

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2023 г. № 1726

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, не влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Толщиномеры ультразвуковые	ТУЗ-2	-	24011-13	-	-	ЛИВЕ.415119.01 8 МП	-	Общество с ограниченной ответственностью «Научно- промышленная компания «ЛУЧ» (ООО «НПК «ЛУЧ»)), Московская обл., г. Балашиха	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
2.	Колонки топливораздаточные	«Топаз»	-	40785-20	-	-	МИ 1864-88, МИ 1864-2020, МИ 2895-2004, МКЦЛ.030.МП	-	Общество с ограниченной ответственностью «Топаз-сервис» (ООО «Топаз-сервис»)), Ростовская обл., г. Волгодонск	ЗАО КИП «МЦЭ», г. Москва
3.	Счетчики- расходомеры массовые	ЭЛМЕТРО- Фломак	-	47266-16	-	-	3124.0000.00-01 МП с изм. №2	-	Общество с ограниченной ответственностью «ЭлМетро Групп»	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

									(ООО «ЭлМетро Групп»), г. Челябинск	
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» (АИИС КУЭ РНПК) с Изменением № 1	-	0277	60128-15	-	-	МП с изменением № 2	-	Общество с ограниченной ответственностью научно-техническое предприятие «Энергоконтроль» (ООО НТП «Энергоконтроль»), Пензенская обл., г. Заречный	ФБУ «Пензенский ЦСМ», г. Пенза
5.	Ротаметры с местными показаниями стеклянные	РМС	-	67050-17	-	-	ГОСТ 8.122-99	-	Общество с ограниченной ответственностью «Прибор-М» (ООО «ПМ»), Нижегородская обл., г. Арзамас	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
6.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 200 ПСП «Карабашский ТП» НГДУ «Лениногорскнефть»	-	45	70027-17	-	МП 0658-14-2017 с изменением № 1	-	НА.ГНМЦ.0726-23 МП	Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д.Шашина (ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина), г. Альметьевск	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань
7.	Спектрометры эмиссионные	ИСКРОЛАЙН	-	78401-20	-	-	МП-242-2333-2019	-	Общество с ограниченной ответственностью «ИСКРОЛАЙН Пром Групп Рус» (ООО «ИСКРОЛАЙН Пром Групп Рус»), г. Санкт-Петербург	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Санкт-Петербург

8.	Счетчики электрической энергии трехфазные статические	«Меркурий 231», «Mercury 231»	-	80591-20	-	-	АВЛГ.411152.02 7 РЭ2	-	Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственная фирма «Моссар» (ООО «НПФ «Моссар») Саратовская обл., г. Маркс	ООО «НИЦ «ЭНЕРГО», г. Москва
----	---	----------------------------------	---	----------	---	---	-------------------------	---	--	------------------------------------

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2023 г. № 1726

Регистрационный № 24011-13

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Толщиномеры ультразвуковые ТУЗ-2

Назначение средства измерений

Толщиномеры ультразвуковые ТУЗ-2, далее по тексту – толщиномеры, переносные, ручные, общего назначения, предназначены для контактного измерения толщины изделий из различных конструкционных материалов со скоростями распространения продольных ультразвуковых колебаний (УЗК) от 100 до 9999 м/с при одностороннем доступе к объекту измерения.

Описание средства измерений

Толщиномер представляет собой электронный блок с подключенным посредством кабеля ультразвуковым пьезоэлектрическим преобразователем (УЗ ПЭП).

Электронный блок может выпускаться в трёх исполнениях: в жестком металлическом корпусе (рисунок 1а и 1б) и в пластиковом корпусе (рисунок 1в). На лицевой панели расположены дисплей и маслобензостойкая пленочная клавиатура. Встроенный источник питания (аккумуляторная батарея) размещен внутри корпуса. Конструкция толщиномера предусматривает пломбирование электронного блока прибора от несанкционированного доступа. Внешний вид, места пломбирования, места нанесения знака утверждения типа указаны стрелками на рисунке 1а, 1б, 1в и 2а и 2б.

В основу работы толщиномера положена способность УЗК отражаться от границы сред с различными акустическими сопротивлениями.

Заводской номер в числовом формате наносится на информационный шильд, расположенный на задней панели корпуса толщиномера.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



1а

1б

Рисунок 1а, 1б - общий вид толщиномеров ультразвуковых ТУЗ-2 в металлическом корпусе и места пломбирования



Рисунок 1в - общий вид толщиномеров ультразвуковых ТУЗ-2 в пластиковом корпусе и места пломбирования



Рисунок 2а – Общий вид задней панели толщиномеров ультразвуковых ТУЗ-2 в металлическом корпусе (исполнение 1а) и место нанесения знака утверждения типа



Рисунок 2б – Общий вид задней панели толщиномеров ультразвуковых ТУЗ-2 в металлическом и пластиковом корпусе (исполнение 1б и 1в) и место нанесения знака утверждения типа

Программное обеспечение

Толщиномеры имеют в своем составе программное обеспечение (ПО), идентификационные данные которого приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТУЗ-2 ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0 и выше
Цифровой идентификатор ПО	—

Программное обеспечение встроено в аппаратное устройство средства измерений и осуществляет функции индикации и управления.

Метрологически значимая часть ПО прошита во внутренней долговременной памяти прибора и защищена кодом производителя. При работе с толщиномером пользователь не имеет возможности влиять на процесс расчета и не может изменять полученные в ходе измерений данные.

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Значения номинальных частот УЗ ПЭП типа П112, МГц:	2,5; 5,0 и 10,0
Диапазон измерений толщины по стали типа 40Х13 на плоскопараллельных образцах, мм	от 0,6 до 500,0
Диапазон установки скорости распространения УЗК в материале контролируемого изделия, м/с	от 100 до 9999
Дискретность отсчета цифрового индикатора толщиномера - в режиме измерений или ввода значения толщины, мм; - в режиме оценки или ввода значения скорости звука, м/с	0,1 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений толщины, мм где X – измеряемая толщина, мм	$\pm(0,1+0,005X)$,
Питание: - внутренний источник постоянного тока: - исполнение 1а, В - исполнение 1б, В - исполнение 1в, В - внешний блок питания, В	2,4 3,7 3,2 5
Время непрерывной работы от аккумуляторной батареи, ч	20
Масса толщиномера с аккумуляторной батареей, кг, не более - исполнение 1а - исполнение 1б и 1в	0,60 0,28
Габаритные размеры толщиномера, мм, не более - исполнение 1а - исполнение 1б и 1в	126×85×35 125×65×30
Рабочие условия эксплуатации: - температуры окружающего воздуха, °С - относительной влажности при 25 °С, % - атмосферного давления, кПа	от -30 до +50 95 от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации ЛИВЕ.415119.018 РЭ типографским способом и на информационный шильд, расположенный на задней панели корпуса толщиномера, по технологии изготовителя.

Комплектность средства измерения

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

№	Наименование	Количество
1	Толщиномер ультразвуковой ТУЗ-2 (электронный блок)	1 шт.
2	УЗ ПЭП*	1 шт.
3	Блок аккумуляторный (встроенный)	1шт.
4	Блок аккумуляторный запасной**	1шт.
5	Зарядное устройство	1 шт.
6	Тест-образец 3 мм (встроенный)	1 шт.
7	Чехол для электронного блока**	1шт.
8	Сумка для переноски**	1шт.
9	Транспортная тара	1 шт.
10	Руководство по эксплуатации «Толщиномер ультразвуковой ТУЗ-2. ЛИВЕ.415119.018 РЭ»	1экз.
11	Паспорт «Толщиномер ультразвуковой ТУЗ-2. ЛИВЕ.415119.018 ПС»	1экз.
12	Методика поверки	1экз.
* - толщиномер поставляется с одним УЗ ПЭП типа П112-5-10/2-Т-003. Количество дополнительно поставляемых УЗ ПЭП и их рабочая частота оговариваются при оформлении заказа. ** - поставка оговаривается дополнительно при оформлении заказа.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 «Порядок работы» руководства по эксплуатации «Толщиномер ультразвуковой ТУЗ-2. ЛИВЕ.415119.018 РЭ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений
ЛИВЕ.415119.018 ТУ. Толщиномер ультразвуковой ТУЗ-2. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-промышленная компания «ЛУЧ»
(ООО «НПК «ЛУЧ»)
ИНН 5001080093
Адрес: 143930, Московская обл., г. Балашиха, мкр. Салтыковка, ш. Ильича, д. 1
Тел./факс: (498) 520-77-99
E-mail: luch@luch.ru, адрес в Интернет: www.luch.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
ИНН 7736042404
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Тел./факс: (495) 437-55-77 / 437-56-66.
E-mail: office@vniims.ru, адрес в Интернет: www.vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2023 г. № 1726

Регистрационный № 40785-20

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Колонки топливораздаточные «Топаз»

Назначение средства измерений

Колонки топливораздаточные «Топаз» (далее – ТРК) предназначены для измерения количества нефтепродуктов (бензина, дизельного топлива) отпущенного в баки транспортных средств и тару потребителей на автозаправочных станциях (АЗС) и комплексах.

Описание средства измерений

Принцип действия ТРК основан на прямом методе динамических измерений объёма или массы топлива в дозе, отпущенного в баки транспортных средств и тару потребителей. Доза топлива устанавливается на дистанционном устройстве или блоке местного управления. Топливо из резервуара подается в измерительные линии гидравлической части колонки через обратный клапан, фильтр предварительной очистки, измеритель объема или массы, электромагнитный клапан по системе трубопроводов с помощью внешних насосов или встроенных в колонку насосных моноблоков. Далее через разрывную муфту и раздаточный рукав с раздаточным краном, топливо поступает в топливный бак транспортного средства.

Измерительная информация с измерителя объема или массы поступает в блок управления и индикации ТРК, на цифровом индикаторе которого индицируется количество отпущенного топлива, его цена, стоимость и суммарное количество отпущенного топлива по одному или нескольким раздаточным рукавам ТРК (одной измерительной линии).

Состав и количество электронных блоков в блоке управления и индикации определяются исполнением ТРК. Установка нулевых показаний указателя разового учёта, на индикаторе блока управления и индикации, перед каждым измерением объёма или массы топлива производится автоматически.

ТРК состоит из:

- корпуса рамной конструкции;
- блока индикации и управления, производства ООО «Топаз-сервис» в котором установлены блоки управления, индикации, модули расширения и устройства ввода;
- гидравлического блока (с насосным моноблоком - всасывающий или без насосного моноблока - напорный) включающего в состав:
 - моноблок насосный ZYB, производства фирмы «Zhengzhou Jayo Petroleum Machinery Co., Ltd.», Китай;
 - измеритель объёма типа MG, производства фирмы «Zhejiang Maide Machine Co., Ltd.», Китай;
 - измеритель объёма типа RSJ-50, производства фирмы «Zhejiang Maide Machine Co., Ltd.», Китай;
 - измеритель объёма шнековый «Топаз», производства ООО «Топаз-сервис», Россия;

- расходомер массовый LPGmass или Promass, производства фирмы «Endress + Hauser Flowtec AG», Швейцария;
- расходомер массовый OPTIMASS, производства фирмы «KROHNE,Ltd», Великобритания;
- счетчик-расходомер массовый MicroMotion, производства фирм:
 - «Emerson Process Management Flow BV», Нидерланды;
 - «Emerson SRL», Румыния;
 - «Micro Motion Inc.», США;
 - «F-R Tecnologias de Flujo, S.A. de C.V.», Мексика;
 - «Emerson Process Management Flow Technologies Co., Ltd.», Китай;
- счетчик-расходомер Штрай Масс, производства ООО «Компания Штрай», Россия;
- генератор импульсов «Топаз-171Д», производства ООО «Топаз-сервис», Россия;
- клапан соленоидный;
- клапан электромагнитный;
- раздаточные рукава с раздаточными кранами.

По заказу потребителя ТРК могут быть оснащены вспомогательными и дополнительными устройствами:

- системой отбора паров топлива из заправляемого бака;
- системой подогрева с температурным модулем и термопреобразователем;
- электромеханическими указателями суммарного учета;
- блоком местного управления с интерфейсом связи (GSM, RS485; LAN, LON) и без него;
- терминалом управления отпуском топлива;
- считывателями бесконтактных карт;
- раздаточными рукавами с раздаточными кранами;
- раздаточными рукавами с раздаточными кранами, установленными на отдельно стоящих стойках (далее – сателлиты);
- механизмом возврата рукава;
- лотками, оборудованными замком для фиксации раздаточных кранов в колонке;
- датчиками открытия отсека гидравлики и БИУ колонки;
- экоподдонами;
- мультимедийным и другим оборудованием, улучшающим потребительские свойства колонки.

ТРК выпускается в нескольких модификациях, отличающихся исполнением корпуса, конструкцией и расположением блока индикации и управления, габаритными размерами и массой. Исполнения ТРК каждой модификации отличаются количеством раздаточных рукавов, производительностью, комплектностью используемого оборудования.

ТРК имеет следующее обозначение:

Колонка топливораздаточная «Топаз-Х₁Х₂Х₃-Х₄Х₅-Х₆Х₇Х₈Х₉/Х₁₀ Х₁₁ Х₁₂ Х₁₃ ... Х₃₃»
ТУ-4213-001-53540133-2009,

где Х₁ – конструктивное исполнение корпуса ТРК: от 1 до 6 и 8;

Рестайлинговые исполнения:

L1, L2, L3, L4, L5, L6, L8 – скругленный дизайн корпуса;

S1, S2, S3, S4, S5, S6, S8 – упрощенный дизайн корпуса.

Х₂ – количество выдаваемых видов топлива: от 1 до 9;

Х₃ – цифра, характеризующая комплектацию колонки насосными моноблоками:

0 – напорная;

1 – всасывающая;

Х₄ – цифра, характеризующая количество одновременно обслуживаемых сторон и наличие системы отбора паров:

- 1 – одинарная ТРК с двухсторонней индикацией без системы отбора паров;
- 2 – двойная ТРК с двухсторонней индикацией без системы отбора паров;
- 3 – одинарная ТРК с двухсторонней индикацией с системой отбора паров;
- 4 – двойная ТРК с двухсторонней индикацией с системой отбора паров;
- 5 – одинарная ТРК с односторонней индикацией без системы отбора паров;
- 6 – двойная ТРК с односторонней индикацией без системы отбора паров;
- 7 – одинарная ТРК с односторонней индикацией с системой отбора паров;
- 8 – модификация колонки в части гидравлической схемы;

Х₅ – цифра, обозначающая номинальный расход топлива, л/мин:

- 1 – до 50;
- 2 – до 50 и до 80;
- 3 – до 50 и до 130;
- 4 – до 80;
- 5 – до 130;
- 6 – до 80 и до 130;
- 7 – свыше 130 до 160
- 8 – до 50, до 80 и до 130;

Х₆ – цифра, обозначающая тип индикации (пример записи – «2»):

- 1 – светодиодная индикация (стандарт 7/7/4, или 7/7/5 если LON);
- 2 – жидкокристаллическая индикация (стандарт 7/7/4, или 7/7/5 если LON);
- 3 – устройство индикации «Топаз-106ЦМ»;
- 4 – светодиодная индикация с мультимедийным устройством для отображения пользовательского контента 21,5”;
- 5 – жидкокристаллическая индикация с мультимедийным устройством для отображения пользовательского контента 21,5”;
- 6 – жидкокристаллическая индикация с мультимедийным устройством для отображения пользовательского контента 15”;
- 7 – светодиодная индикация с мультимедийным устройством для отображения пользовательского контента 15”;

Х₇ – цифра, обозначающая наличие температурного модуля, комплектуемого по заказу (пример записи – «0»):

- 0 – отсутствует температурный модуль;
- 1 – имеется температурный модуль с одним датчиком температуры топлива;
- 2 – имеется температурный модуль с двумя датчиками температуры топлива;
- 3 – имеется температурный модуль с тремя датчиками температуры топлива;
- 4 – имеется температурный модуль с четырьмя датчиками температуры топлива;

Х₈ – указывается наличие электромеханических указателей суммарного учета (их количество цифрой от "0" (отсутствуют) до "8" и буквой: А – 10 указателей суммарного учета;

Х₉ – цифра, обозначающая наличие блока местного управления (пример записи – «4»):

- 0 – отсутствует блока местного управления;
- 1 – установлен блок «Топаз-186-04»;
- 2 – установлен блок «Топаз-186-05»;
- 3 – установлен блок «Топаз-306БС»;
- 4 – установлен блок «Топаз-306БМУ1»;
- 5 – установлен блок «Топаз-186-08», связь с офисом по GSM, 485, LAN;
- 6 – установлен блок «Топаз-186-07», связь с офисом по 485, LAN;
- 7 – блок индикации и управления с терминалом управления отпуском топлива;

Х₁₀ – число, обозначающее наличие устройства ввода/вывода:

- 00 – отсутствует устройство ввода;

от 01 до 99 - вариант комплектования: клавиатура, считыватель и т.д.

X₁₁ – буквенное обозначение рабочей стороны: (А) или (В), при отсутствии двухстороннее;

X₁₂ – буквенное обозначение, указывается в ТРК серии 21Х с торцевым расположением рукава – (Т);

X₁₃ – буквенное обозначение модификации конструктивного исполнения для 1-го и 4-го корпусов- «М», буквенное обозначение модификации с присоединением раздаточного рукава к надстроенной части корпуса – «Н» для ТРК в корпусах 4, 4М;

X₁₄ – указывается при наличии частотного регулятора - буква «Р» с дополнительными цифрами, указывающими на номер вида топлива (пример записи – «Р12», где «1» и «2» – это первый и второй виды топлива). Если номер не указан – частотный регулятор установлен на всех видах топлива. Наличие "РР" указывает, что ТРК подготовлена для модернизации до «Р», (пример записи – «РР»);

X₁₅ – буквенное обозначение наличия дополнительных кранов на входе в гидравлическую систему с напорной гидравликой (пример записи – «К»);

X₁₆ – буквенное обозначение ТРК с габаритами, уменьшенными относительно стандартных:

– «Уг» - ТРК с габаритами, уменьшенными по горизонтали;

– «Ув» - ТРК с габаритами, уменьшенными по вертикали;

– «Увг» - ТРК с габаритами, уменьшенными по вертикали и по горизонтали;

X₁₇ – указывается напряжение питания ТРК в случае, если оно отличается от 220 В или 380 В (пример записи – "24 В");

X₁₈ – указывается при наличии однострочной индикации для ТРК в корпусе 1, 2, 3, 4, 6 (пример записи – «1»);

X₁₉ – указывается при наличии спутника (ов) ТРК:

«Сат» - спутник колонки;

«1», «2», «3», «4», «5», «6», «7», «8», «9» - номер топлива;

«А», «В» - сторона колонки;

«-» - при наличии спутника в комплекте поставки, «0» - при возможности подключения спутника, но отсутствии его в комплекте поставки;

производительность рукава спутника:

–«1» – до 50 л/мин;

–«4» – до 80 л/мин;

–«5» – до 130 л/мин.

