

Регистрационный № 96804-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Аutoreфкератометры DIXION CRK

Назначение средства измерений

Аutoreфкератометры DIXION CRK (далее – авторефкератометры) предназначены для измерений сферической и цилиндрической вершинной рефракции глаза, определения положений главных сечений при астигматизме, определения межзрачкового расстояния и измерений радиуса кривизны роговицы глаза при подборе очков и контактных линз.

Описание средства измерений

Принцип действия авторефкератометров основан на принципах геометрической оптики и автоматическом цифровом анализе изображения невидимой (в инфракрасных лучах) метки, проецируемой на дно исследуемого глаза. Анализ осуществляется автоматически, без участия оператора.

Конструктивно авторефкератометры представляют собой настольный прибор, основными компонентами которого являются:

- лобно-подбородковая опора, прикрепленная к основанию прибора со стороны пациента;
- измерительный блок, на ЖК-сенсорном экране которого оператор наблюдает за процессом измерений, а через окуляр (окно измерений) проецируется метка на сетчатку глаза и исследуется ее изображение;
- ручка управления перемещением прибора (джойстик) – служит для точной фокусировки при проведении измерений;
- функциональные кнопки на сенсорном экране управления, позволяют менять режим измерений и другие параметры;
- встроенный в прибор термопринтер для печати результатов измерений.

Аutoreфкератометры выпускаются в исполнениях CRK-1 и CRK-1P.

Серийный номер наносится на маркировочную наклейку любым технологическим способом в виде буквенно-цифрового кода.

Общий вид авторефкератометров с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения серийного номера представлен на рисунках 1 и 2. Нанесение знака поверки на авторефкератометры в обязательном порядке не предусмотрено. Пломбирование мест настройки (регулировки) авторефкератометров не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид авторефкератометров



Рисунок 2 – Общий вид авторефкератометров с указанием места нанесения знака утверждения типа и места нанесения серийного номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) авторефкератометров состоит из встроенного ПО. Встроенное ПО предназначено для управления авторефкератометром, контроллером внутренних исполнительных механизмов и измерительных устройств и его настроек, а также для обеспечения функционирования интерфейса, обработки информации, полученной от измерительных устройств в процессе проведения измерений.

Метрологические характеристики авторефкератометров нормированы с учетом влияния ПО.

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

Идентификационные данные метрологически значимого встроенного ПО авторефкератометров приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	ver.0.00.11 А
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений сферической вершинной рефракции, дптр	от -20 до +20
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений сферической вершинной рефракции, дптр: - в диапазоне измерений св. -10 до +10 дптр включ. - в диапазоне измерений от -20 до -10 дптр включ. и св. +10 до +20 дптр включ.	$\pm 0,25$ $\pm 0,50$
Диапазон измерений радиуса кривизны роговицы глаза, мм	от 6,7 до 9,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений радиуса кривизны роговицы глаза, мм	$\pm 0,04$
Диапазон измерений цилиндрической вершинной рефракции, дптр	от -3,0 до -1,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений цилиндрической вершинной рефракции, дптр	$\pm 0,25$
Примечание – Метрологические характеристики определены при вертексном расстоянии (VD), равном 12 мм	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний, при VD=12,0 мм: - сферической вершинной рефракции, дптр - цилиндрической вершинной рефракции, дптр - радиуса кривизны, мм - угловой шкалы, градус	от -30 до +25 от -12 до +12 от 5,0 до 13,0 от 0 до 180
Дискретность показаний: - вершинной рефракции, дптр - угловой шкалы, градус - радиуса кривизны, мм	0,01; 0,12; 0,25 1 0,01
Вертексное расстояние (VD), мм	0,0; 12,0; 13,75; 15,0
Форма цилиндра	-; +; MIX
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	от 100 до 240 50/60
Габаритные размеры (длина×высота×ширина), мм, не более	450×530×280
Масса, кг, не более	16
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность окружающего воздуха, % – атмосферное давление, кПа	от +10 до +40 от 30 до 75 от 86,0 до 106,7

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	7
Средняя наработка на отказ, ч	23000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и на маркировочную наклейку любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Авторефрактометр DIXION CRK	Исполнение CRK-1 или CRK-1P	1 шт.
Кабель питания	-	1 шт.
Тестовый глаз	-	1 шт.
Заглушка резиновая	-	1 шт. (при необходимости)
Интерфейсный кабель	RS-232	1 шт. (при необходимости)
Салфетка бумажная на упор для подбородка	-	1 шт.
Бумага для принтера	-	2 шт.
Стол электроподъемный	DIXION CMT-1	1 шт. (при необходимости)
Кабель питания стола электроподъемного	DIXION CMT-1	1 шт. (при необходимости)
Плавкий предохранитель	T3.15AL/250B	10 шт. (при необходимости)
Чехол пылезащитный	-	5 шт. (при необходимости)
Ткань для удаления пыли	-	5 шт. (при необходимости)
Упор для подбородка	-	1 шт.
Упор для лба	-	1 шт.
Джойстик	-	5 шт. (при необходимости)
Стилус	-	10 шт. (при необходимости)
Термопринтер	-	5 шт. (при необходимости)
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ ISO 10342-2011 Рефрактометры офтальмологические. Технические требования и методы испытаний

ГОСТ ISO 10343-2011 Офтальмометры. Технические требования и методы испытаний
Техническая документация Shanghai Huvitz Co., Ltd., Китай

Правообладатель

Shanghai Huvitz Co., Ltd., Китай

Адрес: Building 1, No. 150, Renjie Road, Fengxian District, Shanghai, 201402, P.R. China

Изготовитель

Shanghai Huvitz Co., Ltd., Китай

Адрес: Building 1, No. 150, Renjie Road, Fengxian District, Shanghai, 201402, P.R. China

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский и испытательный институт медицинской техники» Федеральной службы по надзору в сфере здравоохранения

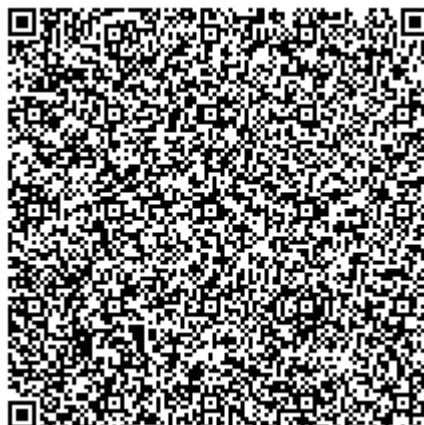
(ФГБУ «ВНИИИМТ» Росздравнадзора)

Адрес: 115478, г. Москва, Каширское шоссе, д. 24, стр. 16

Телефон: +7 (495) 989-73-62

E-mail: info@vniiimt.ru

Уникальный номер записи в Реестре аккредитованных лиц RA.RU.312253



Регистрационный № 96805-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы диагностики свай ИДС-2М

Назначение средства измерений

Приборы диагностики свай ИДС-2М (далее по тексту – ИДС-2М) предназначены для измерений параметров упругих механических колебаний твердого тела (диагностируемого объекта): виброскорости и периода (частоты).

Описание средства измерений

ИДС-2М состоит из регистраторов продольных волн от 1 до 4 штук (далее РПВ) и планшетного компьютера.

Принцип действия РПВ основан на преобразовании воздействия на чувствительный элемент РПВ инерциальных сил, возникающих при прямолинейных колебаниях твердого тела (свай), на которых устанавливается РПВ, в электрический сигнал.

РПВ выполнен в пластиковом корпусе и состоит из двух отсеков. В первом отсеке расположен датчик виброскорости (велосиметр), во втором – аккумулятор, который осуществляет питание велосиметра.

Планшетный компьютер предназначен для приёма, накопления и обработки электрических сигналов, поступающих с РПВ, и отображения результатов измерений на дисплее.

Планшетный компьютер представляет собой портативный блок, на лицевой панели которого расположен жидкокристаллический дисплей. Соединение планшетного компьютера и РПВ осуществляется по сети Wi-Fi с помощью точки доступа. К планшетному компьютеру могут подключаться до 4 РПВ одновременно. С помощью установленного на планшетный компьютер ПО можно произвести обработку измеренных данных, определить период колебаний диагностируемого объекта, рассчитать геометрические параметры диагностируемого объекта (свай).

Общий вид прибора представлен на рисунке 1.

Место нанесения заводского номера и схема пломбировки от несанкционированного доступа представлена на рисунке 2.

Нанесение знака поверки не предусмотрено.

Заводской номер ИДС-2М в цифровом формате наносится методом лазерной гравировки на шильдик, расположенный на обратной стороне планшетного компьютера (рисунок 3) и типографским способом в формуляр. Заводские номера РПВ в цифровом формате наносятся методом лазерной гравировки на шильдики, расположенные на корпусе РПВ и типографским способом в формуляр.



Рисунок 1 – Общий вид ИДС-2М



Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера и схема пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

В приборах используется встроенное программное обеспечение (далее по тексту – ПО). ПО предназначено для регистрации, обработки, отображения и сохранения результатов измерений в памяти планшетного компьютера.

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

Метрологически значимая часть не выделена, всё ПО является метрологически значимым.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	IDS2M
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.30

Метрологические и технические характеристики

Метрологические, технические характеристики и показатели надежности ИДС-2М приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений виброскорости, м/с	от $1 \cdot 10^{-4}$ до 0,1
Диапазон рабочих частот, Гц	от 20 до 2000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений виброскорости в диапазоне рабочих частот, %	± 5
Диапазон измерений периода колебаний диагностируемого объекта, мс	от 0,5 до 50
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений периода колебаний диагностируемого объекта, %	± 5 ± 1
- в диапазоне от 0,5 мс до 5,0 мс включ. - в диапазоне Св. 5,0 мс до 50,0 мс включ.	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электропитания	5,0
- напряжение постоянного тока, В	
Количество измерительных каналов	1-4*
Габаритные размеры, мм, не более	50 150 210 140 25
- регистратор продольных волн (РПВ)	
- диаметр	
- длина	
- планшетный компьютер	
- длина	
- ширина	140
- высота	25
Масса, кг, не более	0,35 1,5
- регистратор продольных волн (РПВ)	
- планшетный компьютер	
Условия эксплуатации:	от -20 до +50
- температура окружающей среды, °С	
- максимальная относительная влажность при температуре окружающего воздуха 30 °С, %	95
* В зависимости от комплекта поставки РПВ	

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	30000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность прибора ИДС-2М

Наименование	Обозначение	Кол-во
Прибор диагностики свай в составе: - регистратор продольных волн (далее РПВ); - планшетный компьютер	ГЛТУ.416613.012	1-4* шт. 1 шт.
Комплект программного обеспечения	-	1 шт.
Комплект принадлежностей	ГЛТУ.305564.044	1 шт.
Транспортная тара	-	1 шт.
Эксплуатационная документация 1 шт.		
Формуляр	ГЛТУ.416966.002ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ГЛТУ.416966.002РЭ	1 экз.
* По согласованию с заказчиком возможна поставка до 4 шт. в комплекте		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ГЛТУ.416966.002 РЭ «Прибор диагностики свай ИДС-2М. Руководство по эксплуатации.» Раздел 4.5.1. «Метод измерения».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГЛТУ.416966.002 ТУ «Прибор диагностики свай ИДС-2М». Технические условия

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Логические Системы»

(ООО «ЛогиС»)

ИНН 7729536152

Юридический адрес 117342, Москва, ул. Бутлерова, д.17Б, этаж 2, пом. XI, ком. 60Е, оф. 211

Телефон: +7 (495) 221-75-58

Web-сайт: www.logsys.ru

E-mail: info@logsys.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Логические Системы»

(ООО «ЛогиС»)

ИНН 7729536152

Адрес 117342, Москва, ул. Бутлерова, д.17Б, этаж 2, пом. XI, ком. 60Е, оф. 211

Телефон: +7 (495) 221-75-58

Web-сайт: www.logsys.ru

E-mail: info@logsys.ru

Испытательный центр

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

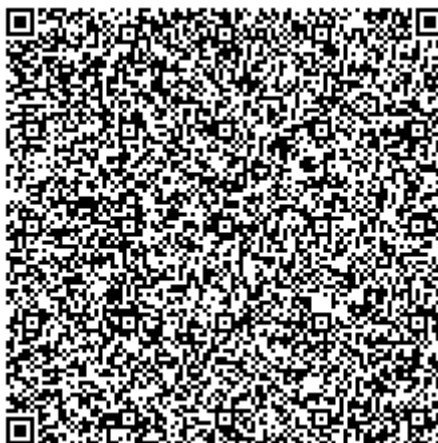
Адрес: 190005, Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19

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

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314555



Регистрационный № 96806-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Штампы Эриксона ПРОМТ ЭУ

Назначение средства измерений

Штампы Эриксона ПРОМТ ЭУ (далее - штампы) предназначены для измерений глубины вдавливания пуансона в образец материала при проведении испытаний на прочность покрытий или металла.

Описание средства измерений

Принцип действия штампов основан на вдавливания пуансона со сферическим наконечником в образец до появления разрушения покрытия или металла с фиксацией глубины вдавливания пуансона, которая характеризует качество этого покрытия или металла (прочность покрытий при растяжении, адгезию, предел прочности металлов).

Конструктивно штампы состоят из:

- скрепленных станин;
- поворотного прижимного устройства;
- штурвала;
- устройства расчета глубины вдавливания пуансона с двумя видами шкал (круговая и вертикальная);
- инструментов (комплектов, состоящих из пуансона определенного диаметра, соответствующей ему матрицы и прижимного кольца).

Образец фиксируется поворотным прижимным устройством между прижимным кольцом и матрицей и подвергается постепенному вдавливанию пуансона в поверхность образца с помощью штурвала. Результатом испытания является глубина вдавливания, вызвавшая разрушения покрытия или металла, которая измеряется с помощью круговой и вертикальной шкал.

Заводской номер, состоящий из арабских цифр, наносится типографским методом на табличку (шильд), установленную на станине штампа.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид штампов представлен на рисунке 1. Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 2. Пломбирование штампов не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид штампов

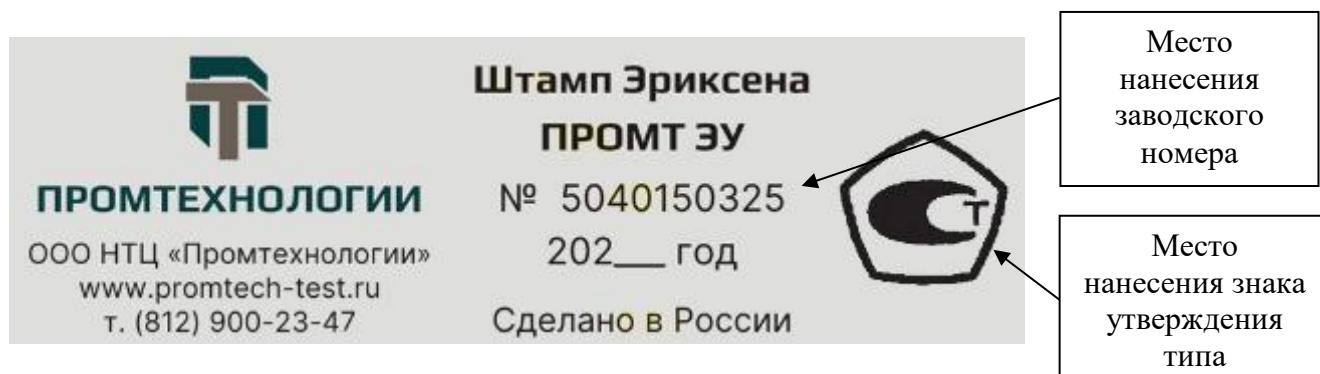


Рисунок 2 – Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений глубины вдавливания пуансона, мм	от 0,1 до 15,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений глубины вдавливания пуансона, мм	$\pm 0,1$
Цена деления вертикальной шкалы, мм	2,0
Цена деления круговой шкалы, мм	0,1

Таблица 2 – Геометрические размеры инструментов

Наименование характеристики	Значение для инструмента			
	№1	№2	№3	№4
Диаметр сферического наконечника пуансона, мм	20±0,05	15±0,02	8±0,02	3±0,02
Внутренний диаметр матрицы, мм	27±0,05	21±0,02	11±0,02	5±0,02
Внутренний диаметр прижимного кольца, мм	33±0,1	18±0,1	10±0,1	3,5±0,1

