЭПТОН-1» и модификация метрологически значимой части ПО с использованием интерфейсов анализаторов спектра «ЛЭПТОН-1» невозможны.

Автономное ПО анализаторов спектра «ЛЭПТОН-1» версии 1.0.6 и выше разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО для анализаторов спектра «ЛЭПТОН-1» версии 1.0.6 выше приведены в таблице 1.

Уровень защиты встроенного программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий», уровень автономного программного обеспечения – средний в соответствии с 4.5 Р 50.2.077-2014.

Конструкция анализаторов спектра «ЛЭПТОН-1» исключает возможность несанкционированного влияния ПО на измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Встроенное ПО измерительного блока анализатора спектра «ЛЭПТОН-1»	
Идентификационное наименование ПО	MVKA21
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	–
Другие идентификационные данные, если имеются	–
Автономное ПО анализатора спектра «ЛЭПТОН-1»	
Идентификационное наименование ПО	«Опоры России»
Программный файл приложения	LEP500.apk
Номер версии/сборки (идентификационный номер) ПО	1.0.6
Цифровой идентификатор ПО	33f9a6833c53a004b8491eb092e7c046
Алгоритм вычисления хэш-кода	md5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений рабочих частот, Гц	от 1 до 30
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения частот собственных колебаний (ЧСК), %	$\pm 0,5$
Питание от 1 аккумулятора 14500 (AA), В	от 3,5 до 4,2
Габаритные размеры (длина x ширина x высота), мм, не более	152×20×30
Масса, кг, не более	0,15

Знак утверждения типа

наносится на корпус измерительных блоков анализаторов спектра «ЛЭПТОН-1» наклейкой или иным методом, обеспечивающим четкое изображение знака и на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность анализаторов спектра «ЛЭПТОН-1»

Наименование	Обозначение	Количество
Измерительный блок	-	4
Средство визуализации (смартфон или планшет) с операционной системой «Андроид» версия 6.0 и выше	-	1
Руководство по эксплуатации	РЭ 26.51.66-001-69866598-2021	1
Зарядное устройство	-	1
Мягкий футляр	-	1
Эластичный жгут для крепления измерительных блоков на неметаллической опоре.	-	2
Паспорт	26.51.66-001-69866598-2021 ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Порядок работы» руководства по эксплуатации РЭ 26.51.66-001-69866598-2021 Анализаторы спектра частот конструкций башенного типа «ЛЭПТОН-1»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам спектра «ЛЭПТОН-1»

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

26.51.66-001-69866598-2021 ТУ Анализаторы спектра частот конструкций башенного типа «ЛЭПТОН-1». Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Институт электроэнергетики Новосибирского государственного технического университета» (ООО «ИЭЭ НГТУ»)

ИНН 5404032374

Адрес: 630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, д. 20, к. 618

Телефон (факс) +7 (383) 314 10 48

Web-сайт: <https://ieengtu.business.site/>

E-mail: ieengtu@gmail.com

Испытательный центр

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

Юридический адрес: 630004, г. Новосибирск, ул. Революции, д. 36

Адрес: 630112, г. Новосибирск, просп. Дзержинского, 2/1

Телефон (факс) +7 (383) 278-20-10

Web-сайт: www.ncsm.ru

E-mail: csminfo@ncsm.ru

Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311822 в Реестре аккредитованных лиц