(пример записи – «Сат1А4» - наличие в комплекте поставки спутника выдающего топливо 1 подключенного со стороны А колонки производительностью рукава 80 л/мин.)

X₂₀ – буквенное обозначение, указывается в случае установки крана раздаточного на одну сторону и только для ТРК в корпусах «4, 4М, 1 и 1М» (пример записи – «П»);

X₂₁ - указывается идентификационный номер продукции (далее – ИМП) ТРК (пример записи – «ИМП:221-21.01»);

X₂₂ - указывается в случае, если номинальный расход топлива колонки или отдельного рукава составляет 80, 130 или свыше 130 л/мин (кг/мин) (пример записи – «[1С2]», где «1» – это номер вида топлива, «2» – номер рукава);

X₂₃ - указывается для четвертого характеристического символа «8» пример записи – [002] («Топаз-240-81-2000/00 или 220-81-2000/00» - в корпусе для «Топаз-220», где 4 рукава, 4 вида топлива, каждый рукав на 1 вид топлива.);

X₂₄ - указывается для колонки с отбором паров, если он установлен не на всех рукавах (пример записи – [12ДОП4], где «1» и «2» – это номер вида топлива, «4» – номер рукава, т.е. ОП установлен на рукавах 1, 2 и 4);

X₂₅ - указывается в случае заказа дополнительного оборудования всасывающей гидравлики для работы с наземным резервуаром, пример записи:

- [БР] – устанавливается «Комплект монтажный расширительного бачка» ДСМК.000000.933-03 Д1;

- [ТГ] – устанавливается «Комплект монтажный трубы газоотделителя» ДСМК.000000.932 Д1);

X₂₆ - указывается в случае установки механизма возврата рукава (пример записи - [МВР]);

X₂₇ - указывается для колонок, предназначенных для измерений объёма и (или) массы ЖМТ, выпущенных под техническим наблюдением Российского Речного Регистра (пример записи - [РРР]);

X₂₈ - указываются типы рукавов колонки (пример записи: [358-03.385, 334-13.385]);

X₂₉ - указывается при наличии замков на лотках кранов раздаточных (пример записи - [замок]);

X₃₀ - указывается тип измерителя количества топлива в составе гидравлической системы:

- [ИО1] - измеритель объёма типа MG;
- [ИО2] – измеритель объёма типа RSJ-50;
- [ИОШ] – измеритель объёма шнековый «Топаз»;
- [РМЕН] – расходомер массовый Endress + Hauser;
- [РМЕММ] - расходомер массовый Emerson Micro Motion;
- [РМШМ] - расходомер массовый Штрай Масс;
- [РМК] - расходомер массовый KROHNE.

X₃₁ - указывается при наличии обогрева:

- [ОБ] - обогрев БИУ;
- [ОГ] - обогрев гидравлики;
- [ОБГ] - обогрев БИУ и гидравлики;
- дополнительные опции (при обогреве БИУ указываются обязательно!):
 - «н» - нагреватель в БИУ;
 - «т» - тепловентилятор в БИУ;
 - «о» - оклейка БИУ теплоизоляцией.

X₃₂ - электронные блоки связаны интерфейсом CAN (пример записи: [CAN]);

X₃₃ - указывается при наличии голосового оповещения (пример записи - «ГОП»).

Общий вид модификаций ТРК представлен на рисунках 1 – 10.

Пломбированию подлежат блок управления, генератор импульсов, расходомер объёмный/массовый, устройство приема и обработки сигналов «Топаз-273Е» в соответствии со схемами пломбирования, указанными на рисунках 10 – 14:

– в блоках управления («Топаз-306БУ5», «Топаз-306БУ6» и «Топаз-306БУ7») тумблер «Настройка/Работа» пломбируется представителем аккредитованной метрологической службы в соответствии с действующим законодательством и нормативными документами по обеспечению единства измерений;

– в блоках управления («Топаз-306БУ9» — «Топаз-306БУ16» и т.д.) проверка калибровочного кода (контроль состояния программных метрологически значимых параметров) проводится представителем аккредитованной метрологической службы в соответствии с эксплуатационной документацией и методикой поверки, тумблер "Работа/настройка" пломбируется пломбами службы безопасности эксплуатирующей организации.

Схемы пломбировки расходомеров массовых Promass, LPGmass, CNGmass, OPTIGAS, счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion, Штрай-Масс, расходомеров-счетчиков массовых OPTIMASS, входящих в состав ТРК, в соответствии с их эксплуатационными документами или, как для аналогичных СИ, в соответствии с МИ 3002-2006.



Рисунок 1 – Общий вид колонок «Топаз-11Х₃», «Топаз-S11Х₃»



Рисунок 2 – Общий вид колонок «Топаз-2X₂X₃», «Топаз-S2X₂X₃»



Рисунок 3 – Общий вид колонки «Топаз-L2X2X3»



Рисунок 4 – Общий вид колонки «Топаз-3X2X3», «Топаз-S3X2X3»



Рисунок 5 – Общий вид колонки «Топаз-L3X2X3»



Рисунок 6 – Общий вид колонок «Топаз-4X2X3», «Топаз-S4X2X3»



Рисунок 7 – Общий вид колонок
«Топаз-51Х₃», «Топаз-S51Х₃»



Рисунок 8 – Общий вид колонок
«Топаз-61Х₃», «Топаз-S61Х₃»



а) с кожухом



б) без кожуха

Рисунок 9 – Общий вид колонок «Топаз-81Х₃», «Топаз-S81Х₃»



Рисунок 10 – Общий вид саттелитов

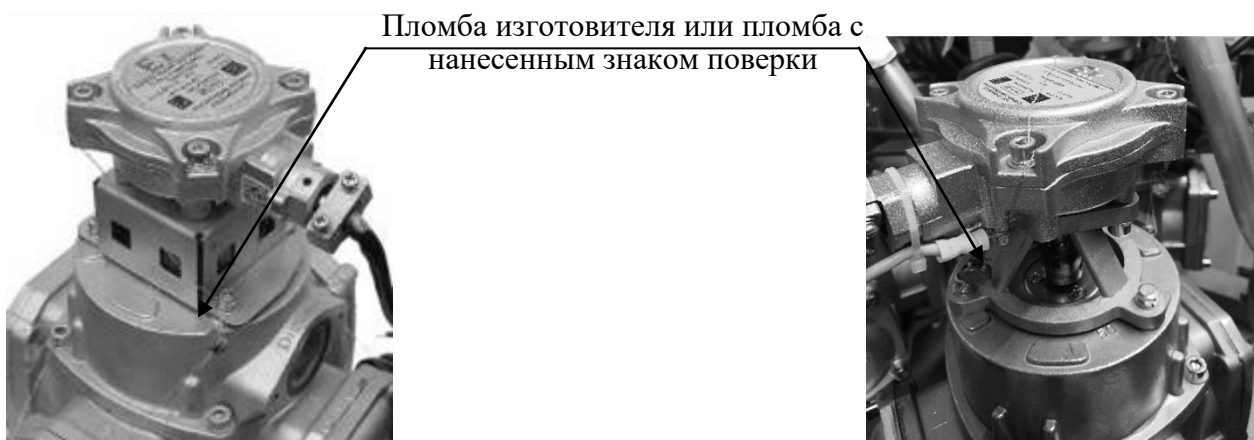


Рисунок 11 – Схемы пломбировки генераторов импульсов

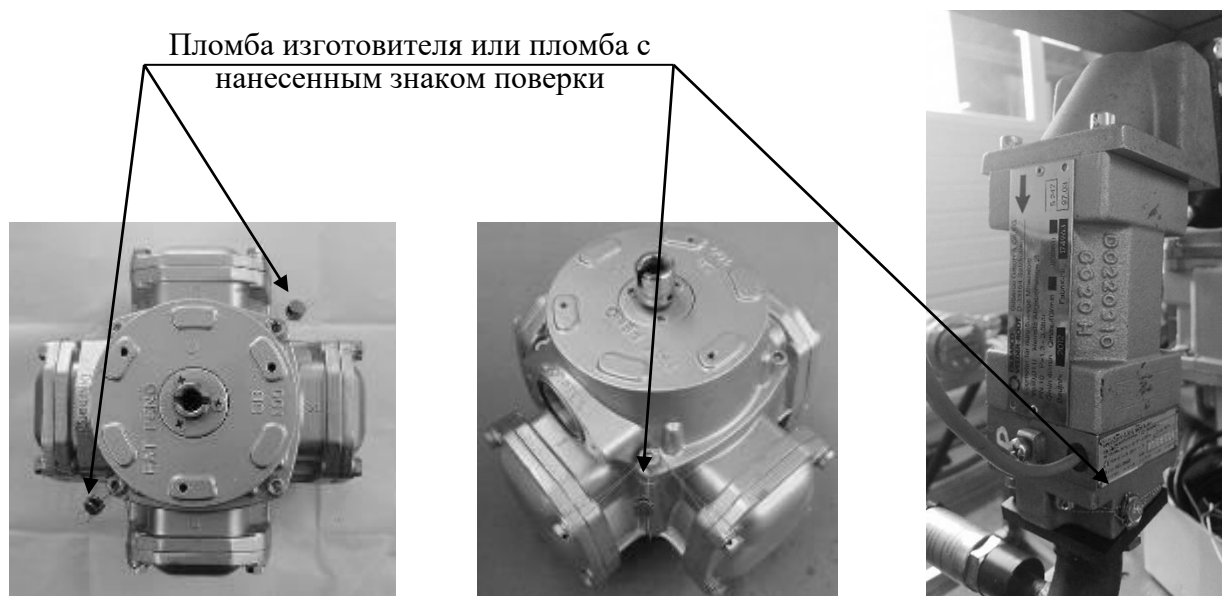


Рисунок 12 – Схема пломбировки измерителей объёма

Пломба
изготовителя
или пломба с
нанесенным
знаком поверки

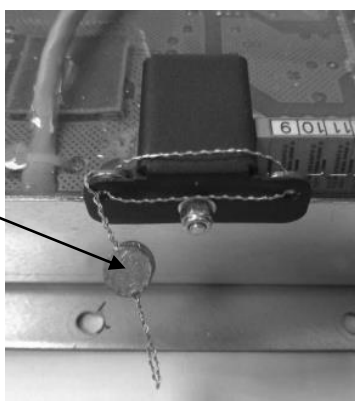


Рисунок 13 – Схема пломбировки устройства приема и обработки сигналов «Топаз-273Е»

Пломба
изготовителя или
пломба службы
безопасности

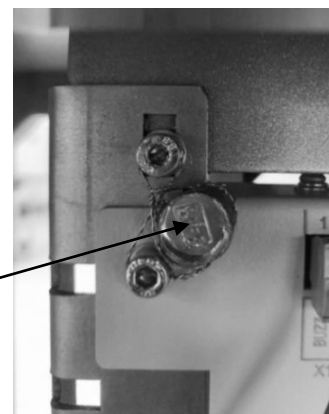


Рисунок 14 – Схема пломбировки узлов крепления блока управления

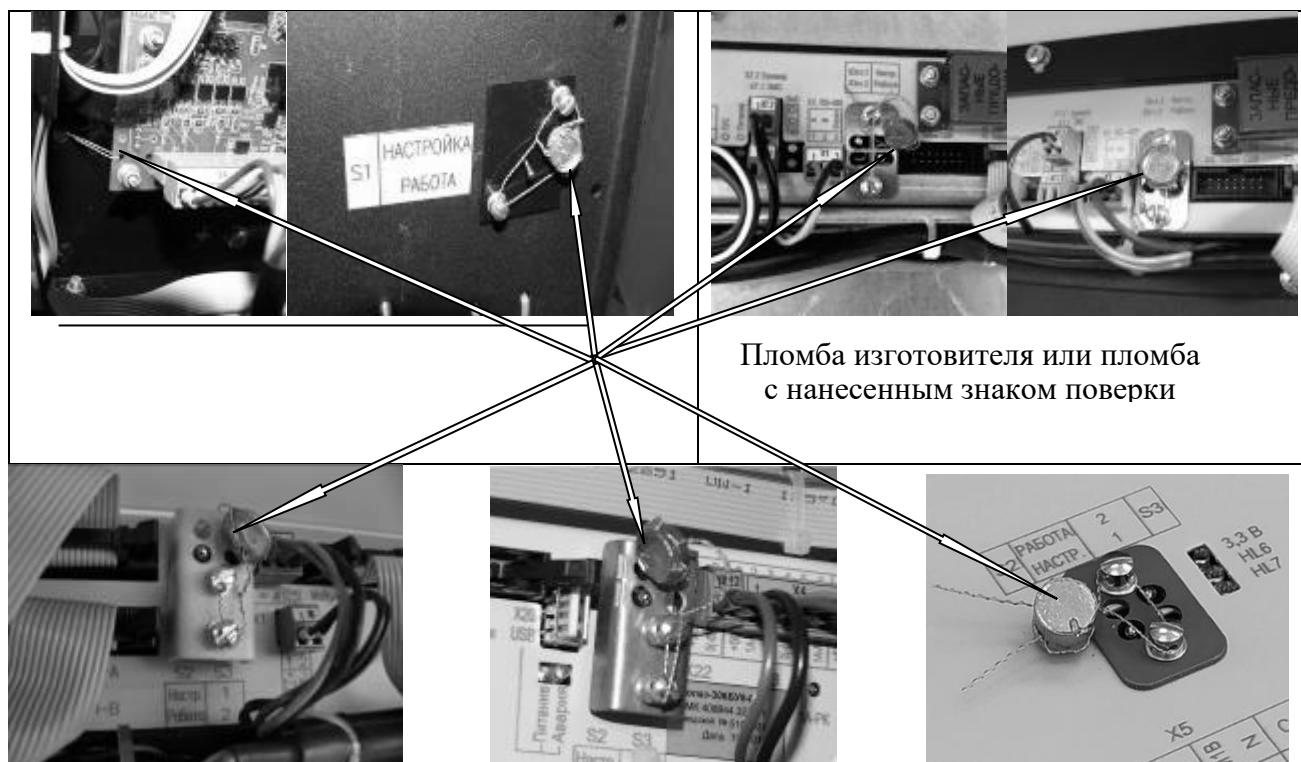


Рисунок 15 – Схемы пломбировки блоков управления «Топаз-306БУ»

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, представляет собой сочетание арабских цифр и знак утверждения типа, наносятся на маркировочную табличку, которая крепится на корпус ТРК винтами, выполненную способом лазерной гравировки или другим способом, обеспечивающим сохраняемость и читаемость маркировки в течение всего срока службы колонок. Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 16.

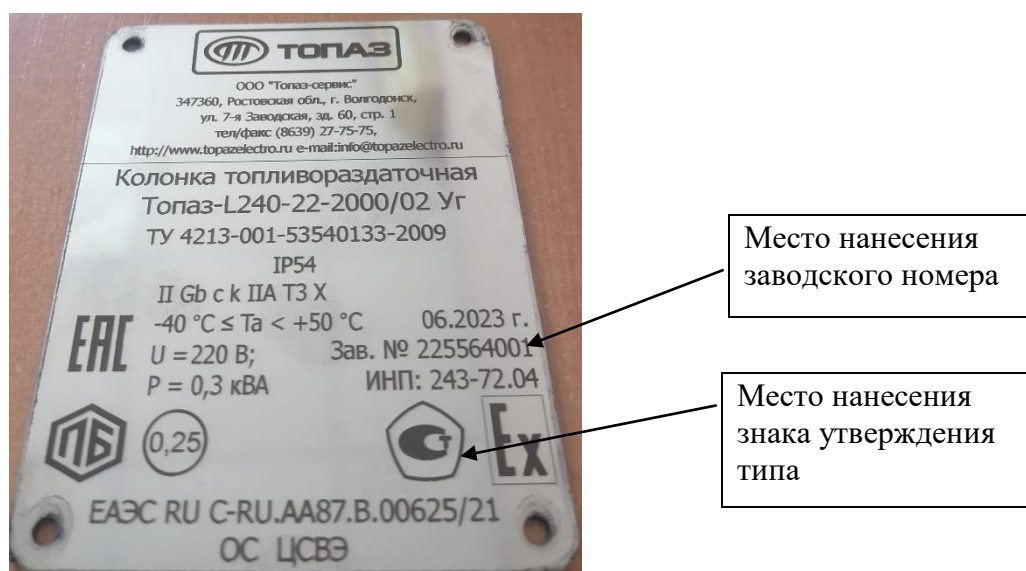


Рисунок 16 – Места расположения знака утверждения типа и заводского номера колонки на маркировочной табличке

Программное обеспечение

ТРК имеют встроенное программное обеспечение (ПО) Топаз, которое установлено в блок управления. Данное ПО обеспечивает:

- сбор и обработку информации от измеряющих устройств, входящих в состав ТРК;

- накопление и хранение в суммарном виде информации об измеренном количестве выдаваемого топлива;
- управление процессом дозированного отпуска топлива и измерений;
- передачу результатов измерений в дистанционное управляющее устройство.

Конструкция ТРК исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. ПО защищено от несанкционированного изменения путем пломбирования блоков управления. ПО исключает возможность модификации или удаления данных через интерфейсы пользователя. Доступ к ПО защищён паролём. В ПО выделена метрологически значимая часть (МЗЧ).

Идентификация (МЗЧ) ПО осуществляется с помощью персонального компьютера или АРМ оператора.

Методика проведения идентификации ПО, в том числе метрологически значимой части, описана в эксплуатационной документации на блоки управления в разделах: «Подготовка к работе», «Конфигурация устройства», «Параметры устройства» «Настройка устройства».

Нормирование метрологических характеристик ТРК проведено с учетом влияния ПО.