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры штампа, мм, не более	
- высота	380
- ширина	210
- длина	240
Масса штампа, кг, не более	17
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от +15 до +25
- относительная влажность воздуха, %, не более	80

Знак утверждения типа

наносится на шильд, установленный на станине штампа, и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Штамп Эриксона ПРОМТ ЭУ	-	1 шт.
Инструмент №1	-	Согласно заказу
Инструмент №2	-	Согласно заказу
Инструмент №3	-	Согласно заказу
Инструмент №4	-	Согласно заказу
Ложемент для смены инструмента	-	Согласно заказу
Упаковочная тара	-	1 шт.
Штамп Эриксона ПРОМТ ЭУ. Руководство по эксплуатации	ПРВМ.504.00.002РЭ	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» документа «ПРВМ.504.00.002РЭ Штампы Эриксона ПРОМТ ЭУ. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 9.916-2023 «Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия металлические и неметаллические неорганические. Методы контроля»;

ГОСТ 29309-92 «Покрытия лакокрасочные. Определение прочности при растяжении»;

ЛПС 09-2025 «Штампы Эриксона ПРОМТ ЭУ. Локальная поверочная схема», утвержденная УНИИМ – филиалом ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»;

ПРВМ.441179.001 ТУ:2024 «Штампы Эриксона ПРОМТ ЭУ. Технические условия»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью НТЦ «Промтехнологии»
(ООО НТЦ «Промтехнологии»)
ИНН 7805712518

Юридический адрес: 198152, г. Санкт-Петербург, ул. Краснопутиловская, д. 69,
Литер А, Ч. Пом. 33Н, оф. 616.1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью НТЦ «Промтехнологии»
(ООО НТЦ «Промтехнологии»)
ИНН 7805712518

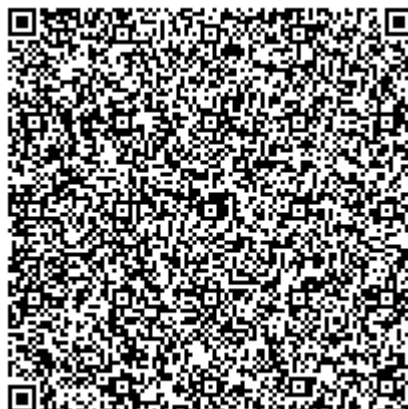
Адрес: 198152, г. Санкт-Петербург, ул. Краснопутиловская, д. 69, Литер А, Ч.
Пом. 33Н, оф. 616.1

Испытательный центр

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

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

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
УНИИМ – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №RA.RU.311373



Регистрационный № 96807-25

Лист № 1
Всего листов 30

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная АСУТП установки гидроочистки средних дистиллятов (секция 1502) тит. 093/1 АО «ТАНЕКО»

Назначение средства измерений

Система измерительная АСУТП установки гидроочистки средних дистиллятов (секция 1502) тит. 093/1 АО «ТАНЕКО» (далее – ИС) предназначена для измерений параметров технологического процесса в реальном масштабе времени (давления, перепада давления, температуры, объемного расхода, массового расхода, уровня, дозврывных концентраций горючих газов (далее – ДКГГ), концентрации и силы постоянного тока), формирования сигналов управления и регулирования.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного CENTUM модели VP (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 21532-14) (далее – CENTUM VP), контроллеров программируемых SIMATIC S7-300 (регистрационный номер 15772-11) и комплекса измерительно-вычислительного и управляющего противоаварийной защиты и технологической безопасности ProSafe-RS (регистрационный номер 65275-16) (далее – ProSafe-RS) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от первичных и промежуточных измерительных преобразователей (далее – ИП).

ИС осуществляет измерение параметров технологического процесса следующим образом:

- первичные ИП преобразуют текущие значения параметров технологического процесса в аналоговые унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА;
- аналоговые унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА от первичных ИП поступают на входы преобразователей измерительных серии Н (регистрационный номер 40667-15) моделей HiC2025 (далее – HiC2025), HiD2030SK (далее – HiD2030SK), далее на модули ввода аналоговых сигналов AAI143 CENTUM VP (далее – AAI143), SAI143 ProSafe-RS (далее – SAI143), модули ввода аналоговых сигналов 6ES7 331-7TF01-0AB0 устройств распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200 (регистрационный номер 66213-16) модификации ET200M (далее – SM331) (часть сигналов поступает на модули ввода аналоговых сигналов без барьеров искрозащиты);
- сигналы управления и регулирования (аналоговые сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА) генерируются модулями вывода AAI543 CENTUM VP (далее – AAI543), модулями вывода аналоговых сигналов 6ES7 332-8TF01-0AB0 устройств распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200 модификации ET200M (далее – SM332) через преобразователи измерительные серии Н (регистрационный номер 40667-15) модели HiC2031 (далее – HiC2031) и HiD2037

(далее – HiD2037) (часть сигналов поступает на исполнительные механизмы без барьеров искрозащиты).

Цифровые коды, преобразованные посредством модулей ввода аналоговых сигналов в значения физических параметров технологического процесса, отображаются на мнемосхемах мониторов операторских станций управления в виде числовых значений, гистограмм, трендов, текстов, рисунков и цветовой окраски элементов мнемосхем, а также интегрируется в базу данных ИС.

По функциональным признакам ИС делится на две независимые подсистемы: распределенная система управления технологическим процессом и система противоаварийной защиты. ИС включает в себя также резервные ИК.

Состав средств измерений, применяемых в качестве первичных ИП ИК, указан в таблице 1.

Таблица 1 – Средства измерений, входящие в состав первичных ИП ИК

Наименование ИК	Наименование первичного ИП ИК	Регистрационный номер
ИК давления	Преобразователи давления измерительные 2051 модели 2051TG (далее – 2051TG)	74232-19
	Преобразователи давления измерительные 3051 модели 3051T (далее – 3051T)	14061-15
	Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* модификации EJX (серия А) модели 530 (далее – EJX 530А)	59868-15
	Преобразователи давления измерительные КМ35 модификации КМ35-И (далее – КМ35-И)	71088-18
	Датчики давления Метран-75 модели Метран-75G (далее – Метран-75G)	48186-11
	Преобразователи давления измерительные Сапфир-22МП-ВН исполнения Сапфир-22МП-ВН-ДИ-Ех-2120 (далее – Сапфир-2120)	33503-16
	Преобразователи давления измерительные Сапфир-22МП-ВН исполнения Сапфир-22МП-ВН-ДИ-Ех-2130 (далее – Сапфир-2130)	33503-16
	Преобразователи давления измерительные Сапфир-22МП-ВН исполнения Сапфир-22МП-ВН-ДИ-Ех-2140 (далее – Сапфир-2140)	33503-16
	Преобразователи давления измерительные Сапфир-22МП-ВН исполнения Сапфир-22МП-ВН-ДИ-Ех-2141 (далее – Сапфир-2141)	33503-16
	Преобразователи давления измерительные Сапфир-22МП-ВН исполнения Сапфир-22МП-ВН-ДИ-Ех-2150 (далее – Сапфир-2150)	33503-16
	Преобразователи давления измерительные Сапфир-22МП-ВН исполнения Сапфир-22МП-ВН-ДИ-Ех-2151 (далее – Сапфир-2151)	33503-16
	Преобразователи давления измерительные Сапфир-22МП-ВН исполнения Сапфир-22МП-ВН-ДИ-Ех-2160 (далее – Сапфир-2160)	33503-16

Продолжение таблицы 1

Наименование ИК	Наименование первичного ИП ИК	Регистрационный номер
ИК давления	Преобразователи давления измерительные Сапфир-22МП-ВН исполнения Сапфир-22МП-ВН-ДИ-Ех-2161 (далее – Сапфир-2161)	33503-16
	Преобразователи давления измерительные Сапфир-22МП-ВН исполнения Сапфир-22МП-ВН-ДИ-Ех-2170 (далее – Сапфир-2170)	33503-16
	Преобразователи давления измерительные Сапфир-22МП-ВН исполнения Сапфир-22МП-ВН-ДИ-Ех-2171 (далее – Сапфир-2171)	33503-16
ИК перепада давления	Преобразователи давления измерительные 3051 модели 3051С (далее – 3051С)	14061-15
	Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* модификации EJA (серия E) модели 110 (далее – EJA 110E)	59868-15
	Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* модификации EJA (серия E) модели 120 (далее – EJA 120E)	59868-15
	Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* модификации EJX (серия A) модели 110 (далее – EJX 110A)	59868-15
	Преобразователи давления измерительные KM35 модификации KM35-Д (далее – KM35-Д)	71088-18
	Преобразователи давления измерительные Сапфир-22МП-ВН исполнения Сапфир-22МП-ВН-ДД-Ех-2440 (далее – Сапфир-2440)	33503-16
	Преобразователи давления измерительные Сапфир-22МП-ВН исполнения Сапфир-22МП-ВН-ДД-Ех-2450 (далее – Сапфир-2450)	33503-16
ИК уровня	Уровнемеры 5300 модификации 5301 (далее – У 5301)	53779-13
	Уровнемеры микроимпульсные Levelflex FMP5* исполнения FMP51 (далее – Levelflex)	47249-16
	Уровнемеры микроволновые контактные VEGAFLEX 8* модификации VEGAFLEX 81 (далее – VEGAFLEX 81)	53857-13
	Уровнемеры микроволновые контактные VEGAFLEX модификации VEGAFLEX 81 (далее – У 81)	61449-15
	Уровнемеры микроволновые контактные VEGAFLEX 8* модификации VEGAFLEX 86 (далее – VEGAFLEX 86)	53857-13
ИК объемного расхода	Счетчики-расходомеры электромагнитные ADMAG модификации AXR (далее – ADMAG AXR)	59435-14
	Расходомеры ультразвуковые FLUXUS серии 8xxx модели F808 (далее – F808)	56831-14
	Расходомеры вихревые Prowirl 200 с первичным преобразователем типа F (далее – Prowirl F200)	58533-14
	Расходомеры вихревые Prowirl 200 с первичным преобразователем типа O (далее – Prowirl O200)	58533-14

Продолжение таблицы 1

Наименование ИК	Наименование первичного ИП ИК	Регистрационный номер
ИК объемного расхода	Ротаметры RAMC (далее – RAMC)	50010-12
	Расходомеры-счетчики вихревые объемные YEWFLO DY (далее – YEWFLO DY)	17675-09
	Расходомеры-счетчики газа и пара модели XGF868i (далее - XGF868i)	59891-15
ИК массового расхода	Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS х400 модификации OPTIMASS 2400F (далее – OPTIMASS 2400F)	53804-13
	Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS х400 модификации OPTIMASS 6400C (далее – OPTIMASS 6400C)	53804-13
	Prowirl F200	58533-14
	Prowirl O200	58533-14
	Расходомер вихревые Rosemount 8600D (далее – 8600D)	50172-12
ИК ДКГТ	Датчики-газоанализаторы стационарные ДГС ЭРИС-230 исполнения ДГС ЭРИС-230IR-3 (далее – ДГС ЭРИС-230IR)	61055-15
	Датчики-газоанализаторы стационарные ДГС ЭРИС-230 исполнения ДГС ЭРИС-230СТ-3 (далее – ДГС ЭРИС-230СТ)	61055-15
ИК концентрации	Датчики-газоанализаторы стационарные ДГС ЭРИС-230 исполнения ДГС ЭРИС-230ЕС-3 (далее – ДГС ЭРИС-230ЕС)	61055-15
	Анализаторы комбинированные модели M400/(G)2(X)H (далее – M400)	55436-13
	Газоанализаторы кислорода и оксида углерода COMTEC в исполнении COMTEC 6000 (далее – COMTEC 6000)	49127-12
ИК температуры	Датчики температуры ТСПТ Ex (далее – ТСПТ Ex)	75208-19
	Преобразователи измерительные серии PR модели PR 5337 (далее – PR 5337)	70943-18
	Преобразователи измерительные серии PR модели PR 5335 (далее – PR 5335)	70943-18
	Датчики температуры КТХА Ex (далее – КТХА Ex)	75207-19
	Преобразователи измерительные модульные ИМП 0399 модификации ИМП 0399/M0-H (далее – ИМП 0399/M0-H)	22676-17
	Датчики температуры КТХА Ex (далее – Д-КТХА Ex)	57178-14
	Преобразователи измерительные серии PR модели PR 5334 (далее – PR 5334)	70943-18
	Датчики температуры КТНН Ex (далее – КТНН Ex)	75207-19
	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR модели TR10 в комплекте с преобразователем измерительным серии iTEMP TMT модели TMT182 (далее – TR10/TMT182)	68002-17
	Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065 (далее – Rosemount 0065)	69487-17
ИК температуры	Преобразователи измерительные Rosemount 644 (далее – Rosemount 644)	56381-14

Продолжение таблицы 1

Наименование ИК	Наименование первичного ИП ИК	Регистрационный номер
	Термопреобразователи сопротивления серии 90 модификации 902820 в комплекте с преобразователем измерительным серии dTRANS модификации T01 (далее – П-902820/dTRANS T01)	68302-17
	Преобразователи температуры Метран-280 модели Метран-286 (далее – Метран-286)	23410-13

ИС выполняет следующие функции:

- автоматизированное измерение, регистрацию, обработку, контроль, хранение и индикацию параметров технологического процесса;
- предупредительную и аварийную сигнализацию при выходе параметров технологического процесса за установленные границы и при обнаружении неисправности в работе оборудования;
- управление технологическим процессом в реальном масштабе времени;
- противоаварийную защиту оборудования установки;
- отображение технологической и системной информации на операторской станции управления;
- накопление, регистрацию и хранение поступающей информации;
- самодиагностику;
- автоматическое составление отчетов и рабочих (режимных) листов;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Заводской № 093/1 ИС в виде цифрового обозначения наносится на титульный лист паспорта и маркировочные таблички, расположенные на дверях шкафов ИС типографским способом.

Конструкция ИС и условия эксплуатации ИС не предусматривают нанесение знака поверки.

Пломбирование ИС не предусмотрено. Пломбирование средств измерения, входящих в состав ИС, выполняется в соответствии с их описаниями типа.