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

Защита ПО колонки должна соответствовать ГОСТ Р 8.654.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные ПО (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Топаз
Номер версии (идентификационный номер) ПО	P101
Цифровой идентификатор ПО	5BA9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-16

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальный объёмный (массовый) расход для колонок при измерении объёма (массы), л/мин (кг/мин)	40/50/70/80/ 100/120/130/ 160
Допустимое отклонение расхода от номинального значения, %	± 10
Минимальная доза выдачи объёма (массы) при номинальном объёмном (массовом) расходе через один раздаточный рукав, л (кг), не более:	
– до 50 включ. л/мин (кг/мин)	2
– св. 50 до 100 включ. л/мин (кг/мин)	10
– св. 120 до 160 включ. л/мин (кг/мин)	10

Продолжение таблицы 2

1	2
Минимальный объемный (массовый) расход при номинальном объемном (массовом) расходе через один раздаточный рукав, л/мин (кг/мин): – до 50 включ. л/мин (кг/мин) – св. 50 до 100 включ. л/мин (кг/мин) – св. 120 до 160 включ. л/мин (кг/мин)	5 10 15
Предел допускаемой относительной погрешности измерения объема/массы топлива при отпуске потребителям через топливораздаточную колонку, %.	±0,25
Верхний предел показаний указателя суммарного учёта, л (м³)	9999999 или 9999999999,99
Верхний предел показаний указателя разового учёта: – стоимости отпущенной дозы, руб. – объема (массы) разовой дозы, л, кг (м³) – цены за 1 л/кг, руб.	99 999,99 99 999,99 99,99 или 999,99

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Длина раздаточного рукава, м, не менее	2
Параметры электропитания от сети переменного тока: – номинальное значение напряжения питания, В – допускаемое отклонение значения напряжения питания, %	220, 380 ± 10
частота переменного тока, Гц	50 ± 1
Потребляемая мощность, кВт·А	от 0,2 до 8,2
Максимальное избыточное давление, МПа, не менее	0,35
Рабочие условия эксплуатации: – диапазон температуры окружающей среды, °С – диапазон относительной влажности, % – диапазон атмосферного давления, кПа – диапазон температуры топлива, °С	от -40 до +50 от 30 до 100 от 84 до 106,7 бензин от -40 до +35 диз.топливо и керосин от -40 до +50
Степень защиты от внешних воздействий по ГОСТ 14254 (IEC 60529), обеспечиваемая оболочками, электрической части колонки, не менее: – блоков индикации и управления – устройства приема и обработки сигналов	IP54 IP64/IP65

Количество видов топлива, раздаточных рукавов, габаритные размеры и масса исполнений ТРК указаны в таблице 4.

Таблица 4 – Количество видов топлива, раздаточных рукавов, габаритные размеры и масса исполнений колонки

Исполнение	Количество видов топлива	Количество раздаточных рукавов, не более	Габаритные размеры (ДхШхВ), мм, не более	Масса, кг, не более
1	2	3	4	5
11X ₃ , S11X ₃ , L11X ₃	1	1	1100 х 535 х 2380	185
21X ₃ , S21X ₃ , L21X ₃	1	2	1070 х 735 х 2190	230
22X ₃ , S22X ₃ , L22X ₃	2	4	1240 х 735 х 2190	320
23X ₃ , S23X ₃ , L23X ₃	3	6	1730 х 735 х 2190	400
24X ₃ , S24X ₃ , L24X ₃	4	8	2220 х 735 х 2190	540
25X ₃ , S25X ₃ , L25X ₃	5	10	2390 х 735 х 2190	620
26X ₃ , S26X ₃ , L26X ₃	6	12	2890 х 735 х 2190	740
31X ₃ , S31X ₃ , L31X ₃	1	2	1110 х 622 х 2200	210
32X ₃ , S32X ₃ , L32X ₃	2	4		320
33X ₃ , S33X ₃ , L33X ₃	3	6	1380 х 622 х 2200	420
34X ₃ , S34X ₃ , L34X ₃	4	8	1380 х 622 х 2200	520
41X ₃ , S41X ₃ , L41X ₃	1	2	1360 х 440 х 2380	220
42X ₃ , S42X ₃ , L42X ₃	2			
51X ₃ , S51X ₃ , L51X ₃	1	1	550 х 400 х 1445	100
61X ₃ , S61X ₃ , L61X ₃	1	1	600 х 460 х 1450	120
81X ₃ , S81X ₃ , L81X ₃	1	1	800 х 500 х 700	110
Сателлит	1 или 2	2	420 х 200 х 2250	70

Примечания:

1. При оснащении ТРК жидкокристаллической или светодиодной индикацией с мультимедийным устройством для отображения пользовательского контента, ее масса увеличивается не более, чем на 40 кг. Габариты ТРК при этом не изменяются.

2. По заказу потребителя ТРК могут быть оснащены:

- терминалом управления отпуском топлива массой не более 110 кг, габариты ТРК при этом не изменяются;
- механизмом возврата рукава. Масса одной секции не более 80 кг;
- системой отбора паров, которыми оснащаются только раздаточные рукава с номинальным расходом топлива 50 л/мин, масса ТРК при этом увеличивается в соответствии с таблицей 5, габариты ТРК при этом не изменяются.

3. При изготовлении рестайлингового исполнения колонки со скругленным дизайном корпуса её масса увеличивается на 10 %.

Таблица 5 – Изменение массы ТРК, оснащенной системой отбора паров

Количество раздаточных рукавов, шт.	Количество сторон, шт.	Увеличение массы колонки, кг	Количество сторон, шт.	Увеличение массы колонки, кг
1	1	38	2	58
2		41		61
3		44		64
4		47		67
5		51		71
6		54		74
7		57		77
8		60		80
9		63		83
10		66		86
11		69		89
12		72		92

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку методом, обеспечивающим сохраняемость и читаемость маркировки в течение всего срока службы колонок и на титульные листы руководства по эксплуатации и формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Колонка топливораздаточная	«Топаз» Исполнение по заказу	1 шт.
Руководство по эксплуатации**	ДСМК.400740.001 РЭ	1 экз.
Формуляр**	ДСМК.400740.001 ФО	1 экз.
Паспорт/альбом схем**		1 экз.
Комплект эксплуатационных документов на блоки и устройства из состава блока индикации и управления*	-	1 компл.
Ремонтный комплект*	-	1 компл.

* Серия, модификация колонки, наличие дополнительного оборудования, состав ЗИП определяется договором на поставку.

** Документы могут предоставляться в электронном виде, их можно скачать:

- на сайте завода-производителя www.topazelectro.ru;

- по QR-коду или ссылкам, указанным в формуляре.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в ДСМК.400740.001 РЭ «Колонка топливораздаточная «Топаз». Руководство по эксплуатации», разделы 1 и 2.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. №1874 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «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»;

ГОСТ Р 58927-2020 Колонки топливораздаточные. Общие технические условия;

ТУ 4213-001-53540133-2009 Колонки топливораздаточные «Топаз». Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Топаз-сервис» (ООО «Топаз-сервис»)
ИНН 6143047015

Адрес: 347360, Ростовская обл., г. Волгодонск, ул. 7-я Заводская, д. 60

Телефон (факс): +7 (8639) 27-75-75

Web-сайт: <http://topazelectro.ru>

E-mail: info@topazelectro.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон (факс): +7 (495) 491-78-12

E-mail: sittek@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311313.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2023 г. № 1726

Регистрационный № 47266-16

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак

Назначение средства измерений

Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак (далее – расходомеры) предназначены для измерения:

- массового расхода, массы, температуры жидкости и газов;
- плотности, объемного расхода, объема жидкостей.

Описание средства измерений

Принцип измерения массового расхода основан на эффекте кориолисовых сил, действующих на поток среды, двигающейся по тонкостенной трубке, испытывающей поперечные колебания с частотой вынуждающей силы, создаваемой катушкой индуктивности при пропускании через неё электрического тока заданной частоты. Силы Кориолиса, приложенные к двум половинам вибрирующей части трубки, тормозят движение первой по потоку половины и ускоряют движение второй. Возникающая вследствие этого разность фаз колебаний двух половин трубки, пропорциональная массовому расходу, регистрируется индукционными датчиками. Результаты измерений массового расхода не зависят от плотности, вязкости, наличия твердых частиц, режимов протекания измеряемой среды.

Колебания трубок возбуждаются на основной резонансной частоте системы. Функциональная зависимость резонансной частоты от плотности среды калибруется при изготовлении прибора. На основе данных калибровки, хранимых в энергонезависимой памяти прибора, измеряемый в процессе работы период колебаний пересчитывается в значение плотности рабочей среды.

Объемный расход вычисляется по данным измерений массового расхода и плотности.

В состав расходомеров входят следующие компоненты:

- первичный преобразователь массового расхода (далее Датчик);
- электронный преобразователь (далее ЭП).

Датчик (различные исполнения датчика представлены на рисунке 1) устанавливается в трубопровод и преобразует параметры процесса (расход, плотность, температуру) в электрические сигналы, которые поступают в ЭП. ЭП производит обработку сигналов с датчика и выдает результат на встроенный индикатор, обеспечивает интегрирование расходов (функция счетчика) и формирует выходные сигналы следующих типов: частотные, импульсные, дискретные, токовые от 4 до 20 мА, цифровые. Выходные интерфейсы варьируются в зависимости от исполнения ЭП.

Кроме того, ЭП обрабатывает управляющие сигналы, которые поступают на дискретные входы, и обеспечивает связь с внешними ведущими устройствами по цифровому интерфейсу RS-485 (протокол Modbus RTU) или HART. ЭП через внешние интерфейсы может получать информацию о давлении измеряемой среды и осуществлять компенсацию влияния давления на показания расхода и плотности.

В расходомерах реализована функция самодиагностики состояния расходомера SMART Care System, основанная на комплексном анализе изменения механических и электрических свойств компонентов расходомера, влияющих на точность измерения. Встроенная функция SMART Care System осуществляет раннее обнаружение дефектов, а также позволяет проводить имитационную поверку бездемонтажным и демонтажным способом расходомера на объекте.

В расходомерах реализована функция расчета концентрации (объемной доли) взаимно-нерастворимых компонентов двухкомпонентной жидкости, основанная на измерении средней плотности и информации о плотности чистых компонентов.

Компоненты ЭП могут быть объединены конструктивно в различных сочетаниях или выполнены отдельными модулями (представлены на рисунке 2). Одним из модулей может являться видеографический регистратор ЭЛМЕТРО – ВиЭР. Модули соединяются специальными кабелями, которые входят в комплектацию расходомера. Возможные варианты компоновки ЭП описаны в руководстве по эксплуатации.

Расходомеры сертифицированы для работы во взрывоопасных зонах с видами взрывозащиты: взрывонепроницаемая оболочка и искробезопасная цепь. Маркировка взрывозащиты компонентов расходомера приведена в руководстве по эксплуатации на расходомер.

Заводской номер наносится на таблички, размещенные на корпусах датчика и электронного преобразователя методом шелкографии, металлографии или гравировки в числовом формате (рисунок 3).

Нанесение знака поверки на расходомеры не предусмотрено.

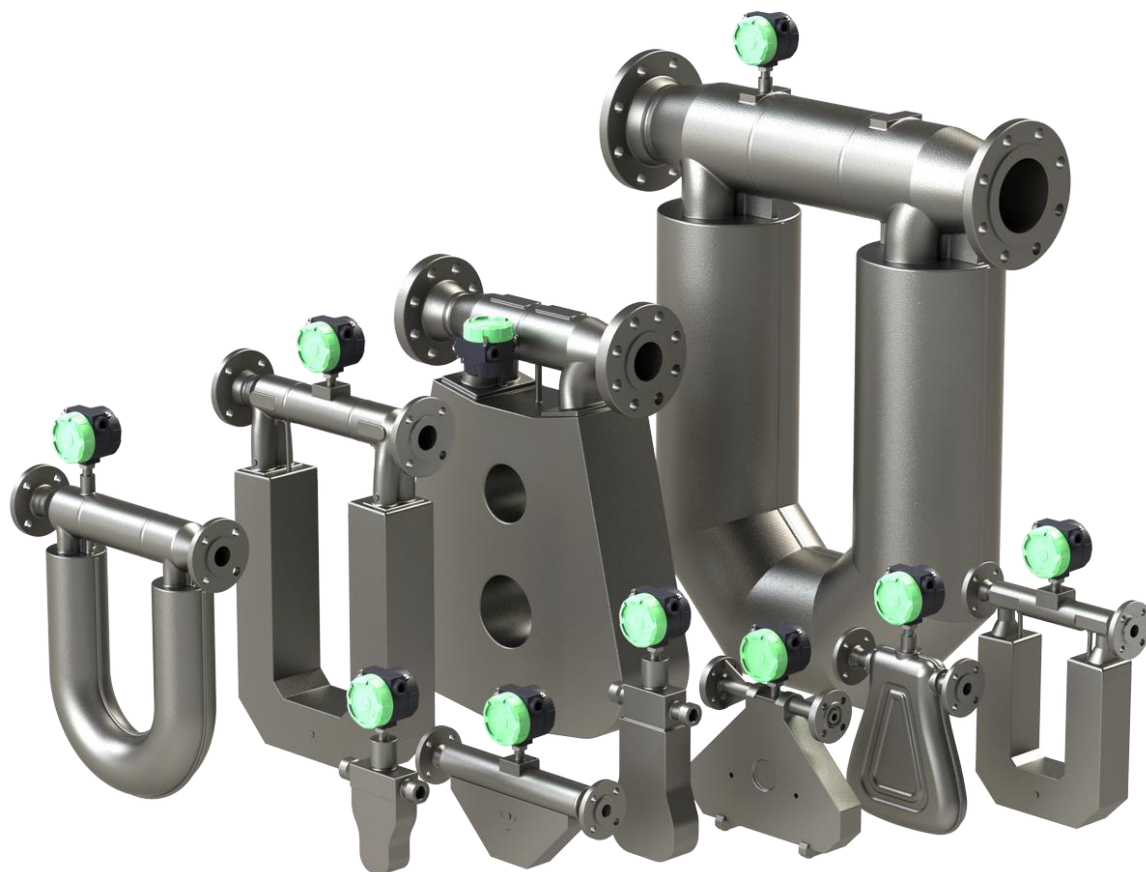


Рисунок 1 – Датчики расходомера

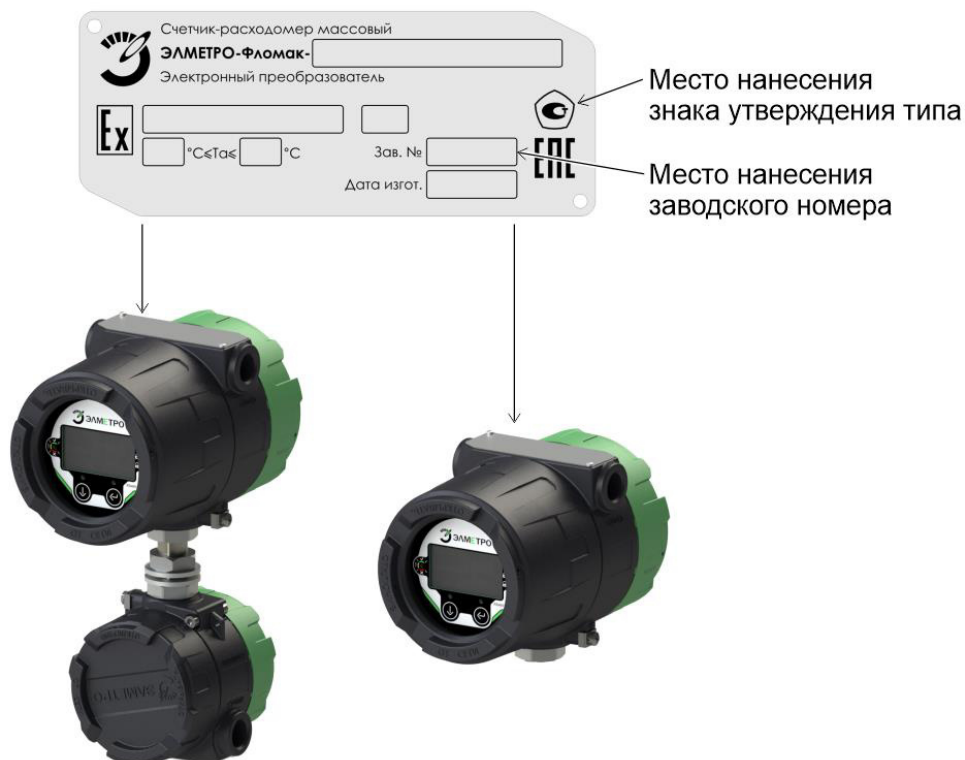
Примечание – В зависимости от варианта исполнения датчика способы присоединения датчика к трубопроводу (процессу) могут отличаться от представленных на рисунке 1. Типы присоединений датчика к трубопроводу приведены в руководстве по эксплуатации на расходомер.



Рисунок 2 – Конструктивные исполнения модулей электронного преобразователя расходомера
Примечание – цветовая гамма может отличаться в зависимости от типа покрытия и требований заказчиков



а)



б)

Рисунок 3 – Место нанесения заводского номера

- а) табличка на датчике (исполнение датчика показано условно);
б) табличка на электронном преобразователе;

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) расходомеров по аппаратному обеспечению является встроенным. Преобразование измеряемых величин и обработка измерительных данных выполняется с использованием внутренних аппаратных и программных средств. ПО хранится в энергонезависимой памяти. Программная среда постоянна, отсутствуют средства и пользовательская оболочка для программирования или изменения ПО.

Встроенное программное обеспечение разделено на:

- метрологически значимую часть;
- метрологически незначимую часть.

Номер версии ПО имеет структуру X.Y.Z (где X, Y, Z – десятичные числа):

X – номер версии метрологически значимой части ПО;

Y – номер версии метрологически незначимой части ПО, определяющей интерфейс взаимодействия с пользователем;

Z – вспомогательный идентификационный номер, для устранения ошибок и неточностей метрологически незначимой части ПО.

Идентификационные данные встроенного ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	–
Номер версии (идентификационный номер) ПО	5.Y.Z
Цифровой идентификатор ПО	0xB9C7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16

Информация о версии и контрольной сумме ПО расходомера доступна через экранное меню.

Защита встроенного программного обеспечения от изменений посредством внешних интерфейсов или меню прибора (преднамеренных или непреднамеренных) обеспечивается аппаратными микропереключателями, расположенными внутри пломбируемого корпуса, и непосредственно пломбировкой корпуса расходомера (рисунок 4).

Защита расходомера от преднамеренного изменения ПО через внутренний интерфейс (вскрытие прибора) обеспечивается нанесением пломбы на корпус ЭП расходомера.