Программное обеспечение

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

Защита ПО ИС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	CENTUM VP	ProSafe-RS
Идентификационное наименование ПО	CENTUM VP	ProSafe-RS Workbench
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже R6.07.00	не ниже R4.05.00
Цифровой идентификатор ПО	–	–

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИК ИС приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК ИС

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК				
			Первичный ИП		Промежуточный ИП, модули ввода/вывода сигналов и обработки данных		
Наименование ИК	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности ¹⁾
1	2	3	4	5	6	7	8
ИК давления	от 0 до 310 кПа; от 0 до 400 кПа	$\gamma: \pm 0,18 \%$ (для $P_B \geq P_{\max}/10$); $\gamma: \pm 0,17 \%$ (для $P_B < P_{\max}/10$)	2051TG (от 4 до 20 мА)	для $P_B \geq P_{\max}/10$: $\gamma: 0,065 \%$; для $P_B < P_{\max}/10$: $\gamma: \pm(0,0075 \cdot P_{\max}/P_B) \%$	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 0,6 МПа; от 0 до 1 МПа; от 0 до 4 МПа; от 0 до 6 МПа; от 0 до 10 МПа; от 0 до 20 МПа; от 0 до 25 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	3051T (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 1,6 МПа	$\gamma: \pm 0,3 \%$	EJX 530A (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	—	AAI143	$\gamma: \pm 0,10 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК давления	от 0 до 40 кПа; от 0 до 50 кПа; от 0 до 60 кПа; от 0 до 63 кПа; от 0 до 160 кПа; от 0 до 220 кПа; от 0 до 630 кПа; от -0,1 до 0,2 МПа; от -0,1 до 10 МПа; от 0,006 до 0,600 МПа; от 0 до 0,4 МПа; от 0 до 0,6 МПа; от 0 до 1 МПа; от 0 до 1,6 МПа; от 0 до 2 МПа; от 0 до 2,5 МПа; от 0 до 4 МПа; от 0 до 6 МПа; от 0 до 10 МПа; от 0 до 16 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	EJX 530A (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК давления	от -100 до 0 кПа; от 0 до 400 кПа; от 0 до 4000 кПа; от 0 до 10 МПа; от 0 до 16 МПа	$\gamma: \pm 2,76 \%$	КМ35-И (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 2,5 \%$	HiC2025	ААИ143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 10 МПа; от 0 до 16 МПа				HiD2030SK	SM331	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 1,6 МПа	$\gamma: \pm 0,58 \%$	Метран-75G (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,5 \%$	HiC2025	ААИ143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 6 кПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	Сапфир-2120 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	ААИ143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 16 кПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	Сапфир-2130 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	ААИ143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -10 до 60 кПа; от 0 до 250 кПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	Сапфир-2140 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	ААИ143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 0,1 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	Сапфир-2141 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	ААИ143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 0,6 МПа; от 0 до 1 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	Сапфир-2150 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	ААИ143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 400 кПа; от 0 до 0,1 МПа; от 0 до 0,4 МПа; от 0 до 0,6 МПа; от 0 до 0,7 МПа; от 0 до 1 МПа; от 0 до 1,6 МПа	$\gamma: \pm 0,20 \%$	Сапфир-2151 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,10 \%$	HiC2025	ААИ143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
		$\gamma: \pm 0,33 \%$		$\gamma: \pm 0,25 \%$			
	от 0 до 4 МПа; от 0 до 6 МПа; от 0 до 10 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	Сапфир-2160 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	ААИ143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
ИК давления	от 0 до 10 МПа	$\gamma: \pm 0,20 \%$	Сапфир-2161 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,10 \%$	HiC2025	ААИ143	$\gamma: \pm 0,15 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
	от 0 до 2,5 МПа; от 0 до 6 МПа; от 0 до 10 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	Сапфир-2161 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 16 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	Сапфир-2170 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 16 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	Сапфир-2171 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
ИК перепада давления	от 0 до 0,1 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	3051C (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -2500 до 60 Па; от -1000 до 60 Па; от 0 до 630 Па; от 0 до 1000 Па; от 0 до 2500 Па; от 0 до 4000 Па; от 0 до 6300 Па	$\gamma: \pm 0,33 \%$	EJA 110E (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -250 до 60 Па; от 0 до 630 Па	$\gamma: \pm 0,33 \%$	EJA 120E (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 1000 Па; от 0 до 100 кПа; от 0 до 400 кПа; от 0 до 0,6 МПа; от 0 до 1 МПа; от 0 до 6 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	EJX 110A (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК перепада давления	от 0 до 25 кПа; от 0 до 40 кПа	$\gamma: \pm 2,76 \%$	КМ35-Д (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 2,5 \%$	HiD2030SK	SM331	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 3000 кПа				HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -0,1 до 0 МПа; от 0 до 0,016 МПа; от 0 до 0,1 МПа; от 0 до 0,16 МПа	$\gamma: \pm 0,20 \%$	Сапфир-2440 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,10 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	$\gamma: \pm 0,33 \%$	$\gamma: \pm 0,25 \%$					
	от 0 до 1 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	Сапфир-2450 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
ИК уровня ²⁾	от 150 до 700 мм	$\Delta: \pm 3,43 \text{ мм}$	У 5301 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 3 \text{ мм}$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 450 мм	$\Delta: \pm 2,33 \text{ мм}$	Levelflex (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 2 \text{ мм}$	HiC2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 1050 мм	$\Delta: \pm 2,81 \text{ мм}$					
	от 180 до 580 мм	$\Delta: \pm 2,3 \text{ мм}$					
	от 330 до 1930 мм	$\Delta: \pm 2,82 \text{ мм}$	VEGAFLEX 81 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 2 \text{ мм}$ (св. 0,3 м); $\Delta: \pm 5 \text{ мм}$ (для раздела фаз)	—	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,10 \%$
	от 330 до 930 мм	$\Delta: \pm 2,42 \text{ мм}$			HiC2025		$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 330 до 1130 мм	$\Delta: \pm 5,66 \text{ мм}$					
	от 330 до 1330 мм	$\Delta: \pm 2,75 \text{ мм};$ $\Delta: \pm 5,75 \text{ мм}$					
	от 330 до 1930 мм	$\Delta: \pm 3,44 \text{ мм}$					
	от 330 до 2330 мм	$\Delta: \pm 3,97 \text{ мм}$					
	от 330 до 2830 мм	$\Delta: \pm 4,68 \text{ мм}$					
	от 330 до 2930 мм	$\Delta: \pm 4,83 \text{ мм}$					
	от 330 до 3330 мм	$\Delta: \pm 5,42 \text{ мм}$					
	от 330 до 4330 мм	$\Delta: \pm 6,96 \text{ мм}$					
	от 1350 до 3550 мм	$\Delta: \pm 4,25 \text{ мм}$					
	от 1400 до 2800 мм	$\Delta: \pm 3,19 \text{ мм}$					

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК уровня ²⁾	от 100 до 750 мм	Δ : $\pm 16,54$ мм (до 0,3 м); Δ : $\pm 2,45$ мм (св. 0,3 м)	У 81 (от 4 до 20 мА)	Δ : ± 15 мм (до 0,3 м); Δ : ± 2 мм (св. 0,3 м)	HiC2025	AAI143	γ : $\pm 0,15$ %
	от 100 до 1100 мм	Δ : $\pm 16,59$ мм (до 0,3 м); Δ : $\pm 2,75$ мм (св. 0,3 м)					
	от 100 до 1370 мм	Δ : $\pm 16,64$ мм (до 0,3 м); Δ : $\pm 3,04$ мм (св. 0,3 м)					
	от 430 до 2030 мм	Δ : $\pm 3,44$ мм					
	от 330 до 830 мм	Δ : $\pm 2,35$ мм	VEGAFLEX 86 (от 4 до 20 мА)	Δ : ± 2 мм (св. 0,3 м); Δ : ± 5 мм (раздел фаз)	HiC2025	AAI143 или SAI143	γ : $\pm 0,15$ %
	от 330 до 1130 мм	Δ : $\pm 2,57$ мм					
	от 330 до 1240 мм	Δ : $\pm 2,67$ мм					
	от 330 до 1330 мм	Δ : $\pm 5,75$ мм					
	от 330 до 1930 мм	Δ : $\pm 3,44$ мм					
	от 330 до 2130 мм	Δ : $\pm 3,70$ мм					
	от 330 до 2330 мм	Δ : $\pm 3,97$ мм					
	от 330 до 2710 мм	Δ : $\pm 4,51$ мм					
	от 330 до 3330 мм	Δ : $\pm 5,42$ мм					
	от 330 до 3690 мм	Δ : $\pm 5,97$ мм					
	от 330 до 5330 мм	Δ : $\pm 8,54$ мм					

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК уровня ²⁾	от 330 до 6880 мм	$\Delta: \pm 11,03$ мм	VEGAFLEX 86 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 2$ мм (св. 0,3 м); $\Delta: \pm 5$ мм (раздел фаз)	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15$ %
	от 340 до 1140 мм	$\Delta: \pm 5,66$ мм					
	от 340 до 1340 мм	$\Delta: \pm 5,66$ мм; $\Delta: \pm 2,75$ мм					
	от 340 до 2340 мм	$\Delta: \pm 3,97$ мм					
	от 340 до 3140 мм	$\Delta: \pm 5,12$ мм					
	от 340 до 3340 мм	$\Delta: \pm 5,42$ мм					
	от 340 до 5840 мм	$\Delta: \pm 9,34$ мм					
	от 340 до 7540 мм	$\Delta: \pm 12,09$ мм					
	от 360 до 2360 мм	$\Delta: \pm 3,97$ мм					
ИК объемного расхода	от 0 до 6,3 м ³ /ч; от 0 до 10 м ³ /ч; от 0 до 32 м ³ /ч; от 0 до 160 м ³ /ч; от 0 до 250 м ³ /ч	см. примечание 3	ADMAG AXR (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm(0,4 \% + 0,3/v) \%$ (для Ду от 25 до 100 мм); $\delta: \pm(0,3 \% + 0,2/v) \%$ (для Ду от 150 до 200 мм)	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15$ %
	от 0 до 2500 м ³ /ч; от 0 до 3000 м ³ /ч	см. примечание 3	F808 (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm(2,0 + 1/v) \%$ (для $v < 0,5$ м/с); $\delta: \pm 0,5$ % (для $v \geq 0,5$ м/с)	—	AAI143	$\gamma: \pm 0,10$ %

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК объемного расхода	от 0 до 4 м³/ч; от 0 до 6,3 м³/ч; от 0 до 16 м³/ч; от 0 до 25 м³/ч; от 0 до 32 м³/ч; от 0 до 35 м³/ч; от 0 до 63 м³/ч; от 0 до 80 м³/ч; от 0 до 100 м³/ч; от 0 до 120 м³/ч; от 0 до 125 м³/ч; от 0 до 160 м³/ч; от 0 до 220 м³/ч; от 0 до 320 м³/ч; от 0 до 400 м³/ч; от 0 до 500 м³/ч; от 0 до 600 м³/ч; от 0 до 630 м³/ч; от 0 до 1200 м³/ч; от 0 до 1250 м³/ч; от 0 до 2500 м³/ч; от 0 до 3000 м³/ч; от 0 до 4000 м³/ч; от 0 до 6300 м³/ч	см. примечание 3	Prowirl F200 (от 4 до 20 мА)	Для жидкости: $\delta: \pm 0,75 \%$ (при $Re \geq 10000$); для газа и пара: $\delta: \pm 1,0 \%$ (при $Re \geq 10000$); при имитационной поверке при $Re \geq 10000$: $\delta: \pm 1,0 \%$	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК объемного расхода	от 0 до 6,3 м³/ч; от 0 до 16 м³/ч; от 0 до 25 м³/ч; от 0 до 63 м³/ч; от 0 до 80 м³/ч; от 0 до 100 м³/ч; от 0 до 160 м³/ч; от 0 до 200 м³/ч; от 0 до 250 м³/ч; от 0 до 320 м³/ч; от 0 до 500 м³/ч; от 0 до 400 м³/ч; от 0 до 630 м³/ч; от 0 до 650 м³/ч; от 0 до 1500 м³/ч; от 0 до 3200 м³/ч; от 0 до 20000 м³/ч; от 0 до 25000 м³/ч; от 0 до 60000 м³/ч; от 0 до 70000 м³/ч; от 0 до 130000 м³/ч	см. примечание 3	Prowirl O200 (от 4 до 20 мА)	Для жидкости: δ: ±0,75 % (при Re≥10000); для газа и пара: δ: ±1,0 % (при Re≥10000); при имитационной поверке при Re≥10000: δ: ±1,0 %	HiC2025	AAI143 или SAI143	γ: ±0,15 %
	от 2,5 до 50,0 м³/ч	γ: ±1,77 % (от 0,5·Q _{max} до Q _{max}); γ: ±16 % (от Q _{min} до 0,5·Q _{max})	RAMC (от 4 до 20 мА)	γ: ±1,6 % (от 0,5·Q _{max} до Q _{max}); γ: ±(0,8·Q _{max} /Q _{min}) % (от Q _{min} до 0,5·Q _{max})	HiC2025	AAI143	γ: ±0,15 %

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК объемного расхода	от 0 до 5000 м³/ч	см. примечание 3	YEWFO DY (от 4 до 20 мА)	– Жидкость: а) 15 мм: $\delta: \pm 1,0 \%$ при $20000 \leq Re < 2000DN$; $\delta: \pm 0,75 \%$ при $2000DN \leq Re$; б) 25 мм: $\delta: \pm 1,0 \%$ при $20000 \leq Re < 1500DN$; $\delta: \pm 0,75 \%$ при $1500DN \leq Re$; в) от 40 до 100 мм: $\delta: \pm 1,0 \%$ при $20000 \leq Re < 1000DN$ $\delta: \pm 0,75 \%$ при $1000DN \leq Re$; г) от 150 до 400 мм: $\delta: \pm 1,0 \%$ при $40000 \leq Re < 1000DN$ $\delta: \pm 0,75 \%$ при $1000DN \leq Re$; – Газ и пар: от 15 до 400 мм: $\delta: \pm 1,0 \%$ для $v \leq 35$ $\delta: \pm 1,5 \%$ для $35 < v \leq 80$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
ИК объемного расхода	от 0 до 80000 м³/ч	см. примечание 3	XGF868i (от 4 до 20 мА)	2-канальное исполнение $v \geq 0,3$ м/с: $\delta: \pm 1,4 \%$; $0,08 \leq v < 0,30$: $\delta: \pm 5 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
ИК массового расхода	от 0 до 630000 кг/ч	см. примечание 3	OPTIMASS 2400F (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm 0,1 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
	от 0 до 70000 кг/ч; от 0 до 80000 кг/ч; от 0 до 230000 кг/ч; от 0 до 250000 кг/ч; от 0 до 280000 кг/ч	см. примечание 3	OPTIMASS 6400C (от 4 до 20 мА)	δ : $\pm 0,1$ % (более 20:1 от номинального расхода); δ : $\pm(0,1+100 \cdot \Delta s/G)$ % (менее 20:1 от номинального расхода)	HiC2025	AAI143	γ : $\pm 0,15$ %
	от 0 до 25000 кг/ч; от 0 до 1,8 т/ч; от 0 до 2 т/ч; от 0 до 25 т/ч; от 0 до 50 т/ч; от 0 до 200 т/ч	см. примечание 3	Prowirl F200 (от 4 до 20 мА)	Для воды: δ : $\pm 0,75$ % (при $Re \geq 10000$); для газа и пара: δ : от $\pm 1,4$ до $\pm 2,6$ % (при $Re \geq 10000$); при имитационной поверке при $Re \geq 10000$: δ : $\pm 1,5$ % (для воды); δ : $\pm 3,0$ % (для газа и пара)	HiC2025	AAI143	γ : $\pm 0,15$ %

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК массового расхода	от 0 до 20 т/ч; от 0 до 25 т/ч; от 0 до 100 т/ч	см. примечание 3	Prowirl O200 (от 4 до 20 мА)	Для воды: $\delta: \pm 0,75 \%$ (при $Re \geq 10000$); для газа и пара: $\delta: \text{от } \pm 1,4 \text{ до } \pm 2,6 \%$ (при $Re \geq 10000$); при имитационной поверке при $Re \geq 10000$: $\delta: \pm 1,5 \%$ (для воды); $\delta: \pm 3,0 \%$ (для газа и пара)	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 16,3 кг/с	см. примечание 3	Rosemount 8600D (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm 0,75 \%$ (при $Re \geq 20000$)	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
ИК ДКГТ	от 0 до 100 % НКПР (CH ₄)	$\Delta: \pm 5,51 \%$ НКПР (в диапазоне от 0 до 50 % НКПР включ.); $\Delta: \pm 6,61 \%$ НКПР (в диапазоне св. 50 до 100 % НКПР)	ДГС ЭРИС- 230IR (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 5 \%$ НКПР (в диапазоне от 0 до 50 % НКПР включ.); $\Delta: \pm (0,02 \cdot X + 4) \%$ НКПР (в диапазоне св. 50 до 100 % НКПР)	—	SAI143	$\gamma: \pm 0,10 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК ДКГТ	от 0 до 50 % НКПР (C ₆ H ₁₄)	Δ: ±5,51 % НКПР	ДГС ЭРИС- 230IR (от 4 до 20 мА)	Δ: ±5 % НКПР	—	SAI143	γ: ±0,10 %
	от 0 до 100 % НКПР (C ₃ H ₈)	Δ: ±5,51 % НКПР (в диапазоне от 0 до 50 % НКПР включ.); Δ: ±6,61 % НКПР (в диапазоне св. 50 до 100 % НКПР)		Δ: ±5 % НКПР (в диапазоне от 0 до 50 % НКПР включ.); Δ: ±(0,02·X+4) % НКПР (в диапазоне св. 50 до 100 % НКПР)			
	от 0 до 100 % НКПР (пары нефтепродуктов)	Δ: ±5,51 % НКПР		Δ: ±5 % НКПР			
	от 0 до 50 % НКПР (H ₂)	Δ: ±5,51 % НКПР	ДГС ЭРИС- 230СТ (от 4 до 20 мА)	Δ: ±5 % НКПР	—	SAI143	γ: ±0,10 %
ИК концентрации	от 0 до 50 млн ⁻¹ (H ₂ S)	γ: ±16,51 % (от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.); δ: ±16,54 % (св. 5 до 50 млн ⁻¹)	ДГС ЭРИС- 230ЕС (от 4 до 20 мА)	γ: ±15 % (от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.); δ: ±15 % (св. 5 до 50 млн ⁻¹)	—	SAI143	γ: ±0,10 %
	от 0,01 до 3,00 % (O ₂)	см. примечание 3	М400 (от 4 до 20 мА)	δ: ±2 %	—	SAI143	γ: ±0,10 %

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК концентрации	от 0 до 21 % (O ₂)	$\Delta: \pm 0,34 \%$	COMTEC 6000 (от 4 до 20 мА)	Для O ₂ : $\Delta: \pm 0,3 \%$; для CO: $\gamma: \pm 25 \%$	—	ААП143	$\gamma: \pm 0,10 \%$
	от 0 до 500 млн ⁻¹ (CO)	$\gamma: \pm 27,51 \%$					
ИК температуры	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,37 \text{ } ^\circ\text{C}$	ТСПТ Ех (от 4 до 20 мА)	Для выходного сигнала Н25: $\Delta: \pm 0,3 \text{ } ^\circ\text{C}$ (для t_N от +10 до +120 °C включ.); $\Delta: \pm (0,0025 \cdot t_N) \text{ } ^\circ\text{C}$ (для t_N св. +120 до +800 °C)	HiC2025	ААП143 или САП143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до +250 °C	$\Delta: \pm 0,81 \text{ } ^\circ\text{C}$					
	от 0 до +300 °C	$\Delta: \pm 0,97 \text{ } ^\circ\text{C}$					
	от -50 до +200 °C	$\Delta: \pm 0,81 \text{ } ^\circ\text{C}$		Для выходного сигнала Т25: $\Delta: \pm 0,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ (для t_N от +10 до +200 °C включ.); $\Delta: \pm (0,0025 \cdot t_N) \text{ } ^\circ\text{C}$ (для t_N св. +200 до +800 °C)			
	от -50 до +250 °C	$\Delta: \pm 0,6 \text{ } ^\circ\text{C}$		Для выходного сигнала Н10: $\Delta: \pm 0,15 \text{ } ^\circ\text{C}$ (для t_N от +10 до +100 °C включ.); $\Delta: \pm (0,001 \cdot t_N) \text{ } ^\circ\text{C}$ (для t_N св. +100 до +800 °C)			
	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,24 \text{ } ^\circ\text{C}$					

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК температуры	от -100 до +100 °С	$\Delta: \pm 0,65 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСПТ Ех (от 4 до 20 мА)	Для выходного сигнала Н25: $\Delta: \pm 0,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (для t_N от +10 до +120 °С включ.); $\Delta: \pm (0,0025 \cdot t_N) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (для t_N св.+120 до +800 °С); для выходного сигнала Н10: $\Delta: \pm 0,15 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (для t_N от +10 до +100 °С включ.); $\Delta: \pm (0,001 \cdot t_N) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (для t_N св. +100 до +800 °С)	HiC2025	ААИ143 или SAИ143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -50 до +100 °С	$\Delta: \pm 0,49 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -40 до +200 °С	$\Delta: \pm 0,77 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -40 до +450 °С	$\Delta: \pm 1,58 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -10 до +50 °С	$\Delta: \pm 0,35 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +100 °С	$\Delta: \pm 0,37 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +150 °С	$\Delta: \pm 0,49 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +160 °С	$\Delta: \pm 0,52 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +200 °С	$\Delta: \pm 0,65 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +250 °С	$\Delta: \pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +300 °С	$\Delta: \pm 0,97 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +200 °С	$\Delta: \pm 0,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -50 до +250 °С	$\Delta: \pm 0,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +250 °С	$\Delta: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +150 °С	$\Delta: \pm 0,57 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСПТ Ех (НСХ тип Pt100); PR 5337 (от 4 до 20 мА)	– ТСПТ Ех: $\Delta: \pm (0,15 + 0,002 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C};$ – PR 5337: $\Delta: \pm 0,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ или $\gamma: \pm 0,05 \%$ (берут большее значение)	HiC2025	SAИ143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
					–	ААИ143	$\gamma: \pm 0,10 \%$
					HiD2030SK	SM331	$\gamma: \pm 0,10 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК температуры	от 0 до +350 °C	$\Delta: \pm 1,12 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСПТ Ех (НСХ тип Pt100); PR 5335 (от 4 до 20 мА)	– ТСПТ Ех: $\Delta: \pm(0,15+0,002 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$; – PR 5335: $\Delta: \pm 0,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ или $\gamma: \pm 0,05 \%$ (берут большее значение)	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -40 до +200 °C	$\Delta: \pm 1,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$	КТХА Ех (НСХ тип К); PR 5337 (от 4 до 20 мА)	– КТХА Ех: для класса допуска к1: $\Delta: \pm 1,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$; для класса допуска к2: $\Delta: \pm 2,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$ – PR 5337: $\Delta: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ или $\gamma: \pm 0,05 \%$ (берут большее значение); $\Delta: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (КХС)	HiC2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
		$\Delta: \pm 2,58 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -40 до +150 °C	$\Delta: \pm 1,48 \text{ }^{\circ}\text{C}$	КТХА Ех (НСХ тип К); PR 5335 (от 4 до 20 мА)	– КТХА Ех: $\Delta: \pm 1,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от -40 до +275 °C); $\Delta: \pm(0,004 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от +275 до +1100 °C); – PR 5335: $\Delta: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ или $\gamma: \pm 0,05 \%$ (берут большее значение); $\Delta: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (КХС)	HiC2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -40 до +600 °C	$\Delta: \pm 2,95 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +400 °C	$\Delta: \pm 2,04 \text{ }^{\circ}\text{C}$					

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК температуры	от -40 до +600 °C	$\Delta: \pm 3,68 \text{ }^{\circ}\text{C}$	КТХА Ех (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 1,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (для t_N от +50 до +350 °C включ.); $\Delta: \pm(0,005 \cdot t_N) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (для t_N св. +350 до +1500 °C)	HiC2025	ААИ143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до +500 °C	$\Delta: \pm 2,88 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -40 до +160 °C	$\Delta: \pm 2,59 \text{ }^{\circ}\text{C}$	КТХА Ех (НСХ тип К); ИМП 0399/М0-Н (от 4 до 20 мА)	– КТХА Ех: $\Delta: \pm 1,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от -40 до +275 °C); $\Delta: \pm(0,004 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от +275 до +1100 °C); – ИМП 0399/М0-Н: $\gamma: \pm(1,5/t_N \cdot 100 + 0,15) \%$; $\Delta: \pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (КХС)	HiC2025	ААИ143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -40 до +150 °C	$\Delta: \pm 1,48 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Д-КТХА Ех (НСХ тип К); PR 5335 (от 4 до 20 мА)	– Д-КТХА Ех: $\Delta: \pm 1,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от -40 до +275 °C); $\Delta: \pm(0,004 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от +275 до +1100 °C); – PR 5335: $\Delta: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ или $\gamma: \pm 0,05 \%$ (берут большее значение); $\Delta: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (КХС)	HiC2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -40 до +600 °C	$\Delta: \pm 2,95 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +400 °C	$\Delta: \pm 2,04 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +600 °C	$\Delta: \pm 2,93 \text{ }^{\circ}\text{C}$					

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК температуры	от -40 до +150 °С	$\Delta: \pm 1,76 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Д-КТХА Ех (НСХ тип К); PR 5334 (от 4 до 20 мА)	– КТХА Ех: $\Delta: \pm 1,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от -40 до +275 °С); $\Delta: \pm (0,004 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от +275 до +1100 °С); – PR 5334: $\Delta: \pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ или $\gamma: \pm 0,05 \%$ (берут большее значение); $\Delta: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (КХС)	HiC2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -40 до +120 °С	$\Delta: \pm 2,54 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Д-КТХА Ех (НСХ тип К); ИМП 0399/M0-Н (от 4 до 20 мА)	– Д-КТХА Ех: $\Delta: \pm 1,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от -40 до +275 °С); $\Delta: \pm (0,004 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от +275 до +1100 °С); – ИМП 0399/M0-Н: $\gamma: \pm (1,5/t_N \cdot 100 + 0,15) \%$; $\Delta: \pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (КХС)	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -40 до +160 °С	$\Delta: \pm 2,59 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -40 до +400 °С	$\Delta: \pm 3,24 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
ИК температуры	от -40 до +1000 °С	$\Delta: \pm 4,79 \text{ }^{\circ}\text{C}$	КТНН Ех (НСХ тип N); PR 5335 (от 4 до 20 мА)	– КТНН Ех $\Delta: \pm 1,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от -40 до +275 °С); $\Delta: \pm (0,004 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от +275 до +1250 °С); – PR 5335: $\Delta: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ или $\gamma: \pm 0,05 \%$ (берут большее значение); $\Delta: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (КХС)	HiC2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
	от -40 до +1000 °C	$\Delta: \pm 4,79 \text{ }^{\circ}\text{C}$	КТНН Ex (HCX тип N); PR 5337 (от 4 до 20 мА)	– КТНН Ex $\Delta: \pm 1,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от -40 до +275 °C); $\Delta: \pm (0,004 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от +275 до +1250 °C); – PR 5337: $\Delta: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ или $\gamma: \pm 0,05 \%$ (берут большее значение); $\Delta: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (KXC)	HiC2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -40 до +85 °C	$\Delta: \pm 0,47 \text{ }^{\circ}\text{C}$	TR10/TMT182 (HCX тип Pt100; от 4 до 20 мА)	– TR10: $\Delta: \pm (0,15 + 0,002 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$; – TMT182: $\Delta: \pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$ или $\gamma: \pm 0,08 \%$ (берут большее значение)	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
ИК температуры	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,92 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Rosemount 0065 (HCX тип Pt100); Rosemount 644 (от 4 до 20 мА)	Rosemount 0065: $\Delta: \pm (0,3 + 0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$; Rosemount 644: $\Delta: \pm 0,15 \text{ }^{\circ}\text{C}$; $\gamma: \pm 0,03 \%$ (ЦАП)	HiC2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -40 до +120 °C	см. примечание 3	П- 902820/dTRANS T01 (от 4 до 20 мА)	П-902820: $\Delta: \pm 0,001 \cdot \Delta t$; $\pm 0,0025 \cdot \Delta t$; $\pm 0,005 \cdot \Delta t$; $\pm 0,01 \cdot \Delta t \text{ }^{\circ}\text{C}$ (определяется по паспорту на П-902820)	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -40 до +180 °C						
	от -50 до +200 °C						

1	2	3	4	5	6	7	8
	от -50 до +150 °С	$\Delta: \pm 0,55 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Метран-286 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 0,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
ИК силы тока	от 4 до 20 мА	$\gamma: \pm 0,10 \%$	—	—	—	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,10 \%$
		$\gamma: \pm 0,15 \%$			HiC2025		$\gamma: \pm 0,15 \%$
		$\gamma: \pm 0,10 \%$			—	SM331	$\gamma: \pm 0,10 \%$
		$\gamma: \pm 0,15 \%$			HiD2030SK		$\gamma: \pm 0,15 \%$
ИК генерирован ия силы тока	от 4 до 20 мА	$\gamma: \pm 0,30 \%$	—	—	—	AAI543	$\gamma: \pm 0,30 \%$
		$\gamma: \pm 0,32 \%$			HiC2031		$\gamma: \pm 0,32 \%$
		$\gamma: \pm 0,10 \%$			—	SM332	$\gamma: \pm 0,10 \%$
		$\gamma: \pm 0,15 \%$			HiD2037		$\gamma: \pm 0,15 \%$

¹⁾ Нормированы с учетом погрешностей промежуточных ИП (барьеры искрозащиты) и модулей ввода/вывода сигналов.

²⁾ Шкала ИК установлена в ИС в процентах (от 0 до 100 %).

Примечания

1 Приняты следующие обозначения и сокращения:

Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности, в единицах измеряемой величины;

δ – пределы допускаемой относительной погрешности, %;

γ – пределы допускаемой приведенной погрешности (нормирующим значением для приведенной погрешности является разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений), %;

$P_{\max}$ – максимальный верхний предел измерений, кПа;

P_B – диапазон измерений, на который настроен преобразователь, кПа;

D_y – внутренний диаметр, мм;

DN – диаметр условного прохода, мм;

v – скорость рабочей среды, м/с;

Re – число Рейнольдса;

$Q_{\max}$ – верхнее значение шкалы прибора, м³/ч;

$Q_{\min}$ – нижнее значение шкалы прибора, м³/ч;

Δs – стабильность нуля, кг/ч;

G – расход жидкости, кг/ч;

X – значение объемной доли определяемого компонента в газовой смеси, подаваемой на вход газоанализатора, % НКПР;

CH_4 – химическая формула метана;

C_6H_{14} – химическая формула гексана;

C_3H_8 – химическая формула пропана;

H_2 – химическая формула водорода;

H_2S – химическая формула сероводорода;

O_2 – химическая формула кислорода;

1	2	3	4	5	6	7	8
	СО – химическая формула оксида углерода; t _N – разность между верхним и нижним пределом диапазона преобразования, °С; t – измеренная температура, °С; Δt – разница между верхним и нижним пределом диапазона измерений температуры, °С; НКПР – нижний концентрационный предел распространения пламени; КХС – компенсация холодного спа; НСХ – номинальная статическая характеристика; ЦАП – цифро-аналоговое преобразование.						
	2 Шкала ИК давления и перепада давления, применяемых для измерения перепада давления на сужающем устройстве и уровня, установлена в ИС в единицах измерения расхода и в процентах соответственно. Пределы допускаемой основной погрешности данных ИК нормированы по диапазону измерений давления (перепада давления).						
	3 Пределы допускаемой основной погрешности ИК рассчитывают по формулам: – абсолютная Δ _{ИК} , в единицах измеряемой величины						
	$\Delta_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\Delta_{\text{ПП}}^2 + \left(\gamma_{\text{ВП}} \cdot \frac{X_{\text{max}} - X_{\text{min}}}{100} \right)^2},$						
г д е	Δ _{ПП}	–	пределы допускаемой основной абсолютной погрешности первичного ИП ИК, в единицах измерения измеряемой величины;				
	γ _{ВП}	–	пределы допускаемой основной приведенной погрешности вторичной части ИК, %;				
	X _{max}	–	значение измеряемого параметра, соответствующее максимальному значению диапазона аналогового сигнала, в единицах измерения измеряемой величины;				
	X _{min}	–	значение измеряемого параметра, соответствующее минимальному значению границы диапазона аналогового сигнала, в единицах измерения измеряемой величины;				
		–	приведенная γ _{ИК} , %				
	$\gamma_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\gamma_{\text{ПП}}^2 + \gamma_{\text{ВП}}^2},$						
г д е	γ _{ПП}	–	пределы допускаемой основной приведенной погрешности первичного ИП ИК, %;				
		–	относительная δ _{ИК} , %				
	$\delta_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ПП}}^2 + \left(\gamma_{\text{ВП}} \cdot \frac{X_{\text{max}} - X_{\text{min}}}{X_{\text{изм}}} \right)^2},$						
г д е	δ _{ПП}	–	пределы допускаемой основной относительной погрешности первичного ИП ИК, %;				
	X _{изм}	–	измеренное значение, в единицах измерения измеряемой величины.				

1	2	3	4	5	6	7	8
4 Метрологические характеристики определяются в соответствии с аттестованной методикой измерений. 5 Для расчета погрешности ИК в условиях эксплуатации: – приводят форму представления основных и дополнительных погрешностей измерительных компонентов ИК к единому виду (приведенная, относительная, абсолютная); – для каждого измерительного компонента ИК рассчитывают пределы допускаемых значений погрешности в условиях эксплуатации путем учета основной и дополнительных погрешностей от влияющих факторов. Пределы допускаемых значений погрешности измерительного компонента ИК в условиях эксплуатации $\Delta_{СИ}$ рассчитывают по формуле $\Delta_{СИ} = \pm \sqrt{\Delta_0^2 + \sum_{i=0}^n \Delta_i^2},$ где Δ_0 – пределы допускаемой основной погрешности измерительного компонента; Δ_i – погрешности измерительного компонента от i-го влияющего фактора в условиях эксплуатации при общем числе n учитываемых влияющих факторов. Для каждого ИК рассчитывают границы, в которых с вероятностью, равной 0,95, должна находиться его погрешность в условиях эксплуатации $\Delta_{ИК}$, по формуле $\Delta_{ИК} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\sum_{j=0}^k (\Delta_{СИj})^2},$ где $\Delta_{СИj}$ – пределы допускаемых значений погрешности $\Delta_{СИ}$ j-го измерительного компонента при общем числе k измерительных компонентов ИК в условиях эксплуатации.							