Рисунок 4 – Варианты размещения и способы пломбировки расходомера

Защита ПО расходомера от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические характеристики

Метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диаметр условного прохода Ду, мм	от 1 до 200
Измеряемая среда (рабочая среда)	жидкость, газ
Верхняя граница диапазона измерений массового расхода жидкости $Q_{Mmax(F)}$, кг/ч, в зависимости от Ду	от 20 до 740000
Верхняя граница диапазона измерений объёмного расхода жидкости (по воде при стандартных условиях) $Q_{Vmax(F)}$, м ³ /ч, в зависимости от Ду	от 0,02 до 740
Верхняя граница диапазона измерений массового расхода газа $Q_{Mmax(G)}$, кг/ч	$Q_{Mmax(F)} \cdot \rho_G / k_G$, где ρ_G – плотность газа при рабочих условиях, кг/м ³ ; k_G – коэффициент, зависящий от Ду, кг/м ³
Диапазон измерений температуры рабочей среды, °С	от -200 до +350
Диапазон измерений плотности рабочей среды, кг/м ^{3*}	от 1 до 3000
Стабильность нуля при измерении массового расхода (в зависимости от Ду) Z, кг/ч	от 0,002 до 74
Класс точности	0,1; 0,15; 0,2; 0,25; 0,35; 0,5; 0,65
Класс точности в зависимости от результата имитационной поверки. Для классов точности: 0,1; 0,15; 0,2; 0,5.	0,1; 0,2 0,15; 0,25 0,2; 0,35 0,5; 0,65

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении массового расхода δQ_M и массы δM жидкости по индикатору, частотно-импульсному и цифровому выходным сигналам, %: при $Q_M \geq 100 \% \cdot Z / \delta_0$ при $Q_M < 100 \% \cdot Z / \delta_0$, где Q_M – измеряемый массовый расход, кг/ч, δ_0 – величина, численно равная классу точности, %	$\pm \delta_0$ $\pm (Z / Q_M) \cdot 100 \%$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении массового расхода и массы газа по индикатору, частотно-импульсному и цифровому выходным сигналам, %: при $Q_M \geq (100 \% \cdot Z / \delta_G)$ при $Q_M < (100 \% \cdot Z / \delta_G)$ где δ_G равен: 0,35 % – для кл. точности 0,1; 0,15 и Ду от 1 до 32 мм 0,5 % – для кл. точности 0,1; 0,15 и Ду от 50 до 200 мм 0,5 % – для кл. точности 0,2; 0,25 0,75 % – для кл. точности 0,35; 0,5 1,0 % – для кл. точности 0,65	$\pm \delta_G$ $\pm (Z / Q_M) \cdot 100 \%$
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности при измерении плотности рабочей среды по индикатору, частотному и цифровому выходным сигналам $\Delta \rho$, кг/м^{3**}	$\pm 0,3; \pm 0,5; \pm 1; \pm 2; \pm 5$
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности при измерении плотности рабочей среды по индикатору, частотному и цифровому выходным сигналам после поверки имитационным методом, в зависимости от значения интегрального параметра оценки изменений электромеханических свойств датчика, $\Delta \rho$, кг/м³. Для классов точности: 0,1; 0,15; 0,2; 0,5.	± 10 $\pm 10 \text{ или } \pm 20$ $\pm 10 \text{ или } \pm 20$ $\pm 20 \text{ или } \pm 60$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении объемного расхода δQ_V и объема δV жидкости по индикатору, частотно-импульсному и цифровому выходным сигналам, %: - для класса точности 0,1 и $\Delta \rho = \pm 1$ кг/м³ - для других сочетаний классов точности и $\Delta \rho$	$\delta Q_V = \delta V = \pm 0,15$ $\delta Q_V = \pm \sqrt{(\delta Q_M)^2 + ([\Delta \rho / \rho] \cdot 100 \%)^2},$ $\delta V = \pm \sqrt{(\delta M)^2 + ([\Delta \rho / \rho] \cdot 100 \%)^2},$ где ρ – измеряемая плотность, кг/м³
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры рабочей среды по индикатору, частотному и цифровому выходным сигналам (ΔT), °C	$\pm (0,5 + 0,005 \cdot t),$ $\pm (0,9 + 0,008 \cdot t)$ где t – измеряемое значение температуры, °C

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности при измерении массового расхода и массы жидкости и газа, в зависимости от Ду, вызываемой изменением: - давления измеряемой среды на 1 МПа, % - температуры измеряемой среды на 10 °С, %	от ±0,001 до ±0,5 от 0 до ±(0,015·Q_{Mnom}/Q_M)
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности при измерении плотности жидкости, в зависимости от Ду, вызываемой изменением: - давления измеряемой среды на 1 МПа, кг/м³ - температуры измеряемой среды на 10 °С, кг/м³	от ±0,03 до ±0,5 от ±0,3 до ±2,0
Потери давления на датчике расходомера при номинальном расходе воды Q _{Mnom} , МПа, не более	0,1
Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении массового расхода и массы первого компонента двух несмешивающихся сред по индикатору, частотно-импульсному и цифровому выходным сигналам, %: где ρ₂ – плотность второго компонента, кг/м³.	$\pm \left(\left \frac{\rho_2 \cdot \Delta \rho}{\rho^2 - \rho_2 \cdot \rho} \right \cdot 100\% + \delta Q_M \right)$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении объемного расхода и объема первого компонента двух несмешивающихся сред по индикатору, частотно-импульсному и цифровому выходным сигналам, %:	$\pm \left(\left \frac{\Delta \rho}{\rho - \rho_2} \right \cdot 100\% + \delta Q_V \right)$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразования измеренной величины в токовый выходной сигнал, мкА, не более***	±10
Параметры измеряемой среды:	
- диапазон температур, °С	от -200 до +350
- избыточное давление, МПа, не более	100
Примечания - Значения Z, kG, Q_{Mmax(F)}, Q_{Mnom} для каждого типоразмера приведены в руководстве по эксплуатации * Диапазон индикации плотности рабочей среды от 0 до 5000, кг/м³. ** Δρ= ± 0,3 кг/м³ и Δρ= ± 0,5 кг/м³ по специальному заказу в диапазоне плотности рабочей среды от 400 до 1300 кг/м³. *** В исполнении ЭП без видеографического регистратора.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Выходные сигналы: *	
- частотно-импульсный масштабируемый, Гц	от 0 до 10 000
- аналоговый токовый, мА	от 4 до 20
- дискретный	Оптронный, с открытым коллектором
- цифровой	RS-485 (Modbus RTU) или HART
Входные сигналы: *	
- дискретный универсальный, В	±0...5/±10...30
Рабочие условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от -40 до +60/ от -50 до +60(опция)/ от -60 до +60 (опция)

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
- относительная влажность воздуха при температуре +35°C, %, не более	98
- давление воздуха, кПа	от 84,0 до 106,7
Маркировка взрывозащиты:	
- электронный преобразователь: 1Ex db IIB T6 Gb X; 1Ex db IIC T6 Gb X; 1Ex db [ia Ga] IIB T6 Gb X; 1Ex db [ia Ga] IIC T6 Gb X; 1Ex db [ia Ga] IIB T6...T4 Gb; 1Ex db [ia Ga] IIB T6...T3 Gb	
- датчик: 0Ex ia IIB T6...T4 Ga X; 0Ex ia IIC T6...T4 Ga X; 0Ex ia IIB T6...T3 Ga X; 0Ex ia IIC T6...T3 Ga X; 0Ex ia IIB T6...T2 Ga X; 0Ex ia IIC T6...T2 Ga X;	
Напряжение электрического питания, В:	
- от сети переменного тока частотой (50±1) Гц**	от 80 до 264
- постоянный ток**	от 20 до 140
Потребляемая мощность, В·А, не более**	12
Габаритные размеры, мм:	
- высота	от 200 до 2100
- ширина	от 200 до 1300
- глубина (с клеммной коробкой)	от 210 до 450
Масса, кг	от 1 до 400
Средний срок службы, лет, не менее	12
Примечания: * В исполнении ЭП с видеографическим регистратором ЭЛМЕТРО-ВиЭР технические характеристики входных и выходных каналов определены в РЭ на регистратор. ** В исполнении ЭП без видеографического регистратора.	

Знак утверждения типа

наносится на эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации, методику поверки, паспорт) расходомера типографским способом, на таблички, размещенные на корпусах датчика и электронного преобразователя методом шелкографии, металлографии или гравировки.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик-расходомер массовый ЭЛМЕТРО-Фломак	ЭЛМЕТРО-Фломак	1
Паспорт	3124.0000.00 ПС	1
Руководство по эксплуатации	3124.0000.00 РЭ	1
Комплект монтажных частей	-	1 (по заказу)
Кабельная система	-	1 (по заказу)
ПО ПК конфигурирования расходомера, компакт-диск	-	1
Упаковка	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в Приложении И «Методика выполнения измерений» руководства по эксплуатации 3124.0000.00 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости»;

Приказ Росстандарта от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»;

ГОСТ 8.558-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры;

ГОСТ 8.024-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений плотности;

ТУ 4213-025-99278829-2011 Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭлМетро Групп» (ООО «ЭлМетро Групп»)

ИНН 7448092141

Адрес: 454106, г. Челябинск, ул. Неглинная, д. 21, помещ. 106

Тел.: (351) 220-12-34

Факс: (351) 220-12-34

E-mail: info@elmetro.ru

Web-сайт: www.elmetro.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: (495) 437-55-77, 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2023 г. № 1726

Регистрационный № 60128-15

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» (АИИС КУЭ РНПК) с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» (АИИС КУЭ РНПК) с Изменением № 1 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 4-6.

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

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ формируется на всех уровнях АИИС КУЭ и выполняет законченную функцию синхронизации времени в ИИК и ИВК в автоматическом режиме.

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

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

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

ИВК осуществляет коррекцию часов счетчиков. Сличение часов счетчиков с часами ИВК производится каждые 6 ч, корректировка часов счетчиков производится при расхождении с часами ИВК более чем на ± 3 с.

Счетчики электрической энергии и ИВК фиксируют в своих журналах событий факт коррекции времени с указанием даты и времени коррекции.

Синхронизация часов в автоматическом режиме всех элементов ИИК и ИВК производится с помощью СОЕВ, соподчиненной координированной шкале времени UTC (SU) безотносительно к интервалу времени.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 0277. Заводской номер указывается в формуляре-паспорте АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ, приведены в формуляре-паспорте АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение КТС «Энергия+». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимых частей ПО приведены в таблицах 1, 2, 3.

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Ядро: Энергия +
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 6.5
Другие идентификационные данные	kernel6.exe

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Запись в БД: Энергия +
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 6.5
Другие идентификационные данные	Writer.exe

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Сервер устройств: Энергия +
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 6.5
Другие идентификационные данные	IcServ.exe

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ - метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 5-6, нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 4, 5, 6, 7.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		Состав и характеристики СИ, входящих в состав (тип, коэффициент трансформации, класс точности, регистрационный номер в ФИФ)			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ
1	ГПП-1 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.28 (Ввод-1)	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 1423-60	НАЛИ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-Г Рег. № 61380-15
2	ГПП-1 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.19 (Ввод-2)	ТПШФ Кл. т. 0,5 Ктт 2000/5 Рег. № 519-50	НАЛИ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
3	ГПП-1 35/6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
4	ГПП-1 35/6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 4

Номер и наименование ИК		Состав и характеристики СИ, входящих в состав (тип, коэффициент трансформации, класс точности, регистрационный номер в ФИФ)			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ
5	ГПП-2 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.7 (Ввод-1)	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 2000/5 Рег. № 32139-11	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-Г Рег. № 61380-15
6	ГПП-2 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.20 (Ввод-2)	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 2000/5 Рег. № 32139-11	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
7	ГПП-2 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.10	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 32139-11	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
11	ГПП-3 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.2 (Ввод-1)	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 2000/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
12	ГПП-3 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.22 (Ввод-2)	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 2000/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
13	ГПП-3 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.9	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
14	ГПП-3 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.29	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
15	ГПП-3 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.11	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
16	ГПП-3 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.4	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
17	ГПП-3 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.5	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 4

Номер и наименование ИК		Состав и характеристики СИ, входящих в состав (тип, коэффициент трансформации, класс точности, регистрационный номер в ФИФ)			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ
18	ГПП-3 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.13	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-Г Рег. № 61380-15
19	ГПП-3 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.15	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
20	ГПП-3 35/6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	СТ Кл. т. 0,5 КТТ 250/5 Рег. № 49676-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
21	ГПП-3 35/6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	СТ Кл. т. 0,5 КТТ 250/5 Рег. № 49676-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
22	ГПП-5 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.18 (Ввод-1)	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
23	ГПП-5 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.30 (Ввод-2)	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
24	ГПП-5 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.22	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
25	ГПП-5 35/6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
26	ГПП-5 35/6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
27	ГПП-6 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.18 (Ввод-1)	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 4

Номер и наименование ИК		Состав и характеристики СИ, входящих в состав (тип, коэффициент трансформации, класс точности, регистрационный номер в ФИФ)			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ
28	ГПП-6 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.30 (Ввод-2)	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 2000/5 Рег. № 1423-60	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-Г Рег. № 61380-15
29	ГПП-6 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.11	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
30	ГПП-6 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.13	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
31	ГПП-6 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.14	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
32	ГПП-6 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.21	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
33	ГПП-6 35/6 кВ, вод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
34	ГПП-6 35/6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
35	ГПП-9 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.12 (Ввод-1)	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 9143-06	ЗНОЛП-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
36	ГПП-9 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.19 (Ввод-2)	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 9143-06	ЗНОЛП-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
38	ГПП-9 35/6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 4

Номер и наименование ИК		Состав и характеристики СИ, входящих в состав (тип, коэффициент трансформации, класс точности, регистрационный номер в ФИФ)			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ
39	ГПП-9 35/6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-Г Рег. № 61380-15
40	ГПП-10 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.25 (Ввод-1)	ТЛП-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 30709-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
41	ГПП-10 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.7 (Ввод-2)	ТЛП-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 30709-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
42	ГПП-10 35/6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
43	ГПП-10 35/6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
44	ГПП-11 110/6/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.107 (Ввод-1)	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 6811-78	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
45	ГПП-11 110/6/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.207 (Ввод-2)	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 6811-78	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
46	ГПП-11 110/6/6 кВ, РУ-6 кВ, 3 сш 6 кВ, яч.307 (Ввод-3)	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 6811-78	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
47	ГПП-11 110/6/6 кВ, РУ-6 кВ, 4 сш 6 кВ, яч.407 (Ввод-4)	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 6811-78	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
48	ГПП-11 110/6/6 кВ, РУ-6 кВ, 5 сш 6 кВ, яч.511 (Ввод-5)	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 6811-78	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 4

Номер и наименование ИК		Состав и характеристики СИ, входящих в состав (тип, коэффициент трансформации, класс точности, регистрационный номер в ФИФ)			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ
49	ГПП-11 110/6/6 кВ, РУ-6 кВ, 6 сш 6 кВ, яч.610 (Ввод-6)	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 6811-78	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-Г Рег. № 61380-15
50	ГПП-11 110/6/6 кВ, РУ-6 кВ, 7 сш 6 кВ, яч.710 (Ввод-7)	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 6811-78	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
51	ГПП-11 110/6/6 кВ, РУ-6 кВ, 8 сш 6 кВ, яч.811 (Ввод-8)	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 6811-78	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
52	ГПП-11 110/6/6 кВ, РУ-6 кВ, 7 сш 6 кВ, яч.708	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 9143-06	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
53	РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.5 (Ввод-1)	ТОЛ Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 47959-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
54	РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.10 (Ввод-2)	ТОЛ Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 47959-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
55	ТП "Водозабор" 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.3 (Ввод-1)	ТПОФ Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 518-50	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
56	ТП "Водозабор" 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч. 10 (Ввод-2)	ТПОФ Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 518-50	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
57	ТП-12 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.1 (Ввод-1)	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-02	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
58	ТП-12 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.30 (Ввод-2)	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-02	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 4

Номер и наименование ИК		Состав и характеристики СИ, входящих в состав (тип, коэффициент трансформации, класс точности, регистрационный номер в ФИФ)			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ
59	ТП-29/2 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.38 (Ввод-4)	ТЛК Кл. т. 0,2S Ктт 800/5 Рег. № 42683-09	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-Г Рег. № 61380-15
60	ТП-41 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.8 (Ввод-1)	ТЛК Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 42683-09	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
61	ТП-41 6/0,4 кВ, РУ- 6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.18 (Ввод-2)	ТЛК Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 42683-09	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
62	ТП-52 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.5	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 58720-14	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
63	ТП-52 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.10	ТЛК Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 42683-09	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
66	ПС 110/35/6 кВ "Факел", ЗРУ-35 кВ, 2 сш 35 кВ, яч.10, ВЛ 35 кВ Факел- Катализаторная с отп.	ТПОЛ-35 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 5717-76	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
67	ПС 110/35/6 кВ "Факел", ЗРУ-35 кВ, 1 сш 35 кВ, яч.2, 35 кВ Факел-Маслоблок	ТПОЛ-35 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 5717-76	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
68	ПС 110/35/6 кВ "Факел", ЗРУ-35 кВ, 2 сш 35 кВ, яч.8, ВЛ 35 кВ Факел- Гидроочистка с отп.	ТПОЛ-35 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 5717-76	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
69	ПС 110/35/6 кВ "Факел", ЗРУ-35 кВ, 2 сш 35 кВ, яч.12, ВЛ 35 кВ Факел- водозабор	ТПОЛ-35 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 5717-76	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 4

Номер и наименование ИК		Состав и характеристики СИ, входящих в состав (тип, коэффициент трансформации, класс точности, регистрационный номер в ФИФ)			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ
70	ПС 110/35/6 кВ "Факел", ЗРУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.11	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 1423-60	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-Г Рег. № 61380-15
71	ПС 110/35/6 кВ "Факел", ЗРУ-6 кВ, 3 сш 6 кВ, яч.18	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 1423-60	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
72	ПС 110/35/6 кВ "Факел", ЗРУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.35	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 11077-03	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
73	ПС 110/35/6 кВ "Факел", ЗРУ-6 кВ, 4 сш 6 кВ, яч.42	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 11077-03	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
76	ПС 110/35/6 кВ "Факел", ЗРУ-6 кВ, 3 сш 6 кВ, яч.24	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 9143-06	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
77	ПС 110/35/6 кВ "Факел", ЗРУ-6 кВ, 4 сш 6 кВ, яч.46	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 9143-06	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
78	ГПП-1 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.14	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 58720-14	НАЛИ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
79	ТП-43 6/0,4 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.22 (Ввод-2)	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 2000/5 Рег. № 30709-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
80	ГПП-3 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.20	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
81	ГПП-3 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.30	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 4

Номер и наименование ИК		Состав и характеристики СИ, входящих в состав (тип, коэффициент трансформации, класс точности, регистрационный номер в ФИФ)			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ
82	ГПП-3 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.26	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-Г Рег. № 61380-15
83	ГПП-6 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.5	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
84	ГПП-6 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.6	ТЛК Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 42683-09	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
85	ГПП-6 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.7	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
86	ГПП-6 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.28	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	

Примечания:

- 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, 5, 6 при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа.
- 3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО.
- 4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.
- 5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 5 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Значение $\cos \varphi$	Границы относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95, %							
		в нормальных условиях измерений				в условиях эксплуатации			
		$0,02 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$	$0,02 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$
1, 2, 27, 28, 40, 44-49, 51	1,0	Не норм.	$\pm 1,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$	Не норм.	$\pm 1,9$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$
	0,87	Не норм.	$\pm 2,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	Не норм.	$\pm 2,6$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$
	0,8	Не норм.	$\pm 2,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,3$	Не норм.	$\pm 3,0$	$\pm 1,8$	$\pm 1,5$
	0,71	Не норм.	$\pm 3,5$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	Не норм.	$\pm 3,6$	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$
	0,6	Не норм.	$\pm 4,4$	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$	Не норм.	$\pm 4,4$	$\pm 2,5$	$\pm 2,0$
	0,5	Не норм.	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$	Не норм.	$\pm 5,5$	$\pm 3,1$	$\pm 2,4$
3, 4, 25, 26, 33, 34, 38, 39, 42, 43	1,0	$\pm 2,1$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$	$\pm 2,5$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$
	0,87	$\pm 2,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$	$\pm 3,1$	$\pm 2,3$	$\pm 1,9$	$\pm 2,0$
	0,8	$\pm 3,0$	$\pm 1,8$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$	$\pm 3,4$	$\pm 2,4$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
	0,71	$\pm 3,5$	$\pm 2,1$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$	$\pm 3,9$	$\pm 2,6$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
	0,6	$\pm 4,4$	$\pm 2,4$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$	$\pm 4,7$	$\pm 2,9$	$\pm 2,3$	$\pm 2,3$
	0,5	$\pm 5,4$	$\pm 2,9$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$	$\pm 5,6$	$\pm 3,3$	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$
5, 6, 7, 11-19, 35, 36, 53, 54, 80-82	1,0	$\pm 1,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
	0,87	$\pm 2,6$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$	$\pm 2,7$	$\pm 1,8$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
	0,8	$\pm 2,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$	$\pm 3,1$	$\pm 1,9$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	0,71	$\pm 3,5$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 3,6$	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	0,6	$\pm 4,4$	$\pm 2,5$	$\pm 1,8$	$\pm 1,9$	$\pm 4,5$	$\pm 2,6$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
	0,5	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$	$\pm 2,3$	$\pm 5,5$	$\pm 3,1$	$\pm 2,4$	$\pm 2,4$
20, 21	1,0	Не норм.	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$	Не норм.	$\pm 2,3$	$\pm 1,8$	$\pm 1,7$
	0,87	Не норм.	$\pm 2,6$	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$	Не норм.	$\pm 3,1$	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$
	0,8	Не норм.	$\pm 3,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,2$	Не норм.	$\pm 3,4$	$\pm 2,3$	$\pm 2,0$
	0,71	Не норм.	$\pm 3,5$	$\pm 1,8$	$\pm 1,4$	Не норм.	$\pm 3,9$	$\pm 2,4$	$\pm 2,1$
	0,6	Не норм.	$\pm 4,4$	$\pm 2,3$	$\pm 1,6$	Не норм.	$\pm 4,7$	$\pm 2,8$	$\pm 2,3$
	0,5	Не норм.	$\pm 5,4$	$\pm 2,8$	$\pm 1,9$	Не норм.	$\pm 5,6$	$\pm 3,2$	$\pm 2,5$
22-24, 29-32, 52, 55, 56, 76-78, 83-86	1,0	Не норм.	$\pm 1,9$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	Не норм.	$\pm 2,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,8$
	0,87	Не норм.	$\pm 2,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$	Не норм.	$\pm 3,2$	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$
	0,8	Не норм.	$\pm 3,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,4$	Не норм.	$\pm 3,5$	$\pm 2,4$	$\pm 2,2$
	0,71	Не норм.	$\pm 3,6$	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$	Не норм.	$\pm 4,0$	$\pm 2,6$	$\pm 2,3$
	0,6	Не норм.	$\pm 4,5$	$\pm 2,5$	$\pm 1,9$	Не норм.	$\pm 4,8$	$\pm 3,0$	$\pm 2,5$
	0,5	Не норм.	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$	Не норм.	$\pm 5,8$	$\pm 3,4$	$\pm 2,8$
41, 50 66-73	1,0	Не норм.	$\pm 1,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$	Не норм.	$\pm 2,0$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$
	0,87	Не норм.	$\pm 2,6$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	Не норм.	$\pm 2,7$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$
	0,8	Не норм.	$\pm 2,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,3$	Не норм.	$\pm 3,1$	$\pm 1,9$	$\pm 1,6$
	0,71	Не норм.	$\pm 3,5$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	Не норм.	$\pm 3,6$	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$
	0,6	Не норм.	$\pm 4,4$	$\pm 2,4$	$\pm 1,9$	Не норм.	$\pm 4,5$	$\pm 2,6$	$\pm 2,0$
	0,5	Не норм.	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$	Не норм.	$\pm 5,5$	$\pm 3,1$	$\pm 2,4$

Продолжение таблицы 5

Номер ИК	Значение $\cos \varphi$	Границы относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95, %							
		в нормальных условиях измерений				в условиях эксплуатации			
		$0,02 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1H}$	$0,05 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1H}$	$0,2 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1H}$	$1,0 \cdot I_{1H} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1H}$	$0,02 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1H}$	$0,05 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1H}$	$0,2 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1H}$	$1,0 \cdot I_{1H} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1H}$
57, 58, 60, 61	1,0	Не норм.	$\pm 1,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$	Не норм.	$\pm 2,1$	$\pm 1,5$	$\pm 1,3$
	0,87	Не норм.	$\pm 2,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	Не норм.	$\pm 2,9$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
	0,8	Не норм.	$\pm 2,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,3$	Не норм.	$\pm 3,3$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$
	0,71	Не норм.	$\pm 3,5$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	Не норм.	$\pm 3,8$	$\pm 2,5$	$\pm 2,1$
	0,6	Не норм.	$\pm 4,4$	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$	Не норм.	$\pm 4,6$	$\pm 2,8$	$\pm 2,4$
	0,5	Не норм.	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$	Не норм.	$\pm 5,7$	$\pm 3,3$	$\pm 2,7$
59	1,0	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$	$\pm 1,5$	$\pm 1,3$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
	0,87	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$	$\pm 2,0$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
	0,8	$\pm 1,5$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
	0,71	$\pm 1,7$	$\pm 1,2$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$	$\pm 2,2$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
	0,6	$\pm 2,0$	$\pm 1,4$	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$	$\pm 2,5$	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
	0,5	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 2,8$	$\pm 2,2$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
62, 63	1,0	Не норм.	$\pm 1,9$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	Не норм.	$\pm 3,1$	$\pm 2,7$	$\pm 2,6$
	0,87	Не норм.	$\pm 2,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$	Не норм.	$\pm 4,5$	$\pm 4,0$	$\pm 3,9$
	0,8	Не норм.	$\pm 3,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,4$	Не норм.	$\pm 4,8$	$\pm 4,0$	$\pm 3,9$
	0,71	Не норм.	$\pm 3,6$	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$	Не норм.	$\pm 5,1$	$\pm 4,2$	$\pm 4,0$
	0,6	Не норм.	$\pm 4,5$	$\pm 2,5$	$\pm 1,9$	Не норм.	$\pm 5,8$	$\pm 4,4$	$\pm 4,1$
	0,5	Не норм.	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$	Не норм.	$\pm 6,6$	$\pm 4,7$	$\pm 4,3$
79	1,0	$\pm 2,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$	$\pm 2,5$	$\pm 1,9$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
	0,87	$\pm 2,7$	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$	$\pm 3,2$	$\pm 2,4$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
	0,8	$\pm 3,1$	$\pm 2,0$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$	$\pm 3,5$	$\pm 2,5$	$\pm 2,2$	$\pm 2,2$
	0,71	$\pm 3,6$	$\pm 2,2$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$	$\pm 4,0$	$\pm 2,7$	$\pm 2,3$	$\pm 2,3$
	0,6	$\pm 4,5$	$\pm 2,6$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$	$\pm 4,8$	$\pm 3,1$	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$
	0,5	$\pm 5,5$	$\pm 3,2$	$\pm 2,3$	$\pm 2,3$	$\pm 5,8$	$\pm 3,5$	$\pm 2,8$	$\pm 2,8$
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с								± 5	

Таблица 6 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Значение $\sin \varphi$	Границы относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95, %							
		в нормальных условиях измерений				в условиях эксплуатации			
		$0,02 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1H}$	$0,05 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1H}$	$0,2 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1H}$	$1,0 \cdot I_{1H} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1H}$	$0,02 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1H}$	$0,05 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1H}$	$0,2 \cdot I_{1H} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1H}$	$1,0 \cdot I_{1H} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1H}$
1, 2, 27, 28, 40, 44-49, 51	1,0	Не норм.	$\pm 1,9$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	Не норм.	$\pm 2,1$	$\pm 1,5$	$\pm 1,3$
	0,87	Не норм.	$\pm 2,6$	$\pm 1,5$	$\pm 1,3$	Не норм.	$\pm 2,7$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$
	0,8	Не норм.	$\pm 2,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	Не норм.	$\pm 3,0$	$\pm 1,9$	$\pm 1,6$
	0,71	Не норм.	$\pm 3,5$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$	Не норм.	$\pm 3,6$	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$
	0,6	Не норм.	$\pm 4,4$	$\pm 2,5$	$\pm 1,9$	Не норм.	$\pm 4,5$	$\pm 2,6$	$\pm 2,0$
	0,5	Не норм.	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$	Не норм.	$\pm 5,5$	$\pm 3,1$	$\pm 2,4$

Продолжение таблицы 6

Номер ИК	Значе- ние $\sin \varphi$	Границы относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95, %							
		в нормальных условиях измерений				в условиях эксплуатации			
		$0,02 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 <$ $0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 <$ $0,2 \cdot I_1$	$0,2 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 <$ $1,0 \cdot I_1$	$1,0 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 \leq$ $1,2 \cdot I_{1н}$	$0,02 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 <$ $0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 <$ $0,2 \cdot I_1$	$0,2 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 <$ $1,0 \cdot I_1$	$1,0 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 \leq$ $1,2 \cdot I_{1н}$
3, 4, 25, 26, 33, 34, 38, 39, 42, 43	1,0	±2,4	±1,5	±1,3	±1,3	±3,5	±2,9	±2,8	±2,9
	0,87	±2,9	±2,1	±1,4	±1,4	±4,0	±3,5	±3,1	±3,3
	0,8	±3,2	±2,2	±1,5	±1,5	±4,3	±3,5	±3,2	±3,4
	0,71	±3,7	±2,4	±1,6	±1,6	±4,7	±3,7	±3,2	±3,4
	0,6	±4,5	±2,7	±1,8	±1,8	±5,3	±3,9	±3,3	±3,5
	0,5	±5,6	±3,2	±2,1	±2,1	±6,2	±4,2	±3,5	±3,7
5, 6, 7, 11-19, 35, 36, 53, 54, 36, 80-82	1,0	±2,1	±1,3	±1,1	±1,1	±2,5	±1,8	±1,7	±1,7
	0,87	±2,7	±1,8	±1,3	±1,3	±3,1	±2,4	±2,0	±2,0
	0,8	±3,1	±2,0	±1,4	±1,5	±3,4	±2,5	±2,1	±2,1
	0,71	±3,6	±2,2	±1,6	±1,6	±3,9	±2,7	±2,2	±2,2
	0,6	±4,5	±2,6	±1,9	±2,0	±4,7	±3,0	±2,4	±2,5
	0,5	±5,6	±3,2	±2,3	±2,3	±5,8	±3,5	±2,8	±2,8
20-21	1,0	Не норм.	±2,1	±1,5	±1,3	Не норм.	±3,2	±2,9	±2,9
	0,87	Не норм.	±2,9	±1,7	±1,4	Не норм.	±4,0	±3,2	±3,3
	0,8	Не норм.	±3,2	±1,8	±1,5	Не норм.	±4,3	±3,3	±3,4
	0,71	Не норм.	±3,8	±2,1	±1,6	Не норм.	±4,7	±3,5	±3,4
	0,6	Не норм.	±4,5	±2,4	±1,8	Не норм.	±5,3	±3,7	±3,5
	0,5	Не норм.	±5,6	±2,9	±2,1	Не норм.	±6,2	±4,0	±3,7
22-24, 29-32, 52, 55, 56, 76- 78, 83-86	1,0	Не норм.	±2,1	±1,6	±1,5	Не норм.	±3,3	±3,0	±3,0
	0,87	Не норм.	±3,0	±1,8	±1,6	Не норм.	±4,1	±3,3	±3,4
	0,8	Не норм.	±3,3	±2,0	±1,7	Не норм.	±4,3	±3,4	±3,4
	0,71	Не норм.	±3,8	±2,2	±1,9	Не норм.	±4,7	±3,6	±3,5
	0,6	Не норм.	±4,7	±2,6	±2,1	Не норм.	±5,4	±3,8	±3,7
	0,5	Не норм.	±5,7	±3,2	±2,5	Не норм.	±6,3	±4,2	±3,9
41, 50, 66-73	1,0	Не норм.	±1,9	±1,3	±1,1	Не норм.	±2,3	±1,8	±1,7
	0,87	Не норм.	±2,7	±1,6	±1,3	Не норм.	±3,1	±2,2	±2,0
	0,8	Не норм.	±3,1	±1,8	±1,5	Не норм.	±3,4	±2,3	±2,1
	0,71	Не норм.	±3,7	±2,1	±1,6	Не норм.	±4,0	±2,5	±2,2
	0,6	Не норм.	±4,5	±2,5	±2,0	Не норм.	±4,7	±2,9	±2,5
	0,5	Не норм.	±5,6	±3,0	±2,3	Не норм.	±5,8	±3,4	±2,8
57, 58, 60, 61	1,0	Не норм.	±1,9	±1,3	±1,1	Не норм.	±2,6	±2,2	±2,1
	0,87	Не норм.	±2,6	±1,5	±1,3	Не норм.	±3,1	±2,4	±2,2
	0,8	Не норм.	±2,9	±1,7	±1,4	Не норм.	±3,5	±2,5	±2,3
	0,71	Не норм.	±3,5	±2,0	±1,6	Не норм.	±4,0	±2,7	±2,4
	0,6	Не норм.	±4,4	±2,5	±1,9	Не норм.	±4,8	±3,1	±2,6
	0,5	Не норм.	±5,5	±3,0	±2,3	Не норм.	±5,8	±3,5	±2,9

Продолжение таблицы 6

Номер ИК	Значение $\sin \varphi$	Границы относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95, %							
		в нормальных условиях измерений				в условиях эксплуатации			
		$0,02 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 <$ $0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 <$ $0,2 \cdot I_1$	$0,2 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 <$ $1,0 \cdot I_1$	$1,0 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 \leq$ $1,2 \cdot I_{1н}$	$0,02 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 <$ $0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 <$ $0,2 \cdot I_1$	$0,2 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 <$ $1,0 \cdot I_1$	$1,0 \cdot I_{1н}$ $\leq I_1 \leq$ $1,2 \cdot I_{1н}$
59	1,0	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 2,4$	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
	0,87	$\pm 1,5$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$	$\pm 2,6$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
	0,8	$\pm 1,6$	$\pm 1,2$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$	$\pm 2,7$	$\pm 2,2$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
	0,71	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$	$\pm 2,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,2$	$\pm 2,2$
	0,6	$\pm 2,1$	$\pm 1,5$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$	$\pm 3,1$	$\pm 2,4$	$\pm 2,3$	$\pm 2,3$
	0,5	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$	$\pm 3,5$	$\pm 2,6$	$\pm 2,4$	$\pm 2,4$
62, 63	1,0	Не норм.	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$	Не норм.	$\pm 4,6$	$\pm 4,4$	$\pm 4,4$
	0,87	Не норм.	$\pm 3,0$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	Не норм.	$\pm 6,1$	$\pm 5,6$	$\pm 5,7$
	0,8	Не норм.	$\pm 3,3$	$\pm 2,0$	$\pm 1,7$	Не норм.	$\pm 6,3$	$\pm 5,7$	$\pm 5,7$
	0,71	Не норм.	$\pm 3,8$	$\pm 2,2$	$\pm 1,9$	Не норм.	$\pm 6,6$	$\pm 5,8$	$\pm 5,8$
	0,6	Не норм.	$\pm 4,7$	$\pm 2,6$	$\pm 2,1$	Не норм.	$\pm 7,1$	$\pm 6,0$	$\pm 5,9$
	0,5	Не норм.	$\pm 5,7$	$\pm 3,2$	$\pm 2,5$	Не норм.	$\pm 7,8$	$\pm 6,2$	$\pm 6,0$
79	1,0	$\pm 2,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 3,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,9$	$\pm 3,0$
	0,87	$\pm 3,0$	$\pm 2,2$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$	$\pm 4,1$	$\pm 3,5$	$\pm 3,2$	$\pm 3,4$
	0,8	$\pm 3,3$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$	$\pm 4,3$	$\pm 3,6$	$\pm 3,3$	$\pm 3,4$
	0,71	$\pm 3,8$	$\pm 2,6$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$	$\pm 4,7$	$\pm 3,8$	$\pm 3,3$	$\pm 3,5$
	0,6	$\pm 4,7$	$\pm 2,9$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$	$\pm 5,4$	$\pm 4,0$	$\pm 3,5$	$\pm 3,7$
	0,5	$\pm 5,7$	$\pm 3,4$	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$	$\pm 6,3$	$\pm 4,4$	$\pm 3,7$	$\pm 3,9$
Примечание – Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовая).									