Основные технические характеристики ИС представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Количество входных ИК, не более	1734
Количество выходных ИК, не более	280
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380^{+57}_{-76} ; 220^{+22}_{-33} 50±1
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки вторичной части ИК – в местах установки первичных ИП ИК б) относительная влажность, %, не более: – в месте установки вторичной части ИК – в местах установки первичных ИП ИК в) атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от -40 до +50 от 20 до 80, без конденсации влаги не более 95, без конденсации влаги от 84,0 до 106,7 кПа
Примечание – ИП, эксплуатация которых в указанных диапазонах температуры окружающей среды и относительной влажности не допускается, эксплуатируются при температуре окружающей среды и относительной влажности, указанных в технической документации на данные ИП.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность ИС представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная АСУТП установки гидроочистки средних дистиллятов (секция 1502) тит. 093/1 АО «ТАНЕКО»	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 01.10.2018 г. № 2091 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А».

Правообладатель

Акционерное общество «ТАНЕКО»

(АО «ТАНЕКО»)

ИНН 1651044095

Юридический адрес: 423570, Республика Татарстан, Нижнекамский р-н, г. Нижнекамск, тер. Промзона

Изготовитель

Акционерное общество «ТАНЕКО»

(АО «ТАНЕКО»)

ИНН 1651044095

Адрес: 423570, Республика Татарстан, Нижнекамский р-н, г. Нижнекамск, тер. Промзона

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»

(ООО ЦМ «СТП»)

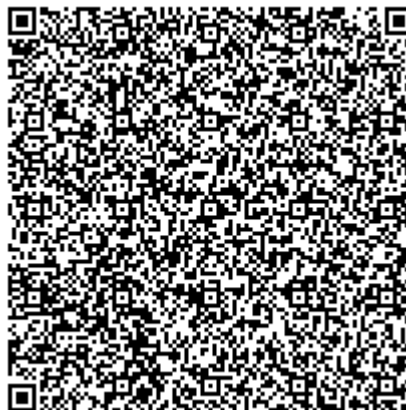
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, офис 7

Телефон: (843) 214-20-98

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229



Регистрационный № 96808-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счётчики газа объёмные диафрагменные Atmos

Назначение средства измерений

Счётчики газа объёмные диафрагменные Atmos (далее счётчики) предназначены для измерений объёма газа, проходящего через счетчик (природного газа по ГОСТ 5542-2014, паров сжиженного газа по ГОСТ 20448-90 и других газов, не агрессивных к материалам счетчика), при рабочих условиях или объёма газа, приведенного к температуре плюс 20 °С.

Описание средства измерений

Принцип действия счётчиков основан на преобразовании разности давлений газа на входе и выходе в возвратно-поступательное движение мембран, образующих измерительные камеры. Движение мембран преобразуется рычажно-кривошипным механизмом во вращательное движение вала, который приводит в движение счётный механизм.

Счётчики конструктивно состоят из герметичного оцинкованного корпуса с измерительным механизмом и отсчётного устройства, механического или электронного типа. Счётчики могут оснащаться запорным клапаном и (или) датчиком загазованности.

Механическое отсчётное устройство состоит из корпуса с механической (или магнитной) трансмиссией с защитой от обратного хода и механической термокомпенсацией в виде спиральной биметаллической пружины для приведения измеренного объёма газа к 20 °С.

Электронное отсчётное устройство состоит из корпуса с механической или магнитной трансмиссией, электронного блока и электронной термокомпенсацией в виде встроенного термопреобразователя и датчика загазованности.

Электронный блок обеспечивает:

- вычисление накопленного объёма газа, приведённого к стандартным условиям с учётом условно-постоянных подстановочных значений давления и коэффициента сжимаемости в зависимости от реально измеряемых температур;
- ведение архива данных и событий;
- контроль за наличием воздуха в трубопроводе, состоянием батарей питания, температуры внешней среды, внешнего вмешательства;
- управление запорным клапаном;
- передачу данных через различные интерфейсы связи (оптопорт, NFC, GPRS, NB-IoT, 4G, LoRaWAN, wMbus);

Интерфейсы связи предназначены для дистанционной передачи информации об объёме потреблённого газа, а также для дистанционного управления запорным клапаном по команде с пункта учёта газоснабжающей организацией.

Структура условного обозначения счётчика:

Счётчик газа объёмный диафрагменный Atmos X₁X₂-X₃-X₄-X₅

- X₁ – G1.6, G2.5, G4, G6 типоразмер стандартный с механическим отсчётным устройством;
AG1.6, AG2.5, AG4, AG6 типоразмер стандартный с механическим отсчётным устройством и с асинхронно скользящими клапанами в виде задвижек;
WG2.5, WG6 типоразмер с механическим отсчётным устройством и с расширенными метрологическими характеристиками;
Unicom IG1.6, Unicom IG2.5, Unicom IG4, Unicom IG6 типоразмер с электронным модулем счётного устройства и электронным блоком коррекции по температуре.
- X₂ – М - механическая связь счетного механизма с гидравлической частью;
N - магнитная связь счетного механизма с гидравлической частью;
- X₃ – Т – с механическим устройством температурной коррекции при наличии;
- X₄ – К - запорный клапан при наличии;
Д - датчик загазованности при наличии;
И - импульсный выход;
- X₅ – GPRS, NB-IoT, LoRa - интерфейс связи при наличии.

Общий вид счетчиков и места установки пломб для защиты от несанкционированного доступа представлены на рисунке 1.



исполнение Atmos G1.6
(G2.5; G4; G6)



исполнение Atmos AG1.6
(AG2.5; AG4; AG6)



исполнение Atmos WG2.5 (WG6)



исполнение Atmos Unicom IG1.6
(Unicom IG2.5; Unicom IG4; Unicom IG6)

Рисунок 1 – Общий вид счетчиков

Заводской номер счётчика состоит из арабских цифр в формате, указанном на рисунке 2, является уникальным, присваивается организацией-изготовителем при выпуске из производства нарастающим итогом. Заводские номера указываются на корпусе счетчика, дублируются штрихкодом согласно рисунка 2, печатаются в паспорте счетчика.

Знак утверждения типа средств измерений наносится на корпус счетчиков в месте, указанном на рисунке 2.

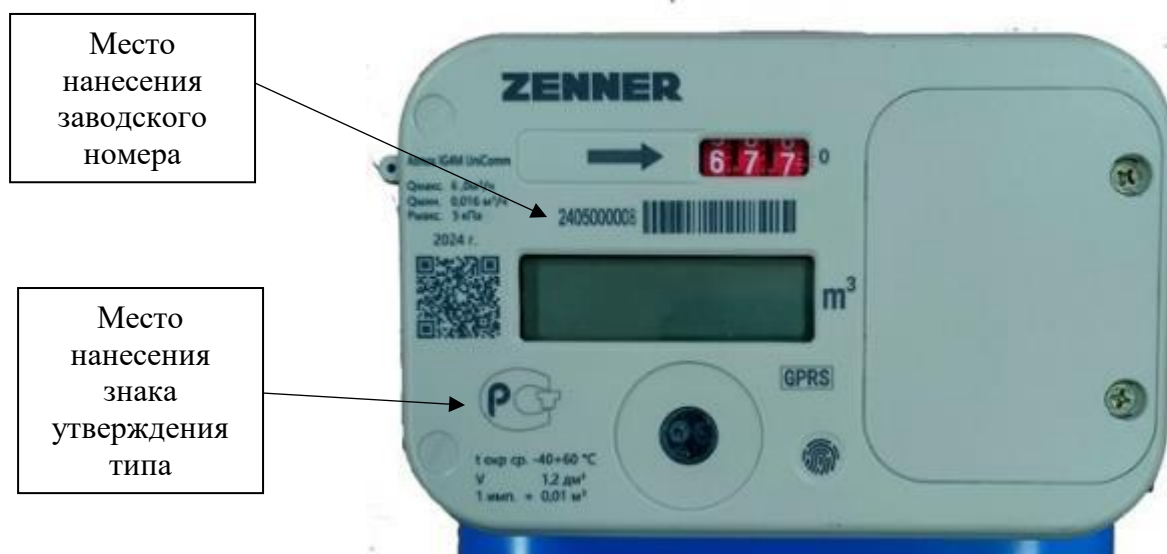
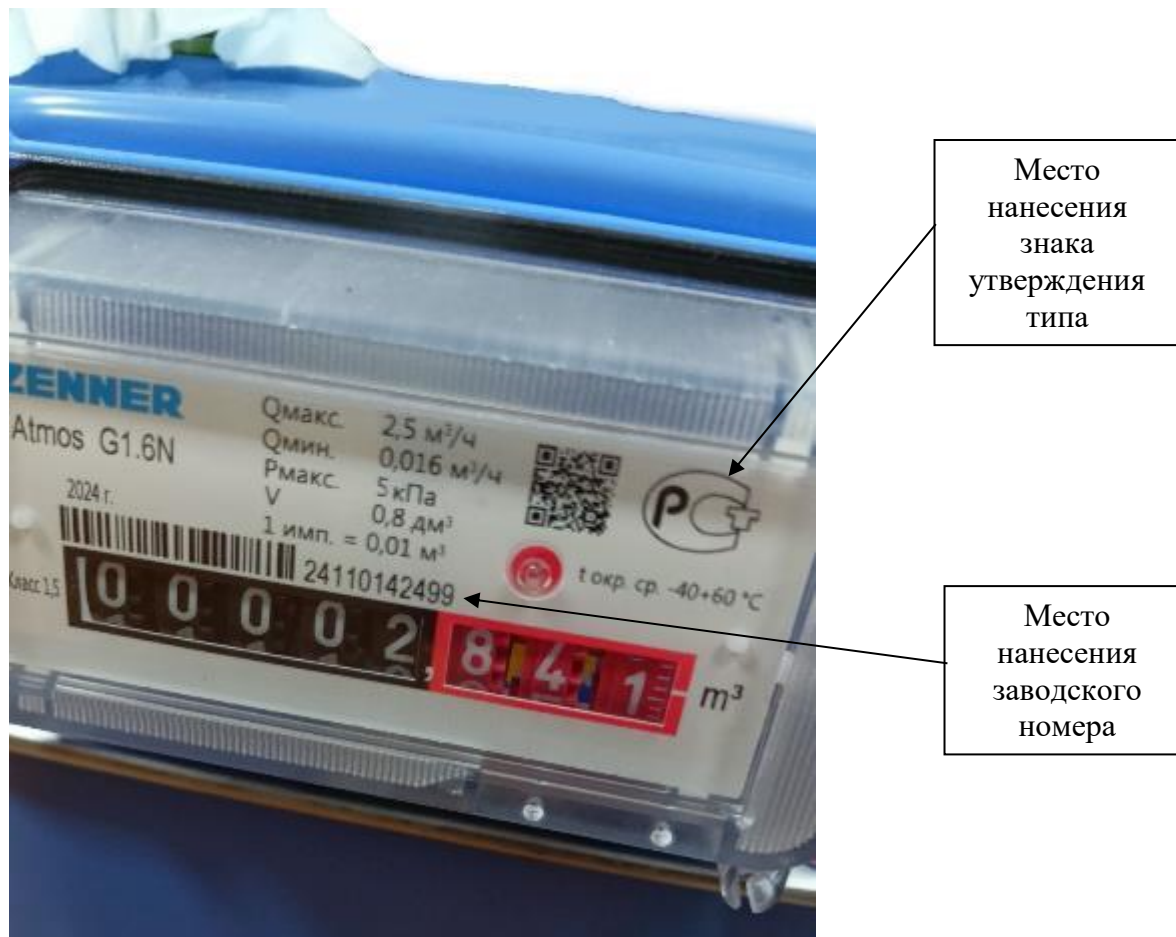


Рисунок 2 – Места расположения заводского номера и нанесения на корпус счетчика знака утверждения типа средств измерений

Схема пломбировки для предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений и места нанесения знака поверки на корпус средства измерений представлены на рисунке 3.

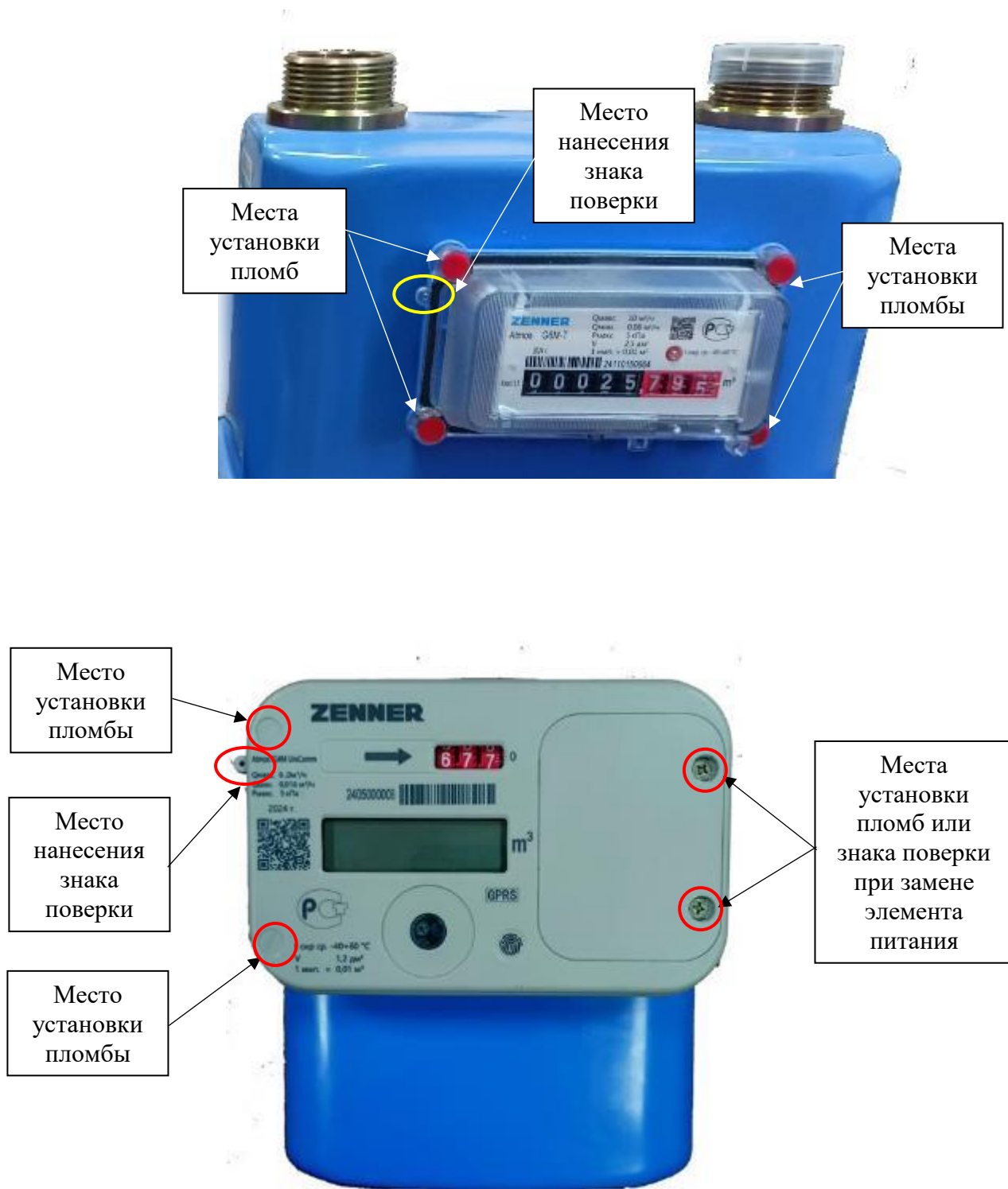


Рисунок 3 – Схема пломбировки счетчиков и места нанесения на корпус счетчика знака поверки

Программное обеспечение

ПО установленное в счётчике является встроенным и выполняет следующие функции:

- измерение потреблённого объёма газа и приведение его к стандартным условиям;
- отображение информации на ЖКИ (объём газа, состояние элементов питания и т.д.);
- управления запорным клапаном;
- передачи данных;

ПО однократно вписывается в постоянную память микроконтроллера счётчика при производстве и не может быть изменено. Изменение данных, хранящихся в памяти счётчика и результатов измерений с помощью команд, вводимых через интерфейс пользователя невозможно.