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	78
Нормальные условия: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа - напряжение питающей сети переменного тока, В - частота питающей сети переменного тока, Гц а) активная энергия, Гц б) реактивная энергия, Гц - коэффициент искажения синусоидальной кривой напряжения и тока, %, не более - индукция внешнего магнитного поля, мТл, не более	от +21 до +25 от 30 до 80 от 84 до 106 $(0,99-1,01) \cdot U_{ном}$ от 49,85 до 50,15 от 49,5 до 50,5 2 0,05

Продолжение таблицы 7

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С для: а) измерительных трансформаторов б) счетчиков электрической энергии для: 1) ИК 57-63 2) ИК 1-7, 11-56, 66-73, 76-86 в) ИВК - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа - параметры сети: а) напряжение, В б) ток, А для: 1) ИК 1, 2, 20-24, 27-32, 40, 41, 44-52, 55-58, 60-63, 66-73, 76-78, 83-86, 2) ИК 3, 4, 5- 7, 11-19, 25, 26, 33- 36, 38, 39, 42, 43, 53, 54, 59, 79-82 3) частота, Гц 4) cos φ, не менее 5) для счетчиков электрической энергии коэффициент третьей гармонической составляющей тока, %, не более - индукция внешнего магнитного поля (для счетчиков), мТл	от -40 до +50 от -40 до +40 от +5 до +40 от +18 до +25 90 от 70 до 106,7 $(0,8-1,15) \cdot U_{ном}$ $(0,05-1,2) \cdot I_{ном}$ $(0,02-1,2) \cdot I_{ном}$ от 49,8 до 50,2 0,5 10 от 0 до 0,5
Средний срок службы, лет	12
Среднее время наработки на отказ, ч	1003

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТПШФ	2
Трансформатор тока	Т-0,66	30
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	16
Трансформатор тока	ТПЛ-10	10
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	4
Трансформатор тока	ТПОЛ-35	12
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	6
Трансформатор тока	ТЛК-10	10
Трансформатор тока	ТЛК	10
Трансформатор тока	ТЛШ-10	30

Продолжение таблицы 8

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТПОФ	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	9
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	36
Трансформатор тока	СТ	6
Трансформатор тока	ТЛК-СТ-10	4
Трансформатор тока	ТЛП-10	7
Трансформатор тока	ТОЛ	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	3
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ-6	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	1
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-6	5
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	24
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-СВЭЛ	6
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	17
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	29
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.09	12
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	20
Устройство синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS	УСВ-Г	1
Программное обеспечение	КТС «Энергия+»	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» (АИИС КУЭ РНПК) с Изменением № 1. Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ РНПК», аттестованном ФБУ «Пензенский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00230-2013.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью научно-техническое предприятие «Энергоконтроль» (ООО НТП «Энергоконтроль»)

ИНН 5838041477

Адрес: 442963, Пензенская обл., г. Заречный, ул. Ленина, д. 4а

Телефон (факс): (8412) 61-39-82, (8412) 61-39-83

Web-сайт: www.energocontrol.ru

E-mail: kontrol@kontrol.e4u.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): +7 (8412) 49-82-65

Web-сайт: www.penzacsm.ru

E-mail: info@penzacsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311197.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Ротаметры с местными показаниями стеклянные РМС

Назначение средства измерений

Ротаметры с местными показаниями стеклянные РМС (в дальнейшем - ротаметры) предназначены для измерения объемного расхода плавно меняющихся однородных потоков чистых и слабозагрязненных жидкостей и газов с дисперсионными включениями инородных частиц.

Описание средства измерений

Принцип действия ротаметров основан на восприятии поплавком, перемещающемся в ротаметрической трубке, динамического напора, проходящего с низу вверх потока жидкости или газа.

При подъеме поплавок проходной зазор между миделем (наибольшим диаметром) поплавок и внутренним диаметром трубки ротаметрической увеличивается. Перепад давления на поплавке уменьшается. Когда перепад давления становится равным весу поплавка, приходящемуся на единицу площади его поперечного сечения, наступает равновесие. При этом каждой величине расхода измеряемой среды соответствует строго определенное положение поплавка.

Материал трубок ротаметров, контактирующих с измеряемой средой:

- стекло марок ХС, ТХС ГОСТ 21400, стекло акриловое марки РС-022URL1 (вариант исполнения только для РМС-А);

Ротаметры выпускаются в трех модификациях:

РМС – основное исполнение;

РМС-Ф - фторопластовые для агрессивных жидкостей;

РМС-А - с регулировочным вентилем для малых расходов.

Модификации отличаются пределом измерения, измеряемой средой, вариантом исполнения и вариантом присоединения.

Буквы, стоящие после буквенного шифра (РМС), обозначают вариант исполнения: фторопластовые, с регулировочным винтом.

Цифры, стоящие после буквенного шифра, обозначают верхний предел измерений.

Буквы, стоящие после предела измерения, обозначают:

Ж, Г – измеряемая среда (Ж - жидкость, Г – газ);

У – климатическое исполнение (У – умеренный климат).

Цифра 3 после климатического исполнения обозначает категорию размещения по ГОСТ 15150-69.

Последняя цифра обозначает вариант присоединения;

1- штуцерное соединение;

2 - резьбовое соединение;

3 - фланцевое соединение.

Общий вид ротаметров представлен на рисунке 1.

Заводской номер, наносится типографическим методом (наклейкой) в цифровом формате на маркировочной таблице, прикрепленной к корпусу ротаметра. Указание места нанесения заводского номера показано на рисунке 2.

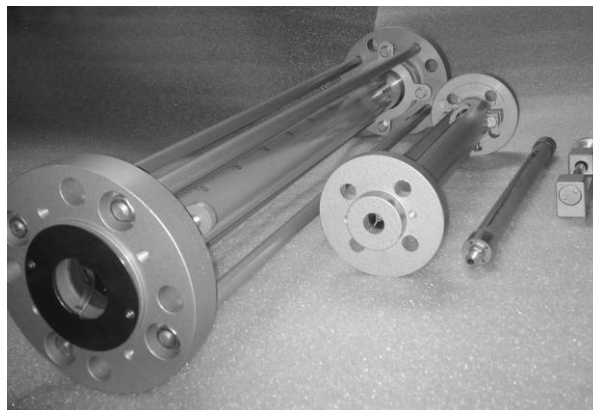


Рисунок 1 – Общий вид ротаметров

Пломбирование ротаметров с местными показателями стеклянных РМС не предусмотрено.



Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Модификации прибора	Верхний предел измерений м³/ч		Диаметр условного прохода, мм	Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений, % ¹⁾
	по воде, м³/ч	по воздуху м³/ч		
1	2	3	4	5
РМС-А-0,04 ГУЗ-2		0,04	3	±4
РМС-А- 0,063 ГУЗ-2		0,063		
РМС-А-0,1 ГУЗ-2		0,1		
РМС-А-0,16 ГУЗ-2		0,16		
РМС-А-0,25 ГУЗ-2		0,25		
РМС-0,04 ЖУЗ (1, 2)	0,04		6	±2,5
РМС-0,063 ЖУЗ (1, 2)	0,063			
РМС-0,16 ГУЗ (1, 2)		0,16		
РМС-0,25 ГУЗ (1, 2)		0,25		
РМС-0,4 ГУЗ (1, 2)		0,4		
РМС-0,63 ГУЗ (1, 2)		0,63		
РМС-1,0 ГУЗ (1, 2)		1,0		
РМС-1,6 ГУЗ (1, 2)		1,6		

РМС-Ф-0,04 ЖУЗ-1	0,04		6	±2,5
РМС-0,063 ЖУЗ-1	0,063			
РМС-Ф-0,25 ГУЗ-1		0,25		
РМС-Ф-0,4 ГУЗ-1		0,4		
РМС-Ф-0,63 ГУЗ-1		0,63		
РМС-Ф-1,0 ГУЗ-1		1,0		
РМС-Ф-1,6 ГУЗ-1		1,6		
РМС-0,1 ЖУЗ-3	0,1		15	±2,5
РМС-0,16 ЖУЗ-3	0,16			
РМС-0,25 ЖУЗ-3	0,25			
РМС-0,4 ЖУЗ-3	0,4			
РМС-0,63 ЖУЗ-3	0,63			
РМС-1,6 ГУЗ-3		1,6		
РМС-2,5 ГУЗ-3		2,5		
РМС-4,0 ГУЗ-3		4,0		
РМС-6,3 ГУЗ-3		6,3		
РМС-10 ГУЗ-3		10		
РМС-16 ГУЗ-3		16		
РМС-Ф-0,1 ЖУЗ-3	0,1		15	±2,5
РМС-Ф-0,16 ЖУЗ-3	0,16			
РМС-Ф-0,250 ЖУЗ-3	0,25			
РМС-Ф-0,4 ЖУЗ-3	0,4			
РМС-Ф-0,63 ЖУЗ-3	0,63			
РМС-Ф-1,6 ГУЗ-3		1,6		
РМС-Ф-2,5 ГУЗ-3		2,5		
РМС-Ф-4,0 ГУЗ-3		4,0		
РМС-Ф-6,3 ГУЗ-3		6,3		
РМС-Ф-10 ГУЗ-3		10		
РМС-Ф-16 ГУЗ-3		16		
РМС-0,63 ЖУЗ-3	0,63		40	±2,5
РМС-1,0 ЖУЗ-3	1,0			
РМС -1.6 ЖУЗ-3	1,6			
РМС -2.5 ЖУЗ-3	2,5			
РМС -4.0 ЖУЗ-3	4,0			
РМС -16 ГУЗ-3		16		
РМС -25 ГУЗ-3		25		
РМС -40 ГУЗ-3		40		
РМС -63 ГУЗ-3		63		
РМС -100 ГУЗ-3		100		
РМС -Ф-1,0 ЖУЗ-3	1,0			
РМС-Ф-1.6 ЖУЗ-3	1,6			
РМС-Ф-2.5 ЖУЗ-3	2,5			
РМС-Ф-4.0 ЖУЗ-3	4,0			
РМС-Ф-16 ГУЗ-3		16		
РМС-Ф-25 ГУЗ-3		25		
РМС-Ф-40 ГУЗ-3		40		
РМС -Ф-63 ГУЗ-3		63		
Вариация показаний, %, не более: - РМС, РМС - Ф - РМС- А			±2,5 от верхнего предела измерений ±4,0 от верхнего предела измерений	
Рабочее давление, МПа			1 МПа	
1) погрешность приведена к верхнему пределу измерений				

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Модификации прибора	Габаритные размеры (В×Ш×Д), мм, не более	Масса, кг, не более
- для РМС -А	160×403×35	0,3
- для РМС-(1,2), РМС-Ф-1	370×30×30	0,4
- для РМС-3 Ду 15	400×105×105	3,5
- для РМС- Ф-3 Ду 15	480×80×80	3,5
- для РМС-3 Ду 40	700×160×160	9,5
- для РМС-Ф-3 Ду 40	830×130×130	7,5
Температуры измеряемой среды, °С – для РМС, РМС -А – для РМС - Ф	от +5 до +50 от -30 до +100	
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С: - для РМС, РМС-А - для РМС-Ф - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	от +5 до +50 от -30 до +50 от 30 до 80 от 84 до 106,7	
Средний срок службы, лет, не более	12	
Средняя наработка на отказ, ч, не более	66000	

Знак утверждения типа

Наносится на титульный лист руководства по эксплуатации ЗКТИ.407142.001 РЭ, паспорт и маркировочную табличку типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Ротаметр с местными показаниями стеклянные	РМС	1 шт.
Паспорт		1 шт.
Руководство по эксплуатации	ЗКТИ.407142.001 РЭ	1* шт.
* - допускается прилагать 1 экз. на каждые 5 ротаметров, поставляемых в один адрес		

Сведения о методиках (методах) измерения

приведены в документе раздел 7 ЗКТИ.407142.001РЭ «Ротаметры с местными показаниями стеклянные».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 13045-81 Ротаметры. Общие технические условия;

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

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости»;

Приказ Росстандарта от 11 мая 2022 г. № 1133 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа;

ТУ 4213-001-497842895-2016 Ротаметры с местными показаниями стеклянные РМС.

Изготовитель:

Общество с ограниченной ответственностью «Прибор-М» (ООО «ПМ»)
ИНН 5243035526
Адрес: 607232, Нижегородская обл., г. Арзамас, ул. Калинина, 64. оф.29
Тел./факс (831) 262-13-61
Web-сайт: www.pribormarket.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области» (ФБУ «Нижегородский ЦСМ»)
Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, д. 1
Тел. 8-800-200-22-14
Web-сайт: <http://www.nncsm.ru>
E-mail: mail@nncsm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30011-13.

в части вносимых изменений

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46
Тел./факс: (495) 437-55-77, 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2023 г. № 1726

Регистрационный № 70027-17

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 200
ПСП «Карабашский ТП» НГДУ «Лениногорскнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 200 ПСП «Карабашский ТП» НГДУ «Лениногорскнефть» (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с применением турбинных преобразователей расхода и преобразователей плотности, выходные сигналы которых поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

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

В составе СИКН входят следующие средства измерений утвержденных типов, которые указаны в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средств измерений	Регистрационный №
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 150 мм (далее – ТПР)	15427-01
Денсиметр SARASOTA модификации FD960	19879-00
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные мод. 7827	15642-96; 15642-01; 15642-06
Влагомеры нефти поточные модели LC	16308-97; 16308-02
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01; 22257-05; 22257-11
Преобразователи измерительные 644	14683-04; 14683-09
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04; 14061-10; 14061-15
Счетчик нефти турбинный МИГ	26776-04; 26776-08
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGVB (далее – ТПУ)	62207-15
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 (далее – ИВК)	53852-13
Устройство измерений параметров жидкости и газа модели 7951	15645-96; 15645-01; 15645-06

В состав СИКН входят показывающие СИ давления и температуры, применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерение массы нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности, содержания воды и вязкости нефти;
- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) ТПП с применением ТПУ;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа к программными средствами.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства средства измерений снабжены средствами защиты (пломбировки) в соответствии с описанием типа на средства измерений, или эксплуатационной документацией, или МИ 3002-2006 «ГСИ. Рекомендация. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Заводской номер 45 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится ударным способом на шильд-табличку блок-блока блока измерений показателей качества нефти СИКН.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН (ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора) обеспечивает реализацию функций СИКН. Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 2.

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

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО АРМ оператора «Форвард»			ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	EMC07.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.0.0.1	4.0.0.2	4.0.0.2	PX.7000.01.04
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	0C7A65BD	96ED4C9B	A204D560

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 3, 4.

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти, м ³ /ч	от 280 до 900
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Избыточное давление нефти, МПа: – минимальное рабочее – максимальное рабочее	0,30 3,92
Диапазон температуры нефти, °С	от +15 до +35
Количество измерительных линий, шт.	5 (три рабочие, две резервные)
Параметры и показатели качества измеряемой среды:	
Диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 830 до 890
Вязкость кинематическая измеряемой среды при температуре +20°С, сСт, не более	40,0
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля серы, %, не более	1,8
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	2,0
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22, 380±38 50±1
Условия эксплуатации: – температура воздуха окружающей среды, °С – температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИКН, °С, – относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИКН, % – атмосферное давление, кПа	от -45 до +45 от +10 до +40 от 45 до 85 от 84 до 106
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./ экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 200 ПСП «Карабашский ТП» НГДУ «Лениногорскнефть»	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1
Методика поверки	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 1248-2022 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 200 ПСП «Карабашский ТП» ПАО «Татнефть», ФР.1.29.2022.44519.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений»;

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

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
ИНН 0278005403
Адрес: 450005, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24
E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»
Телефон (факс): +7(843) 272-70-62, 272-00-32
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

в части вносимых изменений

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
ИНН 0278005403
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2023 г. № 1726

Регистрационный № 78401-20

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Спектрометры эмиссионные ИСКРОЛАЙН

Назначение средства измерений

Спектрометры эмиссионные ИСКРОЛАЙН предназначены для измерений содержания различных элементов, входящих в состав металлов и сплавов, порошков, руд и горных пород.

Описание средства измерений

В основу работы спектрометров эмиссионных ИСКРОЛАЙН (в дальнейшем спектрометры) положен метод эмиссионного спектрального анализа, основанный на зависимости интенсивности спектральных линий от содержания элемента в пробе.

Спектрометры состоят из источника возбуждения спектров, штатива, блока спектрографов, а также автоматизированной системы управления работой прибора. Управление работой прибора осуществляется от встроенного или внешнего компьютера.

Спектрометры эмиссионные ИСКРОЛАЙН выпускаются в 14-ти модификациях, объединенных по конструктивному исполнению:

- ИСКРОЛАЙН 60, ИСКРОЛАЙН 100, ИСКРОЛАЙН 100В, ИСКРОЛАЙН 100М (в дальнейшем модификации 60, 100, 100В, 100М) имеют настольное исполнение, комплектуются одним спектрографом и стационарным штативом (наклонный открытого типа, прямой открытого типа);
- ИСКРОЛАЙН 250, ИСКРОЛАЙН 250К (в дальнейшем модификации 250, 250К) имеют настольное исполнение, комплектуются двумя спектрографами и стационарным штативом (наклонный открытого типа, прямой открытого типа);
- ИСКРОЛАЙН 300 (исп. 1, 2), ИСКРОЛАЙН 300К (исп. 1, 2) (в дальнейшем модификации 300 (исп. 1, 2), 300К (исп. 1, 2)) имеют напольное исполнение (исп. 1 в виде стола, исп. 2 в виде стойки), комплектуются одним или двумя спектрографами и стационарным штативом (наклонный открытого типа, прямой открытого типа);
- ИСКРОЛАЙН 500, ИСКРОЛАЙН 500В, ИСКРОЛАЙН 500М, ИСКРОЛАЙН 500МВ (в дальнейшем модификации 500, 500В, 500М, 500МВ) имеют мобильное исполнение (могут применяться в качестве настольных либо переносных приборов), комплектуются одним спектрографом (модификации 500В и 500МВ) или двумя спектрографами (модификации 500 и 500М, в которых дополнительный спектрограф установлен в выносном зонде), применяются выносные штативы типа штатив-зонд (искровой, дуговой, искровой с возможностью анализа аналитических линий, расположенных в области вакуумного ультрафиолета);
- ИСКРОЛАЙН 1000, ИСКРОЛАЙН 1000М (в дальнейшем модификации 1000, 1000М) имеют напольное исполнение, комплектуются одним или двумя спектрографами и стационарным штативом (закрытого типа).

В качестве источников возбуждения спектров в спектрометрах ИСКРОЛАЙН могут применяться: генератор низковольтной униполярной и конденсированной искры с импульсным дуговым режимом; дуговой генератор; генератор высоковольтной и конденсированной высоковольтной искры; универсальный генератор с программируемой формой выходного тока с искровыми, дуговым и комбинированным режимами работы.