Защита ПО от обеспечивается конструкцией счётчика.

ПО защищено от несанкционированного доступа, преднамеренных и непреднамеренных изменений механическим опечатыванием – установкой пломбы со знаком поверки.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	АТМ
Номер версии не ниже (идентификационный номер)	71XXXXX*
Цифровой идентификатор	-
* XXXXX - значения от 00001 до 99999	

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

Метрологические и технические характеристики

приведены в таблицах 2 – 8.

Таблица 2 – Метрологические характеристики счетчиков Atmos исполнения G, AG

Наименование характеристики	Значение			
Типоразмер счетчика	1.6	2.5	4	6
Номинальный расход газа Q_{nom} , м³/ч	1,6	2,5	4	6
Максимальный расход газа Q_{max} , м³/ч	2,5	4	6	10
Минимальный расход газа Q_{min} , м³/ч	0,016	0,025	0,04	0,06
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объема газа при рабочих условиях или объема газа, приведенного к температуре плюс 20 °С, %, в диапазоне объемных расходов не более: в диапазоне $Q_{min} < Q \leq 0,1Q_{nom}$ в диапазоне $0,1Q_{nom} < Q \leq Q_{max}$	±3 ±1,5			
Емкость отсчетного устройства, м³	99999,999			
Цена единицы младшего разряда (деления шкалы), дм³	1			
Циклический объем, дм³, не менее	1,2			

Таблица 3 – Основные технические характеристики счетчиков Atmos исполнения G, AG

Наименование характеристики	Значение				
Типоразмер счетчика	1.6	2.5	4	6	
Соединительная резьба	G1 1/4	G1 1/4	G1 1/4	G1 1/4	G1 1/4
Межцентровое расстояние между штуцерами, мм	110/130	110/130	110/130	160	250
Высота, мм	188,5	188,5	230	286,5	261,4
Ширина, мм	183,8	183,8	205	254,2	330
Глубина, мм	157,3	157,3	168	194,5	185,9
Масса, кг	1,55	1,55	2	4,1	4,1
Максимальное рабочее давление измеряемой среды, кПа	5				
Наибольшее избыточное давление внутри корпуса, кПа	50				
Потеря давления при $Q_{\max}$, Па, не более	200				
Условия эксплуатации: температура окружающей среды, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность воздуха, не более, %	от -40 до +70 от 84 до 106,7 90				

Таблица 4 – Метрологические характеристики счетчиков Atmos исполнения WG

Наименование характеристики	Значение	
Типоразмер счетчика	2.5	6
Номинальный расход газа $Q_{\text{ном}}$, м³/ч	2,5	6
Максимальный расход газа Q_{max} , м³/ч	6	10
Минимальный расход газа Q_{min} , м³/ч	0,016	0,04
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объема газа при рабочих условиях или объема газа, приведенного к температуре плюс 20 °C, %, в диапазоне объёмных расходов не более: в диапазоне $Q_{\text{min}} < Q \leq 0,1Q_{\text{ном}}$ в диапазоне $0,1Q_{\text{ном}} < Q \leq Q_{\text{max}}$	±3 ±1,5	
Емкость отсчетного устройства, м³	99999,999	
Цена единицы младшего разряда (деления шкалы), дм³	1	
Циклический объем, дм³, не менее	1,2	

Таблица 5 – Основные технические характеристики счетчиков Atmos исполнения WG

Наименование характеристики	Значение	
Типоразмер счетчика	2.5	6
Соединительная резьба	G1 1/4	G1 1/4
Межцентровое расстояние между штуцерами, мм	110/130	250

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение	
Высота, мм	223	261,4
Ширина, мм	205	330
Глубина, мм	166	185,9
Масса, кг	2,1	4,1
Максимальное рабочее давление измеряемой среды, кПа	5	
Наибольшее избыточное давление внутри корпуса, кПа	50	
Потеря давления при $Q_{\max}$, Па, не более	200	
Условия эксплуатации: температура окружающей среды, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность воздуха, не более, %	от -40 до +70 от 84 до 106,7 90	

Таблица 6 – Метрологические характеристики счетчиков Atmos исполнения Unicom IG

Наименование характеристики	Значение			
Типоразмер счетчика	1.6	2.5	4	6
Номинальный расход газа Q_{nom} , м³/ч	1,6	2,5	4	6
Максимальный расход газа Q_{max} , м³/ч	2,5	6	6	10
Минимальный расход газа Q_{min} , м³/ч	0,016	0,016	0,016	0,04
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объема газа, приведенного к температуре плюс 20 °C, %, в диапазоне объёмных расходов не более: в диапазоне $Q_{\text{min}} < Q \leq 0,1Q_{\text{nom}}$ в диапазоне $0,1Q_{\text{nom}} < Q \leq Q_{\text{max}}$	± 3 $\pm 1,5$			
Емкость отсчетного устройства, м³	99999,999			
Цена единицы младшего разряда (деления шкалы), дм³	1			
Циклический объем, дм³, не менее	1,2			

Таблица 7 – Основные технические характеристики счетчиков Atmos исполнения Unicom IG

Наименование характеристики	Значение			
Типоразмер счетчика	1,6	2,5	4	6
Соединительная резьба	G1 1/4	G1 1/4	G1 1/4	G1 1/4
Межцентровое расстояние между	130	130	130	250

Продолжение таблицы 7

Наименование характеристики	Значение			
Высота, мм	219,4	219,4	219,4	261,4
Ширина, мм	205	205	205	330
Глубина, мм	167,6	167,6	167,6	185,9
Масса, кг	2,25	2,25	2,25	4,1
Максимальное рабочее давление измеряемой среды, кПа	5			
Наибольшее избыточное давление внутри корпуса, кПа	50			
Потеря давления при $Q_{\max}$, Па, не более	200			
Условия эксплуатации: температура окружающей среды, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность воздуха, не более, %	от -40 до +70 от 84 до 106,7 90			

Таблица 8 – Показатели надежности счетчиков Atmos

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка счетчика до отказа, ч	95000
Средний срок службы, лет	12

Знак утверждения типа

на корпус средства измерений носится в соответствие с рисунком 2.

Комплектность средства измерений

Таблица 9 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Счётчик газа объёмный диафрагменный Atmos	по заказу	1 шт	
Паспорт		1 экз	
Комплект монтажных частей			по заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в разделе 3 «Устройство и принцип работы» документа «Счётчики газа объёмные диафрагменные Atmos. Паспорт».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»;

Счётчик газа объёмный диафрагменный Atmos. Стандарт предприятия.

Правообладатель

Фирма «ZENNER METERING TECHNOLOGY (SHANGHAI) LTD», Китай
Адрес: NO.6558, East Yinggang Road, Qingpu Industrial Zone, 201703 Shanghai, China
Тел. / факс: 86-(21)3116-6688*8683 / 86-(21)3116-6688*8098
Web-сайт: www.zenner-metering.com

Изготовитель

Фирма «ZENNER METERING TECHNOLOGY (SHANGHAI) LTD», Китай
Адрес: NO.6558, East Yinggang Road, Qingpu Industrial Zone, 201703 Shanghai, China
Тел. / факс: 86-(21)3116-6688*8683 / 86-(21)3116-6688*8098
Web-сайт: www.zenner-metering.com

Испытательный центр

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие
«Метрологический центр энергоресурсов»

(ЗАО КИП «МЦЭ»)

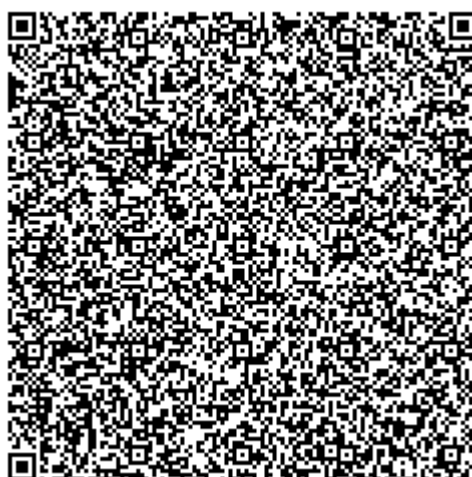
Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское шоссе, д. 88, стр. 8

Телефон (факс): +7 495-491-78-12

E-mail: sittek@mail.ru; mce-info@mail.ru

Web-сайт: www.kip-mce.ru

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



Регистрационный № 96809-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система налива (сливная колонка) сжиженного природного газа для заправки автомобильных цистерн ООО «Газпром СПГ технологии»

Назначение средства измерений

Система налива (сливная колонка) сжиженного природного газа для заправки автомобильных цистерн ООО «Газпром СПГ технологии» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы сжиженного природного газа (далее – СПГ) при заправке автомобильных цистерн.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на вычислении массы СПГ на основании результатов прямых измерений массы жидкой фазы СПГ и возвращенной из заправляемой автомобильной цистерны массы отпарного газа (паровой фазы). Отпарной газ образуется в результате теплопотерь в процессе хранения СПГ в автомобильной цистерне, захлаживания автомобильной цистерны и элементов заправочного тракта системы в процессе заправки СПГ.

Масса СПГ, отпущенная в автомобильную цистерну, равна разнице массы жидкой фазы СПГ и массы отпарного газа (паровой фазы), вытесненного из заправляемой автомобильной цистерны. Измерение массы СПГ и отпарного газа осуществляется с помощью счетчиков расходомеров массовых, данные от которых передаются по цифровому сигналу в контроллер, где происходит вычисление массы СПГ, отпущенной в автомобильную цистерну.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на систему и эксплуатационными документами на ее компоненты.

В состав системы входят опорная конструкция, система сбора и обработки информации в составе контроллера БРИГ-12-312 (заводской номер 872), панели оператора сMT3161X Weintek Operator Panel и АРМ оператора (визуализация результатов измерений), средства измерений температуры, давления, массы жидкой и паровой фазы СПГ, указанные в таблице 1, фильтр, предохранительные клапана, запорно-регулирующая арматура, рукава, трубопроводы.

Т а б л и ц а 1 – Состав системы

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ)
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF (далее - СРМ)	45115-16
Преобразователи давления измерительный 3051 модели 3051TG	14061-15
Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13

Заводской номер в цифровом формате (№ 175) нанесен на табличку, закрепленную на корпусе системы, методом лазерной гравировки.

Общий вид системы с указанием места нанесения заводского номера приведены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид системы с указанием места нанесения заводского номера

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, выполняется пломбировка контроллера БРИГ-12-312 и панели оператора сMT3161X Weintek Operator Panel, входящих в состав система сбора и обработки информации, нанесением знака поверки методом давления на свинцовую (пластмассовую) пломбу, установленную на проволоке, пропущенной через отверстия корпусов (крепежных элементов). Схема установки пломб представлена на рисунке 2.

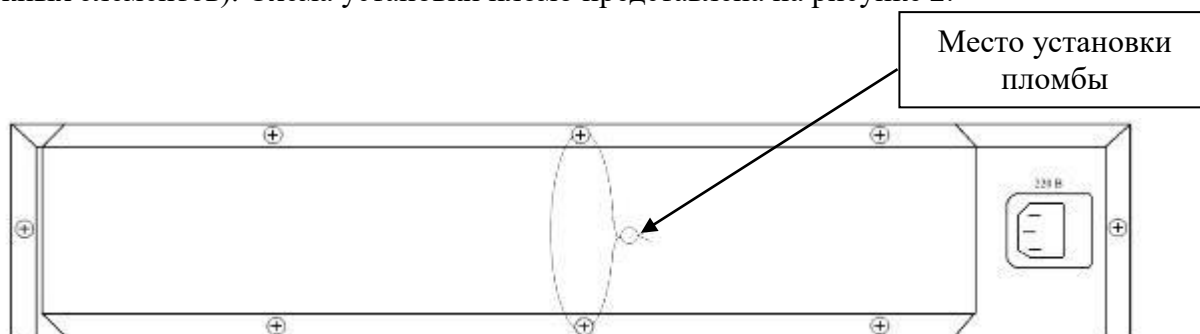


Рисунок 2 – Схема установки пломб

Конструкцией системы место нанесения знака утверждения типа не предусмотрено. Нанесение знака поверки на систему не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы реализовано в контроллере БРИГ-12-312. Идентификационные данные ПО указаны в таблице 2. Метрологические характеристики системы указаны с учетом влияния ПО.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	NalivSPGSadilovo
Номер версии (идентификационный номер) ПО	810
Цифровой идентификатор ПО	61408

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Рабочий диапазон массового расхода сжиженного природного газа, кг/ч	от 2 000 до 20 000
Рабочий диапазон массового расхода паровой фазы, кг/ч	от 300 до 3 000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сжиженного природного газа, %	$\pm 1,0$

Таблица 4 – Основные технические характеристики системы и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	сжиженный природный газ
Максимальное рабочее избыточное давление, МПа	1,6
Рабочий диапазон температуры сжиженного природного газа, °C	от -160 до -110
Режим работы системы налива	периодический
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 $\pm$ 22, однофазное 50 $\pm$ 1

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Наработка на отказ, ч, не менее	10 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта системы печатным способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система налива (сливная колонка) сжиженного природного газа для заправки автомобильных цистерн ООО «Газпром СПГ технологии»	-	1
Руководство по эксплуатации	-	1
Паспорт	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса сжиженного природного газа. Методика измерений системой налива (сливная колонка) сжиженного природного газа для заправки автомобильных цистерн ООО «Газпром СПГ технологии», аттестованном ВНИИР – филиалом ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» (свидетельство об аттестации номер RA.RU.313391/5014-25 от 30.01.2025) и зарегистрированном в ФИФ ОЕИ под номером ФР.1.29.2025.50789.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений (перечень, п. 6.7.3);

Приказ Росстандарта от 26.09.2022 № 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.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром СПГ технологии»
(ООО «Газпром СПГ технологии»)

Юридический адрес: 197022, г. Санкт-Петербург, Аптекарская набережная, д. 20, литера А, пом/офис 16-Н/320

ИНН: 7813283781

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация-Метрология-ЭКСПЕРТ»
(ООО «Автоматизация-Метрология-ЭКСПЕРТ»)

ИНН: 0276115746

Юридический адрес: 450104, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Уфимское шоссе, д. 13А Телефон/факс: +7 (347) 286-53-50 E-mail: info@ame-info.ru

Адрес места осуществления деятельности: 450056, Республика Башкортостан, Уфимский муниципальный р-н, сп. Zubovskiy сельсовет, тер. Станция Уршак, ул. Аграрная, зд. 12/1

Испытательный центр

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

(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

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

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

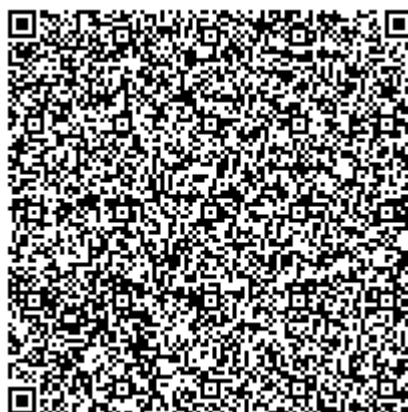
Телефон: 8(843) 272-70-62

Факс: 8(843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 05 » ноября 2025 г. № 2387

Регистрационный № 96810-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС, изготовлены в следующих модификациях: РВС-2000, РВС-3000.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтепродуктами до произвольного уровня, соответствующего объему нефтепродуктов, согласно градуировочной таблице резервуара.

Резервуары представляют собой стальную вертикальную конструкцию цилиндрической формы с днищем, крышей. Резервуары оборудованы приемо-раздаточными устройствами и люками. Заполнение и выдача нефтепродуктов осуществляется через приемораздаточные устройства.

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-2000 с заводским номером 30; РВС-3000 с заводскими номерами 46, 49, 50, расположены по адресу: АО «Чукотснаб» Районный участок "Певек" (Чукотский АО, Чаунский район, г. Певек, нефтебаза).

Фотографии общего вида резервуаров, горловин замерного люка и заводских номеров представлены на рисунке 1.