Штативы могут комплектоваться керамическими вставками из оксида алюминия, нитрида бора, нитрида алюминия и других материалов. В качестве подставного электрода применяются прутки серебряные, медные или вольфрамовые диаметром 3-6 мм, вольфрамовая проволока диаметром 1-3 мм, заточенная на конус 90°, угольные стержни, марки СЗ или аналогичные. В модификациях 100, 100В, 100М, 250, 250К, 300, 300К, 500, 500В, 500М, 500МВ применяется встроенный компьютер. В модификациях 60, 1000, 1000М может применяться либо встроенный, либо внешний компьютер. В зависимости от типа применяемых спектрографов спектрометр может дополнительно комплектоваться системой вакуумирования, системой подачи аргона, системой подачи азота.

Спектрографы спектрометров ИСКРОЛАЙН построены по схеме Пашен-Рунге, в которой входная щель, вогнутая голографическая дифракционная решетка и фотоприёмники установлены на круге Роуланда. Конструктивно в зависимости от модификации спектрометра их оптическая часть может состоять из одного или нескольких спектрографов, независимых, или расположенных на одном оптическом основании, оптически связанных между собой в одну систему. Регистрация спектра осуществляется посредством фотодиодных линейных приборов с зарядовой связью (ПЗС). В блоке ПЗС-линеек, сигналы с ПЗС-линеек последовательно обрабатываются в аналого-цифровом блоке, в схеме обработки цифровых сигналов и поступают в компьютер, где происходит обработка сигналов путем математических операций. Компьютер также через схему обработки цифровых сигналов управляет работой всех блоков спектрометра.

Предусмотрено пломбирование корпусов спектрометров посредством применения пломбировочных наклеек: у настольных модификаций 60, 100, 100В, 100М, 250, 250К пломбировочные марки наклеиваются на личинки ключа, расположенного на боковых стенках прибора; у модификаций 300, 300К, 1000, 1000М пломбировочные марки наклеиваются на стыки задней и боковой стенок прибора; у мобильных модификаций 500, 500В, 500М, 500МВ пломбировочные марки наклеиваются на стыки корпуса и ножек спектрометра.

Заводской номер в формате цифрового обозначения, идентифицирующий каждый экземпляр спектрометра, указывается на фирменной табличке, которая крепится к задней панели спектрометра для модификаций 60, 100, 100В, 100М, 250, 250К, 300 (исп. 1, 2), 300К (исп. 1, 2); к нижней панели спектрометра для модификаций 500, 500В, 500М, 500МВ; к правой панели спектрометра для модификаций 1000, 1000М.

Нанесение знака поверки на спектрометры не предусмотрено.

Общий вид спектрометров эмиссионных ИСКРОЛАЙН приведен на рисунке 1. Место маркировки и место нанесения знака утверждения типа спектрометров эмиссионных ИСКРОЛАЙН приведен на рисунке 2. Вид фирменной таблички с заводским номером спектрометров эмиссионных ИСКРОЛАЙН приведен на рисунке 3.

Места опломбирования



Спектрометры эмиссионные ИСКРОЛАЙН
модификаций 60, 100, 100В, 100М



Спектрометры эмиссионные ИСКРОЛАЙН
модификаций 250, 250К



Спектрометры эмиссионные ИСКРОЛАЙН
модификаций 300, 300К (исп.1)

Места опломбирования



Спектрометры эмиссионные ИСКРОЛАЙН
модификаций 300, 300К (исп.2)

Места опломбирования



Спектрометры эмиссионные ИСКРОЛАЙН
модификаций 500, 500В, 500М, 500МВ

Места опломбирования



Спектрометры эмиссионные ИСКРОЛАЙН
модификаций 1000, 1000М

Рисунок 1 – Общий вид спектрометров эмиссионных ИСКРОЛАЙН

Место маркировки
и место нанесения
знака утверждения
типа



Рисунок 2 – Место маркировки и место нанесения знака утверждения типа спектрометров эмиссионных ИСКРОЛАЙН



Рисунок 3 – Вид фирменной таблички с заводским номером спектрометров эмиссионных ИСКРОЛАЙН

Программное обеспечение

Спектрометры эмиссионные ИСКРОЛАЙН оснащаются встроенным (при применении встроенного компьютера) либо автономным (при применении внешнего компьютера) программным обеспечением PPM Pro, которое управляет всеми блоками спектрометров эмиссионных ИСКРОЛАЙН, выполняет обработку зарегистрированного спектра, измерения содержания различных элементов в анализируемых материалах, отображает результаты, обрабатывает, передает и хранит полученные данные. В целях предотвращения несанкционированного доступа внутрь спектрометра предусмотрено пломбирование корпуса специальными фирменными наклейками. Уровень защиты ПО PPM Pro от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует «среднему» уровню по Р 50.2.077-2014. Влияние ПО PPM Pro на метрологические характеристики спектрометров эмиссионных ИСКРОЛАЙН учтено при их нормировании. Идентификационные данные ПО PPM Pro приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО PPM Pro.

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	PPM Pro
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.15.0.1
Цифровой идентификатор метрологически значимого файла ПО	2f207db8d24ec6cae077dd7e0c9ccb57 ¹⁾ (метрологически значимый модуль metrology.dll)
Алгоритм расчета цифрового идентификатора	MD5
¹⁾ Цифровой идентификатор метрологически значимого файла ПО указан для версии ПО, приведенной в таблице 1	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочий спектральный диапазон, нм	
- модификация 60	от 174 до 435
- модификация 100	от 167 до 460
- модификация 100В	от 185 до 460
- модификация 100М	от 130 до 460
- модификация 250	от 120 до 800
- модификация 250К	от 167 до 800
- модификация 300	от 120 до 930
- модификация 300К	от 167 до 930
- модификация 500	от 167 до 435
- модификация 500В	от 190 до 435
- модификация 500М	от 167 до 580
- модификация 500МВ	от 190 до 580
- модификации 1000, 1000М	от 185 до 930
Спектральное разрешение, на длине волны железа 194, 838 нм, не более	
– модификации 500, 500М	0,042
– модификации 60, 500В	0,046
– модификации 100, 100В	0,032
– модификация 500МВ	0,075
– модификации 250, 250К	0,025
– модификации 300, 300К	0,014
– модификация 100М	0,036
– модификации 1000, 1000М	0,018
Пределы детектирования легирующих и примесных элементов (углерода, хрома, марганца, титана, кремния, никеля, меди, ванадия) при анализе сталей, %, не более	
– для модификации 60	0,0005
– для модификаций 100, 100В, 100М, 250, 250К, 300, 300К	0,0001
– для модификаций 500, 500В, 500М, 500МВ, 1000, 1000М	0,0010
Относительные СКО выходного сигнала спектрометра в режиме измерения относительных интенсивностей при анализе сталей, %, не более	
- для модификаций 60, 100, 100В, 100М, 250, 250К, 300, 300К, 500, 500В, 500М, 500МВ:	
- в диапазоне массовых долей элементов от 0,0001 % до 0,01 % включ.	30
- в диапазоне массовых долей элементов св. 0,01 % до 0,1 % включ.	10
- в диапазоне массовых долей элементов св. 0,1 % до 1,0 % включ.	5
- в диапазоне массовых долей элементов св. 1,0 % до 99,9 %	1
- для модификаций 1000, 1000М	
- в диапазоне массовых долей элементов от 0,0010 % до 0,01 % включ.	40
- в диапазоне массовых долей элементов св. 0,01 % до 0,1 % включ.	15
- в диапазоне массовых долей элементов св. 0,1 % до 1,0 % включ.	12
- в диапазоне массовых долей элементов св. 1,0 % до 99,9 %	10

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	
– модификации 60, 100, 100В, 100М	760×560×470
– модификации 250, 250К	760×560×600
– модификации 300, 300К (исп. 1)	1100×1200×920
– модификации 300, 300К (исп. 2)	1000×800×1300
– модификации 500, 500М, 500В, 500МВ	470×290×560
– модификации 1000, 1000М	1350×1260×1260
Длина кабеля выносного зонда для модификаций 500, 500М, 500В, 500МВ, мм, не менее	2000
Масса, кг, не более	
– модификации 60, 100, 100В, 100М	80
– модификации 250, 250К	100
– модификации 300, 300К (исп. 1, исп. 2)	250
– модификации 500, 500М, 500В, 500МВ	45
– модификации 1000, 1000М	250
– выносного зонда для модификаций, 500В, 500МВ	1,3
– выносного зонда для модификаций 500, 500М	2,0
Потребляемая мощность, В · А, не более	
- в режиме ожидания	500
- в режиме измерения	900
Электрическое питание осуществляется от сети переменного тока: диапазон напряжения, В частотой, Гц	от 207 до 253 от 48 до 52
Постоянная дифракционной решетки, штр/мм	от 1200 до 3600
Диаметр круга Роуланда (радиус кривизны дифракционной решётки), мм	от 165 до 500
Фотоприемники - ПЗС-детекторы, количество установленных в зависимости от модификации, шт.	от 6 до 36
Время установления рабочего режима, мин, не более	30
Срок службы, лет, не менее	7
Средняя наработка спектрометра на отказ, ч	9000
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С для модификаций 60, 100, 100В, 100М, 250, 250К, 300, 300К, 1000, 1000М для модификаций 500, 500В, 500М, 500МВ - атмосферное давление, кПа - относительная влажность при температуре +25 °С, %, не более	от + 15 до + 35 от + 5 до + 40 от 84,0 до 106,7 80

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации методом компьютерной графики и на заднюю панель корпуса спектрометра в виде специальной таблички.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность спектрометров

Наименование	Обозначение	Количество
Спектрометр эмиссионный ИСКРОЛАЙН (в зависимости от модификации)	—	1 шт.
Форвакуумный насос ¹⁾	—	1 шт.
Монитор ¹⁾	—	1 шт.
Клавиатура ¹⁾	—	1 шт.
Манипулятор типа «Мышь» ¹⁾	—	1 шт.
Персональный компьютер ¹⁾	—	1 шт.
Комплект ЗИП ¹⁾	—	1 комплект
Программное обеспечение PPM Pro	—	1 USB-флэш-накопитель
Паспорт (в зависимости от модификации)	26.51.41.130-001-69284287-2019-xxx-ПС ¹⁾	1 экз.
Руководство по эксплуатации (в зависимости от модификации) ²⁾	26.51.41.130-001-69284287-2019-xxx РЭ ¹⁾	1 экз.
Описание программного обеспечения PPM Pro ²⁾	26.51.41.130-001-69284287-2019 ПО	1 экз.
¹⁾ В зависимости от модификации спектрометра ²⁾ Допускается предоставлять на электронном носителе в виде файла форматом PDF		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах 4 документов «Спектрометры эмиссионные ИСКРОЛАЙН модификаций ИСКРОЛАЙН 60, ИСКРОЛАЙН 100, ИСКРОЛАЙН 100В, ИСКРОЛАЙН 100М, ИСКРОЛАЙН 250, ИСКРОЛАЙН 250К, ИСКРОЛАЙН 300, ИСКРОЛАЙН 300К. Руководство по эксплуатации» 26.51.41.130-001-69284287-2019-100-250-300 РЭ, «Спектрометры эмиссионные ИСКРОЛАЙН модификаций ИСКРОЛАЙН 500М, ИСКРОЛАЙН 500МВ. Руководство по эксплуатации» 26.51.41.130-001-69284287-2019-500 РЭ, «Спектрометры эмиссионные ИСКРОЛАЙН модификаций ИСКРОЛАЙН 1000, ИСКРОЛАЙН 1000 М. Руководство по эксплуатации» 26.51.41.130-001-69284287-2019-1000 РЭ; в разделах 6, 7, 8 документа «ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ PPM Pro Описание программного обеспечения» 26.51.41.130-001-69284287-2019 ПО.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 26.51.41.130-001-69284287-2019 Спектрометры эмиссионные ИСКРОЛАЙН.
Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИСКРОЛАЙН Пром Групп Рус»
(ООО «ИСКРОЛАЙН Пром Групп Рус»)

ИНН 7816280355

Адрес: 192102, г. Санкт-Петербург, ул. Самойловой, д. 5, лит. К, к. 4, помещ. 1Н-8-12

Телефон\ факс: +7 812 318-44-20

Web-сайт: www.iskroline.ru

E-mail: sales@iskroline.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

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

Телефон: +7 (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311541.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2023 г. № 1726

Регистрационный № 80591-20

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Счетчики электрической энергии трехфазные статические «Меркурий 231»,
«Mercury 231»**

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии трехфазные статические «Меркурий 231», «Mercury 231» (далее – счетчики) предназначены для одно- и многотарифного измерения активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений, активной, реактивной и полной электрической мощности, частоты, напряжения и силы переменного тока, а также для измерения параметров качества электрической энергии (далее – ПКЭ) в четырехпроводных трехфазных электрических сетях переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на преобразовании электрических сигналов от датчиков тока и напряжения из аналоговой формы в цифровую с последующим расчетом и обработкой данных с помощью микроконтроллера или специализированной микросхемы и отображением на электромеханическом отсчетном устройстве (далее – ОУ) или на жидкокристаллическом индикаторе (далее – ЖКИ). Микроконтроллер выполняет расчет мгновенных и усредненных значений параметров сети, производит подсчет количества активной и реактивной электроэнергии с учетом тарификатора, вычисление ПКЭ, анализ и формирование событий, формирование архивов показаний на начало периодов и сохранение всей информации в энергонезависимой памяти. Измеренные и накопленные данные и события могут быть просмотрены на ОУ или ЖКИ, а также переданы на верхний уровень управления по интерфейсам связи.

Прямое направление передачи активной энергии соответствует углам сдвига фаз между током и напряжением от 0° до 90° и от 270° до 360° , реактивной энергии – от 0° до 90° и от 90° до 180° .

Обратное направление передачи активной энергии соответствует углам сдвига фаз между током и напряжением от 90° до 180° и от 180° до 270° , реактивной энергии – от 180° до 270° и от 270° до 360° .

Счетчики могут эксплуатироваться как автономно, так и в составе автоматизированной системы сбора данных.

Счетчики предназначены для эксплуатации внутри помещений, а также могут быть использованы в местах, имеющих дополнительную защиту от влияния окружающей среды (установлены в помещении, в шкафу, в щитке).

Счетчики имеют ОУ или ЖКИ для отображения измеряемых параметров.

Счетчики имеют исполнения, отличающиеся конструкцией и функциональными возможностями, связанными с метрологически незначимым (прикладным) программным обеспечением.

Структура кода счетчиков приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Структура кода счетчиков

Меркурий	231	AR	M	T	-01	ш I
Mercury						I – интерфейс IrDA ш – измерительный элемент – шунт (при отсутствии «ш» - трансформатор тока) -01 – код базового (максимального) тока и напряжения, 5 (60) А, 3*230 В Т – встроенный тарификатор, часы реального времени, ЖКИ М – электромеханическое отсчетное устройство А – учет активной энергии R – учет реактивной энергии 231 – серия счетчика
Торговая марка Меркурий – для продаж с русскоязычной торговой маркой; Mercury – для продаж с англоязычной торговой маркой						
П р и м е ч а н и я: * - отсутствие буквы кода означает отсутствие соответствующей функции; ** - модификации счетчиков, доступные для заказа, размещены в прайс-листе на сайте предприятия-изготовителя						

Счетчики обеспечивают регистрацию и хранение значений потребляемой электроэнергии по одному тарифу с момента ввода в эксплуатацию.

Счетчики без ЖКИ с индексом М в коде обеспечивают измерение параметра:

– учтенная активная энергия по модулю (сумме прямого и обратного направлений) нарастающим итогом и на начало отчетных периодов.

Счетчики с ЖКИ обеспечивают измерение параметров электрической сети, передачу значений по интерфейсам обмена данными и отображение значений на ЖКИ без учета коэффициентов трансформации.

Счетчики с ЖКИ и индексом Т в коде обеспечивают измерение параметров:

– учтенная активная энергия по модулю (сумме прямого и обратного направлений) нарастающим итогом и на начало отчетных периодов;

– усредненные значения фазных напряжений и токов;

– значения фазных и суммарной активной, реактивной и полной электрических мощностей;

– значения фазных и суммарного коэффициентов мощности;

– значение частоты сети;

– текущее время и дата с возможностью установки и корректировки, с ведением календаря и сезонных переходов времени.

– многотарифный учет по 4 тарифам.

Счетчики с ЖКИ и индексом ART в коде дополнительно обеспечивают измерение параметров:

– учтенная активная и реактивная электрическая энергия прямого и обратного направлений нарастающим итогом и на начало отчетных периодов;

– показатели качества электроэнергии (положительное и отрицательное отклонение напряжения и частоты переменного тока);

Счетчики с ЖКИ и индексом Т в коде обеспечивают формирование и хранение в энергонезависимой памяти следующих событий:

– отключение и включение счетчика (пропадание и восстановление напряжения);

– инициализация счетчика, время последнего сброса;

– изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени.

Счетчики с ЖКИ и индексом ART в коде дополнительно обеспечивают формирование и хранение в энергонезависимой памяти следующих событий:

- дата и время вскрытия клеммной крышки счетчика;
- отклонение напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
- результаты непрерывной самодиагностики;
- дата последнего перепрограммирования (включая фиксацию факта связи со счетчиком, приведшего к изменению данных).

Глубина хранения журналов событий составляет 10 событий каждого типа. Все события в журналах сохраняются с присвоением метки времени события. События вскрытия клеммной крышки формируются и сохраняются, в том числе, при отключенном электропитании счетчиков.

Счетчики с индексом Т в коде обеспечивают хранение в энергонезависимой памяти:

- тарифицированные данные по активной и реактивной электроэнергии нарастающим итогом, в том числе в прямом и обратном направлениях, на начало текущих и предыдущих суток, на начало текущего месяца и на начало предыдущих 11 месяцев, на начало текущего и предыдущего года;
- тарифицированные данные пофазного учета активной электроэнергии прямого направления нарастающим итогом;
- измерительные данные, параметры настройки, встроенное программное обеспечение.

Счетчики обеспечивают обмен информацией с оборудованием вышестоящего уровня управления через встроенные интерфейсы связи. Обмен данными по интерфейсам связи осуществляется по протоколу «Меркурий». Счетчики имеют защиту от несанкционированного доступа к данным по интерфейсам.

Счетчики выполнены в пластиковом корпусе, не поддерживающем горение. Конструктивно счетчики состоят из корпуса с крышками, клеммной колодкой и установленными внутри печатными платами с радиоэлементами.

Счетчики имеют светодиодный индикатор функционирования с программируемыми функциями, являющийся одновременно индикатором импульсов учета электроэнергии.

Серийный номер наносится на маркировочную наклейку типографским методом в виде цифрового кода.