Заводские номера в виде цифрового обозначения, нанесены на резервуары аэрографическим способом (обеспечивающим идентификацию, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации резервуара) и в технические паспорта на резервуары типографическим способом.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

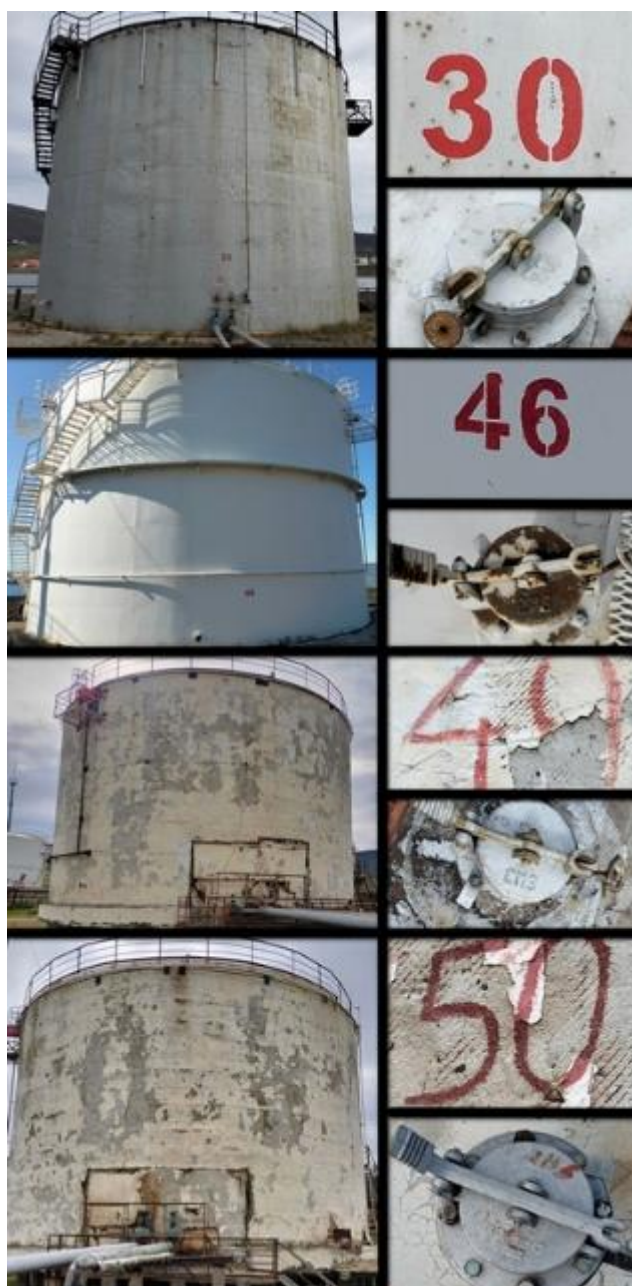


Рисунок 1 – Фотографии общего вида резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВС-2000(№ 30), РВС-3000(№№ 46, 49, 50), их горловин замерного люка и заводских номеров

Метрологические и технические характеристики

Метрологические, основные технические характеристики и показатели надежности резервуара приведены в таблицах 1, 2 и 3.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Номинальная вместимость, м ³	2000	3000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	± 0,2	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С	от - 40 до +50

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технического паспорта резервуара методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность резервуара

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	PBC-2000 PBC-3000	1 шт. 3 шт.
Технический паспорт		4 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 технического паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Акционерное общество «Чукотснаб»

(АО «Чукотснаб»)

ИНН 8709908421

Юридический адрес: 689000 Чукотский Автономный Округ, г. Анадырь, ул. Южная,
д. 4

Телефон: +7(42722) 2-70-00, 2-70-03

E-mail: :snab@chsnab.chukotka.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Чукотснаб»

(АО «Чукотснаб»)

ИНН 8709908421

Адрес: 689000 Чукотский Автономный Округ, г. Анадырь, ул. Южная, д. 4

Телефон: +7(42722) 2-70-00, 2-70-03

E-mail: snab@chsnab.chukotka.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Метролог»

(АО «Метролог»)

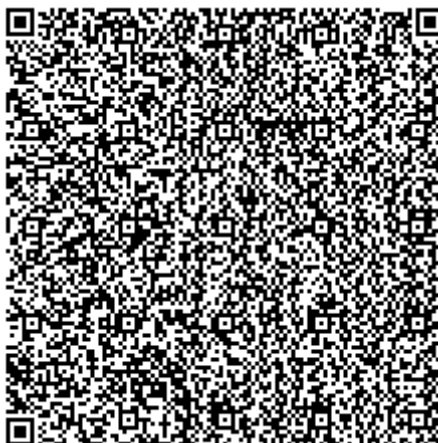
Адрес: Российская Федерация, 443125, Самарская обл., г. Самара, ул. Губанова, 20а,
офис 13

Почтовый адрес: 443076, г. Самара ул. Партизанская, 173

Телефон: +7 (846) 279-11-66

E-mail: prot@metrolog-samara.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311958



Регистрационный № 96811-25

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Машины координатно-измерительные MEZORIX ATLAS

Назначение средства измерений

Машины координатно-измерительные MEZORIX ATLAS (далее – КИМ) предназначены для неразрушающего контроля узлов и деталей, измерений геометрических размеров и расположения поверхностей, проведения статистического анализа, измерения профилей деталей сложной формы, контроля качества и обратного инжиниринга.

Описание средства измерений

Принцип действия КИМ основан на поочередном измерении координат определенного числа точек поверхности детали с последующим расчетом линейных и угловых размеров, отклонений размера, формы и расположения в соответствующей системе координат.

Конструкция КИМ порталная, с неподвижным гранитным измерительным столом и боковым приводом портала, перемещающимися на воздушных подшипниках. Три направляющие КИМ образуют декартову базовую систему координат X, Y, Z, в которой расположена измерительная головка с одним или несколькими сменными контактными датчиками TP20, CZ20, SP25M, RSP2, RSP3.

Измерения производятся в ручном и автоматическом режимах. Ручной режим управления КИМ осуществляется с клавиатуры компьютера или при помощи пульта управления, переключающегося на замедленный ход. Автоматический режим реализуется по заранее составленной программе.

К средствам измерений данного типа относятся машины координатно-измерительные MEZORIX ATLAS модификаций ATLAS C, ATLAS S, ATLAS WH, которые отличаются погрешностью, диапазонами измерений и конфигурациями контактных датчиков.

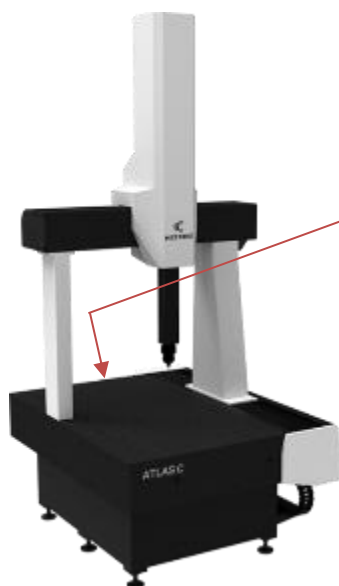
Пломбирование крепёжных винтов корпуса КИМ не предусмотрено, ограничение доступа к местам настройки (регулировки) обеспечено конструкцией корпуса.

Заводской номер КИМ в буквенно-числовом формате указывается методом печати на маркировочной табличке, расположенной сзади на гранитном измерительном столе.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид КИМ представлен на рисунках 1 – 4.

Общий вид маркировочной таблички представлен на рисунке 5.



Место указания
заводского
номера

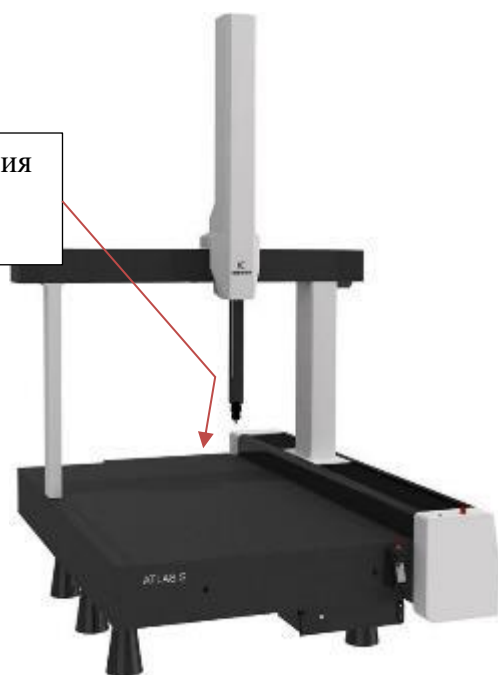
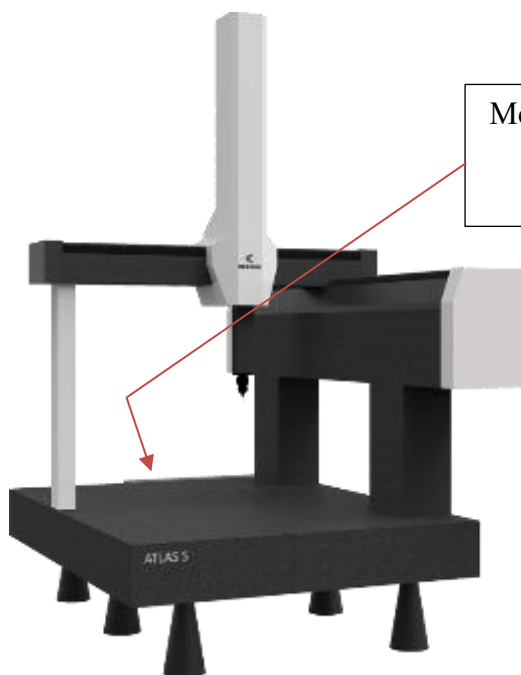


Рисунок 1 – Общий вид машин координатно-измерительных MEZORIX ATLAS модификации ATLAS C

Рисунок 2 – Общий вид машин координатно-измерительных MEZORIX ATLAS модификации ATLAS S



Место указания
заводского
номера

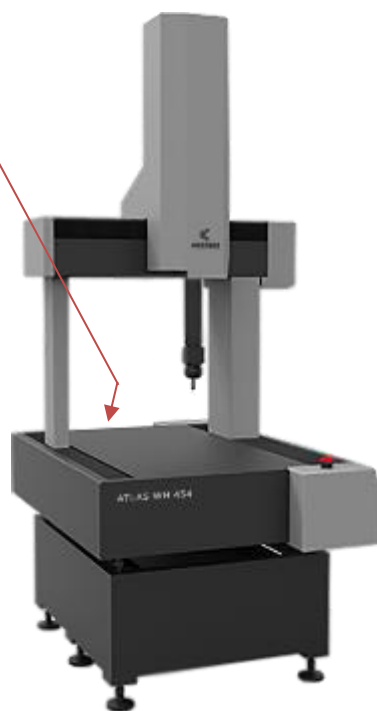


Рисунок 3 – Общий вид машин координатно-измерительных MEZORIX ATLAS модификации ATLAS S больших размеров

Рисунок 4 – Общий вид машин координатно-измерительных MEZORIX ATLAS модификации ATLAS WH

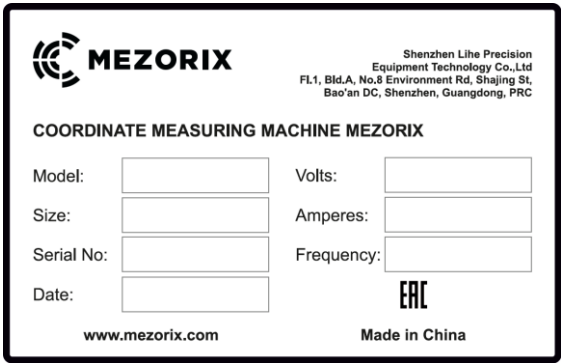


Рисунок 5 – Общий вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

Для работы с КИМ используется метрологически значимое программное обеспечение (далее – ПО) «Rational DMIS», «PolyWorks Inspector», «Aberlink 3D», «SuperDMIS», «Geomera 3D», «Modus», устанавливаемое на локальном персональном компьютере для управления КИМ, обработки и хранения результатов измерений.

Аппаратная и программная части, работая совместно, обеспечивают заявленные точности конечных результатов измерений.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение					
Идентификационное наименование ПО	Rational DMIS	PolyWorks Inspector	Aberlink 3D	Super DMIS	Geomera 3D	Modus
Номер версии (идентификационный номер ПО)	202X.X*	202X IRX.X	4.XX.X	1.X	1.X	1.X
Цифровой идентификатор ПО	-	-	-	-	-	-
* - X – изменяемая часть номера версии ПО						

* - X – изменяемая часть номера версии ПО

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Модификация КИМ	Типо-размер КИМ	Диапазон измерений, мм			Пределы допускаемой абсолютной объемной погрешности МРЕ _в , мкм				Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительной головки МРЕ _р , мкм			
		По оси X	По оси Y	По оси Z								
					Конфигурация контактных датчиков							
					TP20 / CZ20	SP25M	RSP2	RSP3	TP20/CZ 20	SP25M	RSP2	RSP3
ATLAS C	686	от 0 до 600	от 0 до 800	от 0 до 600	±(2,0+L/300)	-	-	-	±2,2	-	-	-
	8106	от 0 до 800	от 0 до 1000	от 0 до 600	±(2,0+L/300)	-	-	-	±2,5	-	-	-
	8126	от 0 до 800	от 0 до 1200	от 0 до 600	±(2,5+L/300)	-	-	-	±2,8	-	-	-
	8156	от 0 до 800	от 0 до 1500	от 0 до 600	±(2,5+L/300)	-	-	-	±2,8	-	-	-
	8206	от 0 до 800	от 0 до 2000	от 0 до 600	±(3,2+L/300)	-	-	-	±3,5	-	-	-
ATLAS S	565	от 0 до 500	от 0 до 600	от 0 до 500	±(1,6+L/300)	±(0,9+L/300)	±(2,4+L/300)	±(1,4+L/300)	±1,8	±1,5	±2,7	±1,7
	686	от 0 до 600	от 0 до 800	от 0 до 600	±(1,7+L/300)	±(1,0+L/300)	±(2,5+L/300)	±(1,5+L/300)	±1,9	±1,5	±2,8	±1,8
	6106	от 0 до 600	от 0 до 1000	от 0 до 600	±(1,7+L/300)	±(1,0+L/300)	±(2,5+L/300)	±(1,5+L/300)	±1,9	±1,5	±2,8	±1,8
	6156	от 0 до 600	от 0 до 1500	от 0 до 600	±(1,7+L/300)	±(1,0+L/300)	±(2,5+L/300)	±(1,5+L/300)	±1,9	±1,5	±2,8	±1,8
	8106	от 0 до 800	от 0 до 1000	от 0 до 600	±(1,8+L/300)	±(1,2+L/300)	±(2,6+L/300)	±(1,6+L/300)	±2,0	±1,8	±2,9	±2,0
	8126	от 0 до 800	от 0 до 1200	от 0 до 600	±(1,8+L/300)	±(1,2+L/300)	±(2,6+L/300)	±(1,6+L/300)	±2,0	±1,8	±2,9	±2,0