Общий вид счетчиков с указанием мест пломбирования и нанесения знака поверки, знака утверждения типа, серийного номера представлен на рисунках 1-4. Знак поверки наносится давлением на навесную пломбу.



Рисунок 1 – Общий вид счетчиков «Меркурий 231 AM-0X», «Mercury 231 AM-0X» с указанием мест пломбирования и нанесения знака поверки, знака утверждения типа, серийного номера



Рисунок 2 – Общий вид счетчиков «Меркурий 231 AM-0Xш», «Mercury 231 AM-0Xш» с указанием мест пломбирования и нанесения знака поверки, знака утверждения типа, серийного номера



Рисунок 3 – Общий вид счетчиков «Меркурий 231 АТ-0Х», «Mercury 231 АТ-0Х» с указанием мест пломбирования и нанесения знака поверки, знака утверждения типа, серийного номера



Рисунок 4 – Общий вид счетчиков «Меркурий 231 АРТ-0Хш», «Mercury 231 АРТ-0Хш» с указанием мест пломбирования и нанесения знака поверки, знака утверждения типа, серийного номера

Программное обеспечение

В счетчиках с индексом М в коде программное обеспечение отсутствует.

В счетчиках, кроме счетчиков с индексом М в коде, используется встроенное в микроконтроллер программное обеспечение (далее – ПО).

ПО разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую (прикладную) части, которые объединены в единый файл, имеющий единый цифровой идентификатор (контрольную сумму CRC16).

ПО может быть проверено, установлено или переустановлено только на предприятии-изготовителе и не может быть считано со счетчиков. Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 2 и 3.

Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и накопленную измерительную информацию. Уровень защиты встроенного ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий», в соответствии с рекомендациями Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные встроенного ПО счетчиков Меркурий 231 АТ-0Х

Наименование	Значение
Идентификационное наименование встроенного ПО *	M231_313.txt
Номер версии (идентификационный номер встроенного ПО), не ниже	3.1.3
Цифровой идентификатор встроенного ПО (CRC16) **	0xA27Fh
* - идентификационное наименование ПО имеет вид: МААА_ВВС, где: ААА – код модели счетчика; ВВ – версия метрологически значимого ПО; С – версия метрологически незначимого (прикладного) ПО; ** - цифровой идентификатор встроенного ПО (CRC16) приведен для версии метрологически незначимого (прикладного) ПО 3.	

Таблица 3 – Идентификационные данные встроенного ПО счетчиков Меркурий 231 АРТ-0Хш

Наименование	Значение
Идентификационное наименование встроенного ПО *	M231_1100.txt
Номер версии (идентификационный номер встроенного ПО), не ниже	11.0.0
Цифровой идентификатор встроенного ПО (CRC16) **	0x57ACh
* - идентификационное наименование ПО имеет вид: МААА_ВВС, где: ААА – код модели счетчика; ВВ – версия метрологически значимого ПО; С – версия метрологически незначимого (прикладного) ПО; ** - цифровой идентификатор встроенного ПО (CRC16) приведен для версии метрологически незначимого (прикладного) ПО 0.	

Метрологические и технические характеристики

Счетчики соответствуют требованиям ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012. Основные метрологические и технические характеристики счётчиков представлены в таблицах 4–26.

Таблица 4 – Метрологические характеристики счётчиков

Наименование характеристики	Значение
Класс точности: - по ГОСТ 31819.21-2012 - по ГОСТ 31819.23-2012	1 2
Номинальное напряжение $U_{ном}$, В	230
Установленный рабочий диапазон напряжения, В	от $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$
Расширенный рабочий диапазон напряжения, В	от $0,8 \cdot U_{ном}$ до $1,15 \cdot U_{ном}$
Предельный рабочий диапазон напряжения, В	от 0 до $1,15 \cdot U_{ном}$
Базовый ток I_b , А	5
Максимальный ток $I_{макс}$, А	60
Номинальное значение частоты сети $f_{ном}$, Гц	50
Стартовый ток (чувствительность), мА	20 ($0,004 \cdot I_b$)
Постоянная счетчиков в режиме телеметрия/поверка, имп./(кВт·ч) / имп./(квар·ч) - для счетчиков с индексом «АМ» в коде - для счетчиков с индексом «АТ» в коде - для счетчиков с индексом «ART» в коде	1600/1600 1000/32000 500/32000
Точность хода часов, с/сутки - в нормальных условиях измерений - в рабочих условиях измерений - при отключенном электрическом питании	$\pm 0,5$ $\pm 5,0$ $\pm 5,0$
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %	от +21 до +25 от 30 до 80

Таблица 5 – Метрологические характеристики при измерении активной электрической энергии по ГОСТ 31819.21-2012, активной и полной электрической мощности

Значение силы переменного тока, А	Значение напряжения переменного тока, В	Коэффициент мощности cos φ	Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, %
При симметричной нагрузке			
$0,05 \cdot I_{\text{б}} \leq I < 0,10 \cdot I_{\text{б}}$	$U_{\text{ном}}$	1,0	±1,5
$0,10 \cdot I_{\text{б}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$U_{\text{ном}}$		±1,0
$0,10 \cdot I_{\text{б}} \leq I < 0,20 \cdot I_{\text{б}}$	$U_{\text{ном}}$	0,5L / 0,8C	±1,5
$0,20 \cdot I_{\text{б}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$U_{\text{ном}}$		±1,0
при однофазной нагрузке при симметрии многофазных напряжений, приложенных к цепям напряжения			
$0,10 \cdot I_{\text{б}} \leq I < I_{\text{макс}}$	$U_{\text{ном}}$	1,0	± 2,0
$0,20 \cdot I_{\text{б}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$U_{\text{ном}}$	0,5L	± 2,0
Примечания:			
1) Знаком «L» обозначена индуктивная нагрузка.			
2) Знаком «C» обозначена емкостная нагрузка.			

Разность между значениями погрешности при измерении активной энергии при однофазной нагрузке и при симметричной многофазной нагрузке при I_b и коэффициенте мощности, равном 1, не должна превышать $\pm 1,5$ % для счётчиков класса точности 1.

Таблица 6 – Метрологические характеристики при измерении реактивной электрической энергии по ГОСТ 31819.23-2012 и реактивной электрической мощности

Значение силы переменного тока, А	Значение напряжения переменного тока, В	Коэффициент мощности $\sin \varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении реактивной электрической энергии и электрической мощности, %
При симметричной нагрузке			
$0,05 \cdot I_0 \leq I \leq 0,10 \cdot I_0$	$U_{ном}$	1,00	$\pm 2,5$
$0,10 \cdot I_0 \leq I \leq I_{макс}$	$U_{ном}$		$\pm 2,0$
$0,10 \cdot I_0 \leq I < 0,20 \cdot I_0$	$U_{ном}$	0,50	$\pm 2,5$
$0,20 \cdot I_0 \leq I \leq I_{макс}$	$U_{ном}$		$\pm 2,0$
$0,20 \cdot I_0 \leq I \leq I_{макс}$	$U_{ном}$	0,25	$\pm 2,5$
при однофазной нагрузке при симметрии многофазных напряжений, приложенных к цепям напряжения			
$0,10 \cdot I_0 \leq I < I_{макс}$	$U_{ном}$	1,00	$\pm 3,0$
$0,20 \cdot I_0 \leq I \leq I_{макс}$	$U_{ном}$	0,50	$\pm 3,0$

Разность между значениями погрешности при измерении реактивной электрической энергии при однофазной нагрузке и при симметричной многофазной нагрузке при I_0 и коэффициенте $\sin \varphi$, равном 1, не должна превышать $\pm 2,5$ %.

Таблица 7 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии и мощности, полной электрической мощности, вызываемой изменением напряжения переменного тока для счетчиков класса точности 1

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке), А	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
$0,05 \cdot I_0 \leq I \leq I_{макс}$	1,0	$\pm 0,70$
$0,10 \cdot I_0 \leq I \leq I_{макс}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	$\pm 1,00$

Примечание:

- для диапазона напряжений переменного тока от минус 20 до минус 10 % и от плюс 10 до плюс 15 % пределы изменения выраженных в процентах погрешностей могут в три раза превышать значения;
- при напряжении переменного тока ниже $0,8 \times U_{ном}$ погрешность счетчика может меняться в пределах от плюс 10 до минус 100 %.

Таблица 8 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной электрической энергии и мощности, вызываемой изменением напряжения переменного тока для счетчиков класса точности 2

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке), А	Коэффициент $\sin \varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
$0,05 \cdot I_b \leq I \leq I_{\max}$	1,0	$\pm 1,0$
$0,10 \cdot I_b \leq I \leq I_{\max}$	0,5	$\pm 1,5$
Примечание: - для диапазона напряжений переменного тока от минус 20 до минус 10 % и от плюс 10 до плюс 15 % пределы изменения выраженных в процентах погрешностей могут в три раза превышать значения; - при напряжении переменного тока ниже $0,8 \times U_{\text{ном}}$ погрешность счетчика находится в пределах от плюс 10 до минус 100 %.		

Таблица 9 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии и мощности, полной электрической мощности при отклонении частоты сети для счетчиков класса точности 1

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке), А	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
$0,05 \cdot I_b \leq I \leq I_{\max}$	1,0	$\pm 0,50$
$0,10 \cdot I_b \leq I \leq I_{\max}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	$\pm 0,70$

Таблица 10 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной электрической энергии и мощности при отклонении частоты сети для счетчиков класса точности 2

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке), А	Коэффициент $\sin \varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
$0,05 \cdot I_b \leq I \leq I_{\max}$	1,0	$\pm 2,5$
$0,10 \cdot I_b \leq I \leq I_{\max}$	0,5	$\pm 2,5$

Таблица 11 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии и мощности, полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой гармониками в цепях напряжения и силы переменного тока для счетчиков класса точности 1

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке), А	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
$0,5 \cdot I_{\max}$	1,0	$\pm 0,8$

Таблица 12 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков непосредственного включения при измерении активной электрической энергии и мощности, полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой постоянной составляющей и четными гармониками в цепи силы переменного тока для счетчиков класса точности 1

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке), А	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
$I_{\max}/\sqrt{2}$	1,0	± 3

Таблица 13 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков непосредственного включения при измерении реактивной электрической энергии и мощности, вызываемой постоянной составляющей в цепи силы переменного тока для счетчиков класса точности 2

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке), А	Коэффициент мощности $\sin \varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
$I_{\max}/\sqrt{2}$	1,0	± 6

Таблица 14 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии и мощности, полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой нечетными гармониками в цепи силы переменного тока для счетчиков класса точности 1

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке), А	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
$0,5 \cdot I_b$	1	± 3

Таблица 15 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии и мощности, полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой субгармониками в цепи силы переменного тока для счетчиков класса точности 1

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке), А	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
$0,5 \cdot I_b$	1,0	± 3

Таблица 16 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, вызываемой самонагревом счётчика при измерении активной электрической энергии для счетчиков класса точности 1

Значение силы переменного тока, А	Коэффициент $\cos \varphi$ (при индуктивной нагрузке)	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
$I_{\max}$	1,0	$\pm 0,7$
$I_{\max}$	0,5	$\pm 1,0$

Таблица 17 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, вызываемой самонагревом счётчика при измерении реактивной электрической энергии для счетчиков класса точности 2

Значение силы переменного тока, А	Коэффициент $\sin \varphi$ (при индуктивной нагрузке)	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
$I_{\max}$	1,0	$\pm 1,0$
$I_{\max}$	0,5	$\pm 1,5$

Таблица 18 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, вызываемой перегрузкой входным током счётчика при измерении активной электрической энергии для счетчиков класса точности 1

Значение силы переменного тока, А	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
I_b	1,0	$\pm 1,5$

Таблица 19 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, вызываемой перегрузкой входным током счётчика при измерении реактивной электрической энергии для счетчиков класса точности 2

Значение силы переменного тока, А	Коэффициент мощности $\sin \varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
I_b	1,0	$\pm 1,5$

Таблица 20 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии и мощности, полной электрической мощности, имеющих последовательность фаз, обратную указанной для счетчиков класса точности 1

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке), А	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
$0,1 \cdot I_b$	1,0	$\pm 1,5$

Таблица 21 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии и мощности, полной электрической мощности, вызываемой несимметрией напряжений переменного тока для счетчиков класса точности 1

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке), А	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
I_b	1,0	± 2

Таблица 22 – Средний температурный коэффициент при измерении активной электрической энергии и мощности, полной мощности для счетчиков класса точности 1

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке), А	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Средний температурный коэффициент, %/К
$0,1 \cdot I_b \leq I \leq I_{\max}$	1,0	$\pm 0,05$
$0,2 \cdot I_b \leq I \leq I_{\max}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	$\pm 0,07$

Таблица 23 – Средний температурный коэффициент при измерении реактивной электрической энергии и мощности для счетчиков класса точности 2

Значение силы переменного тока (при симметричной нагрузке), А	Коэффициент $\sin \varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Средний температурный коэффициент, %/К
$0,10 \cdot I_b \leq I \leq I_{\max}$	1,0	$\pm 0,10$
$0,20 \cdot I_b \leq I \leq I_{\max}$	0,5	$\pm 0,15$

Таблица 24 – Метрологические характеристики счетчиков при измерении параметров сети переменного тока

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Номинальное значение	Пределы допускаемой погрешности: абсолютной (Δ), относительной (δ)
Частота переменного тока, Гц	от 45,0 до 55,0	50 Гц	$\pm 0,02$ Гц (Δ)
Среднеквадратическое значение напряжения переменного тока, В	(от 0,6 до 1,2) $\cdot U_{\text{ном}}$	230 В	$\pm 0,5$ % (δ)
Среднеквадратическое значение силы переменного тока, А	от $0,05 \cdot I_b$ до I_b не включ.	5 А	$\pm \left[1 + 0,01 \left(\frac{I_b}{I} - 1 \right) \right]$ (δ)
	от I_b до $I_{\max}$	5 А	$\pm \left[0,6 + 0,01 \left(\frac{I_{\max}}{I} - 1 \right) \right]$ (δ)

Таблица 25 – Метрологические характеристики при измерении ПКЭ

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой абсолютной (Δ) погрешности
Параметры измерения отклонения частоты		
Отклонение частоты Δf , Гц	от -5 до +5	$\pm 0,02$ Гц (Δ)
Параметры измерения отклонения напряжения		
Положительное отклонение напряжения $\delta U_{(+)}$, % от $U_{\text{ном}}$	от 100 до 120	$\pm 0,5$ % (Δ)
Отрицательное отклонение напряжения $\delta U_{(-)}$, % от $U_{\text{ном}}$	от 20 до 100	$\pm 0,5$ % (Δ)
Установившееся отклонение напряжения $\delta U_{(y)}$, % от $U_{\text{ном}}$	от 20 до 120	$\pm 0,5$ % (Δ)

Таблица 26 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, для счетчиков с индексом «Ш» в коде, °С - температура окружающего воздуха, для счетчиков без индекса «Ш» в коде, °С - относительная влажность воздуха при температуре +30 °С, %, не более	от -45 до +70 от -40 до +55 95
Активная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения счетчиков без индекса «М» в коде, Вт, не более	1,5
Активная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения счетчиков с индексом «М» в коде, Вт, не более	1,0
Полная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения счетчиков без индекса «М» в коде, В·А, не более	9
Полная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения счетчиков с индексом «М» в коде, В·А, не более	7,5
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока счетчика, В·А, не более	0,5
Максимальное число тарифов	4
Число разрядов ЖКИ при отображении значений параметров	8
Цена единицы младшего разряда ЖКИ при отображении активной (реактивной) электрической энергии, кВт·ч (квар·ч)	0,01
Число разрядов ОУ при отображении значений электроэнергии	6
Цена единицы младшего разряда ОУ при отображении активной электрической энергии, кВт·ч	0,1
Габаритные размеры (высота×ширина×глубина), мм, не более: - для счетчиков с индексом «Ш» в коде - для счетчиков без индекса «Ш» в коде	91×120×66 142×157×72
Масса, кг, не более: - для счетчиков с индексом «Ш» в коде - для счетчиков без индекса «Ш» в коде	0,5 0,8
Срок хранения данных в энергонезависимой памяти, лет, не менее: - данные измерений и журналы событий - параметры настройки и встроенное ПО	5 на весь срок службы счетчиков
Средняя наработка на отказ, ч: - для счетчиков с индексом «Ш» в коде - для счетчиков без индекса «Ш» в коде	320000 220000
Средний срок службы, лет	30

Знак утверждения типа

наносится на панель счетчиков методом печати или лазерной маркировки или другим способом, не ухудшающим качества, а также на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 27 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии трехфазный статический «Меркурий 231» или «Mercury 231» в потребительской таре	в соответствии с КД на модификацию	1 шт.
Формуляр	АВЛГ.411152.027 ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации	АВЛГ.411152.027 РЭ	1 экз. ¹⁾
Методика поверки	-	1 экз. ²⁾
Оптоадаптер «Меркурий 255.1»	АВЛГ 811.50.00	1 шт. ³⁾
Инфракрасный адаптер	АСТ-IR220L	1 шт. ³⁾
Паспорт	АВЛГ.411152.027 ПС	1 экз. ⁴⁾

¹⁾ - В бумажном виде не поставляется. Размещается в электронном виде на сайте www.incotexcom.ru
²⁾ - Размещается на сайте <https://fgis.gost.ru>
³⁾ - Поставляется по отдельному заказу организациям, производящим поверку счетчиков
⁴⁾ - Для счетчиков с буквой «М» в коде

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации АВЛГ.411152.027 РЭ для счетчиков без буквы «М» в коде и в разделе 1 «Основные сведения» паспорта АВЛГ.411152.027 ПС для счетчиков с буквой «М» в коде.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»;

АВЛГ.411152.027 ТУ «Счетчики электрической энергии трехфазные статические «Меркурий 231», «Mercury 231». Технические условия».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственная фирма «Моссар» (ООО «НПФ «Моссар»)

ИНН 6454073547

Адрес: 413090, Саратовская обл., г. Маркс, пр-кт Ленина, д. 111

Телефон/факс: 8 (845-67) 5-54-39

Испытательный центр

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

Адрес: 117546, г. Москва, Харьковский пр-д, д. 2, эт. 2, помещ. I, ком. 35,36

Телефон: +7 (495) 278-02-48

E-mail: info@ic-rm.ru

Уникальный номер записи в Реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311390.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./помещ. 1/1, ком. 14-17

Уникальный номер записи в Реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.