Продолжение таблицы 2

Модификация КИМ	Типо-размер КИМ	Диапазон измерений, мм			Пределы допускаемой абсолютной объемной погрешности МРЕ _в , мкм				Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительной головки МРЕ _г , мкм			
		По оси X	По оси Y	По оси Z								
					Конфигурация контактных датчиков							
					TP20 / CZ20	SP25M	RSP2	RSP3	TP20/CZ20	SP25M	RSP2	RSP3
	8156	от 0 до 800	от 0 до 1500	от 0 до 600	±(1,8+L/300)	±(1,2+L/300)	±(2,6+L/300)	±(1,6+L/300)	±2,0	±1,8	±2,9	±2,0
	8206	от 0 до 800	от 0 до 2000	от 0 до 600	±(1,8+L/300)	±(1,2+L/300)	±(2,6+L/300)	±(1,6+L/300)	±2,0	±1,8	±2,9	±2,0
	10128	от 0 до 1000	от 0 до 1200	от 0 до 800	±(2,5+L/300)	±(1,4+L/300)	±(2,8+L/300)	±(1,8+L/300)	±3,0	±2,0	±3,2	±2,2
	10158	от 0 до 1000	от 0 до 1500	от 0 до 800	±(2,5+L/300)	±(1,4+L/300)	±(2,8+L/300)	±(1,8+L/300)	±3,0	±2,0	±3,2	±2,2
	10208	от 0 до 1000	от 0 до 2000	от 0 до 800	±(2,5+L/300)	±(1,4+L/300)	±(2,8+L/300)	±(1,8+L/300)	±3,0	±2,0	±3,2	±2,2
	10258	от 0 до 1000	от 0 до 2500	от 0 до 800	±(2,5+L/300)	±(1,4+L/300)	±(2,8+L/300)	±(1,8+L/300)	±3,0	±2,0	±3,2	±2,2
	101210	от 0 до 1000	от 0 до 1200	от 0 до 1000	±(2,8+L/300)	±(1,6+L/300)	±(3,0+L/300)	±(2,0+L/300)	±3,3	±2,2	±3,4	±2,4
	101510	от 0 до 1000	от 0 до 1500	от 0 до 1000	±(2,8+L/300)	±(1,6+L/300)	±(3,0+L/300)	±(2,0+L/300)	±3,3	±2,2	±3,4	±2,4
	102010	от 0 до 1000	от 0 до 2000	от 0 до 1000	±(2,8+L/300)	±(1,6+L/300)	±(3,0+L/300)	±(2,0+L/300)	±3,3	±2,2	±3,4	±2,4
	102510	от 0 до 1000	от 0 до 2500	от 0 до 1000	±(2,8+L/300)	±(1,6+L/300)	±(3,0+L/300)	±(2,0+L/300)	±3,3	±2,2	±3,4	±2,4
	121510	от 0 до 1200	от 0 до 1500	от 0 до 1000	±(2,8+L/300)	±(1,6+L/300)	±(3,0+L/300)	±(2,0+L/300)	±3,3	±2,2	±3,4	±2,4
	122010	от 0 до 1200	от 0 до 2000	от 0 до 1000	±(2,8+L/300)	±(1,6+L/300)	±(3,0+L/300)	±(2,0+L/300)	±3,3	±2,2	±3,4	±2,4

Продолжение таблицы 2

Модификация КИМ	Типо-размер КИМ	Диапазон измерений, мм			Пределы допускаемой абсолютной объемной погрешности МРЕ _в , мкм				Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительной головки МРЕ _г , мкм			
		По оси Х	По оси У	По оси Z								
					Конфигурация контактных датчиков							
					TP20 / CZ20	SP25M	RSP2	RSP3	TP20/CZ 20	SP25M	RSP2	RSP3
	122510	от 0 до 1200	от 0 до 2500	от 0 до 1000	±(2,8+L/300)	±(1,6+L/300)	±(3,0+L/300)	±(2,0+L/300)	±3,3	±2,2	±3,4	±2,4
	123010	от 0 до 1200	от 0 до 3000	от 0 до 1000	±(2,8+L/300)	±(1,6+L/300)	±(3,0+L/300)	±(2,0+L/300)	±3,3	±2,2	±3,4	±2,4
	152010	от 0 до 1500	от 0 до 2000	от 0 до 1000	±(3,2+L/300)	±(1,8+L/300)	±(3,5+L/300)	±(2,5+L/300)	±3,8	±2,5	±3,9	±2,9
	152510	от 0 до 1500	от 0 до 2500	от 0 до 1000	±(3,2+L/300)	±(1,8+L/300)	±(3,5+L/300)	±(2,5+L/300)	±3,8	±2,5	±3,9	±2,9
	153010	от 0 до 1500	от 0 до 3000	от 0 до 1000	±(3,2+L/300)	±(1,8+L/300)	±(3,5+L/300)	±(2,5+L/300)	±3,8	±2,5	±3,9	±2,9
	154010	от 0 до 1500	от 0 до 4000	от 0 до 1000	±(3,2+L/300)	±(2,3+L/300)	±(3,5+L/300)	±(2,5+L/300)	±3,8	±2,8	±3,9	±2,9
	152012	от 0 до 1500	от 0 до 2000	от 0 до 1200	±(3,5+L/300)	±(2,0+L/300)	±(3,8+L/300)	±(2,8+L/300)	±4,0	±2,8	±4,2	±3,2
	152512	от 0 до 1500	от 0 до 2500	от 0 до 1200	±(3,5+L/300)	±(2,0+L/300)	±(3,8+L/300)	±(2,8+L/300)	±4,0	±2,8	±4,2	±3,2
	153012	от 0 до 1500	от 0 до 3000	от 0 до 1200	±(3,5+L/300)	±(2,0+L/300)	±(3,8+L/300)	±(2,8+L/300)	±4,0	±2,8	±4,2	±3,2
	154012	от 0 до 1500	от 0 до 4000	от 0 до 1200	±(4,5+L/300)	±(2,5+L/300)	±(3,8+L/300)	±(3,0+L/300)	±5,0	±2,8	±4,4	±3,4
	152015	от 0 до 1500	от 0 до 2000	от 0 до 1500	±(4,5+L/300)	±(2,8+L/300)	±(4,5+L/300)	±(3,5+L/300)	±5,0	±3,5	±4,7	±3,7
	153015	от 0 до 1500	от 0 до 3000	от 0 до 1500	±(4,5+L/300)	±(2,8+L/300)	±(4,5+L/300)	±(3,5+L/300)	±5,0	±3,5	±4,7	±3,7

Продолжение таблицы 2

Модификация КИМ	Типоразмер КИМ	Диапазон измерений, мм			Пределы допускаемой абсолютной объемной погрешности МРЕ _Е , мкм				Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительной головки МРЕ _Р , мкм			
		По оси Х	По оси Y	По оси Z								
					Конфигурация контактных датчиков							
					TP20 / CZ20	SP25M	RSP2	RSP3	TP20/CZ20	SP25M	RSP2	RSP3
	154015	от 0 до 1500	от 0 до 4000	от 0 до 1500	$\pm(4,9+L/300)$	$\pm(3,2+L/300)$	$\pm(4,8+L/300)$	$\pm(3,8+L/300)$	$\pm 5,2$	$\pm 3,9$	$\pm 5,2$	$\pm 4,2$
	203015	от 0 до 2000	от 0 до 3000	от 0 до 1500	$\pm(4,5+L/300)$	$\pm(2,8+L/300)$	$\pm(4,5+L/300)$	$\pm(3,5+L/300)$	$\pm 5,0$	$\pm 3,5$	$\pm 4,7$	$\pm 3,7$
	204015	от 0 до 2000	от 0 до 4000	от 0 до 1500	$\pm(4,9+L/300)$	$\pm(3,2+L/300)$	$\pm(4,8+L/300)$	$\pm(3,8+L/300)$	$\pm 5,4$	$\pm 4,2$	$\pm 5,3$	$\pm 4,3$
ATLAS WH	454	от 0 до 400	от 0 до 500	от 0 до 320	$\pm(3,0+L/300)$	-	-	-	$\pm 4,0$	-	-	-
	565	от 0 до 500	от 0 до 600	от 0 до 500	$\pm(4,0+L/300)$	-	-	-	$\pm 5,0$	-	-	-

Примечание – L – измеряемая длина, мм

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Модификация КИМ	Типоразмер КИМ	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более	Максимальная масса измеряемой детали, кг
		Длина	Ширина	Высота		
ATLAS C	686	1200	1600	2700	1350	500
	8106	1400	1800	2700	1800	800
	8126	1400	2000	2700	2100	800
	8156	1400	2300	2700	2400	1200
	8206	1400	2800	2700	2900	1500
ATLAS S	565	1400	1600	2650	1600	500
	686	1500	1800	2800	1800	800
	6106	1500	2000	2800	2000	1000
	6156	1500	2500	2800	2500	1200
	8106	1700	2000	2800	2200	1000
	8126	1700	2200	2800	2500	1200
	8156	1700	2500	2800	2950	1500
	8206	1700	3000	2800	3700	2000
	10128	1810	2600	3200	3500	1200
	10158	1810	2900	3200	3950	1500
	10208	1810	3400	3200	4600	2000
	10258	1810	3900	3200	5350	2500
	101210	1810	2600	3600	3600	1200
	101510	1810	2900	3600	4000	1500
	102010	1810	3400	3600	4700	2000
	102510	1810	3900	3600	5450	2500
	121510	2010	2900	3600	4500	1500
	122010	2010	3400	3600	5300	2000
	122510	2010	3900	3600	6100	2500
	123010	2010	4400	3600	6900	3000
	152010	2310	3400	3600	6050	2000
	152510	2310	3900	3600	7000	2500
	153010	2310	4400	3600	8000	3000

Продолжение таблицы 3

Модификация КИМ	Типоразмер КИМ	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более	Максимальная масса измеряемой детали, кг
		Длина	Ширина	Высота		
	154010	2310	5400	3600	10000	3000
	152012	2480	3500	4120	7050	2000
	152512	2480	4000	4120	8000	2500
	153012	2480	4500	4120	9000	3000
	154012	2480	5500	4120	11000	3000
	152015	2480	3400	4720	7250	2000
	153015	2480	4500	4720	9200	3000
	154015	2480	5500	4720	12000	3000
	203015	2980	4500	4720	12000	3000
	204015	2980	5500	4720	14250	3000
ATLAS WH	454	920	1250	2010	800	200
	565	1100	1420	2400	900	300

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	от +18 до +22 от 25 до 75
Допускаемое изменение температуры, °C, не более, в течение: 1 ч 24 ч	1,0 2,0
Градиент температуры по объему, °C на метр, не более	1
Напряжение питания переменного тока, В	220±10%
Частота переменного тока, Гц	50/60

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	20000

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Машина координатно-измерительная	MEZORIX ATLAS	1 шт.
Персональный компьютер	-	1 шт.
Программное обеспечение на электронном носителе	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	КИМ.401233.001РЭ	1 экз.
Руководство пользователя программным обеспечением	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2.4.1 «Порядок действия обслуживающего персонала при выполнении задач применения изделия» «Машины координатно-измерительные MEZORIX ATLAS модификаций ATLAS C, ATLAS S, ATLAS WH. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений геометрических параметров поверхностей сложной формы, в том числе эвольвентных поверхностей и угла наклона линии зуба, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 472 от «06» апреля 2021 г.;

«Стандарт предприятия. Машины координатно-измерительные MEZORIX ATLAS моделей ATLAS C, ATLAS S, ATLAS WH», Shenzhen Lihe Precision Equipment Technology Co., Ltd, КНР.

Правообладатель

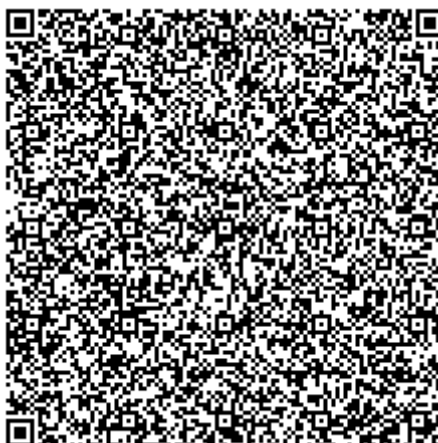
Shenzhen Lihe Precision Equipment Technology Co., Ltd, Китай
Адрес: Floor 1, Building A, No.8 Environment Road, Shajing Street, Bao' an District,
Shenzhen City, Guangdong Province, PRC
Тел.: +86 400-877-8581
E-mail: lhjm@iprec.cn

Изготовитель

Shenzhen Lihe Precision Equipment Technology Co., Ltd, Китай
Адрес: Floor 1, Building A, No.8 Environment Road, Shajing Street, Bao' an District,
Shenzhen City, Guangdong Province, PRC
Тел.: +86 400-877-8581
E-mail: lhjm@iprec.cn

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автопрогресс-М»
(ООО «Автопрогресс-М»)
Адрес: 125167, г. Москва, ул. Викторенко, д. 16, стр. 1, пом.10, этаж 1
Тел.: +7 (495) 120-03-50
E-mail: info@autoproggress-m.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314889



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» » ноября 2025 г. № 2387

Регистрационный № 96812-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Полуприцеп-цистерна ЧЖУНЦЗИ SDW9401GYU

Назначение средства измерений

Полуприцеп-цистерна ЧЖУНЦЗИ SDW9401GYU (далее – ППЦ) предназначена для измерений объема, транспортировки и кратковременного хранения нефтепродуктов.

Описание средства измерений

ППЦ представляет собой сварную емкость, имеющую в поперечном сечении чемоданообразную форму постоянного сечения, состоящую из обечайки и днищ, ограничивающих емкость с торцов, а также перегородок, разделяющих емкость на изолированные секции. Для гашения гидравлических ударов во время движения, внутри секций установлены волнорезы. Каждая секция является транспортной мерой полной вместимости.

Принцип действия ППЦ основан на измерении объема нефтепродукта, залитого до указателя уровня налива, установленного внутри горловины каждой секции цистерны.

Технологическое оборудование предназначено для операций налива-слива нефтепродуктов и включает в себя: крышку горловины с заливным люком и дыхательным клапаном, клапан донный, кран шаровой, рукава напорно-всасывающие.

Заводской номер в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из букв латинского алфавита и арабских цифр нанесен ударным методом на маркировочную табличку, закрепленную на ППЦ при помощи алюминиевых заклепок.

К полуприцепу-цистерне данного типа относится полуприцеп-цистерна с заводским номером LA993NGG8D0SDW906.

Нанесение знака поверки на ППЦ не предусмотрено.

Общий вид ППЦ и место нанесения заводского номера приведены на рисунках 1-2.



Рисунок 1 – Общий вид полуприцепа-цистерны ЧЖУНЦЗИ SDW9401GY



Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера полуприцепа-цистерны
ЧЖУНЦЗИ SDW9401GY

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, дм ³	39000
Количество секций, шт.	3
Номинальная вместимость секций, дм ³	
1 секция	12000
2 секция	13600
3 секция	13400
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,4
Разность между номинальной и действительной вместимостью, %, не более	±1,5

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +45

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Полуприцеп-цистерна	ЧЖУНЦЗИ SDW9401GY	1 шт.
Запасные части, инструменты и принадлежности	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 8 паспорта

Нормативные 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».

Правообладатель

Jizhong Vehicle (Group) Co., Ltd., Китай

Адрес: Liangshan, Shandong Province, Liangshan County, Quanpu Industrial Park, China

Изготовитель

Jizhong Vehicle (Group) Co., Ltd., Китай

Адрес: Liangshan, Shandong Province, Liangshan County, Quanpu Industrial Park, China

Испытательный центр

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

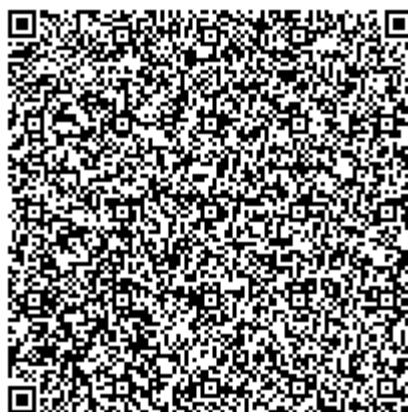
Юридический адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51

Адрес места осуществления деятельности: 420036, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тэцевская, д. 4б, помещ. №1011

Телефон: +7 9196969693

E-mail: trifonovua@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312640



Регистрационный № 96813-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители артериального давления и частоты пульса автоматические MEQ

Назначение средства измерений

Измерители артериального давления и частоты пульса автоматические MEQ (далее – измерители) предназначены для неинвазивных измерений систолического и диастолического артериального давления крови осциллометрическим методом и определения частоты пульса.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей основан на программном анализе параметров сигнала пульсовой волны пациента при снижении давления воздуха в компрессионной манжете. Частота пульса определяется по частоте пульсаций давления воздуха в манжете в интервале времени от момента определения систолического давления до момента определения диастолического давления. Нагнетание воздуха в манжету производится компрессором автоматически. Измерения артериального давления и частоты пульса проводятся автоматически, результаты измерений отображаются на дисплее в цифровом виде.

Измерители состоят из электронного блока и манжеты компрессионной. Манжета компрессионная состоит из пневмокамеры и рукава с застежкой для фиксации на плече. Манжета соединена с электронным блоком с помощью воздуховодной трубки.

На лицевой панели электронного блока находятся: экран жидкокристаллического цифрового дисплея, кнопки включения/выключения и кнопки управления для пользователя. На экране цифрового дисплея предусмотрена индикация результатов измерений систолического и диастолического артериального давления, частоты пульса; служебной информации (текущее значение давления в манжете, индикатор сердцебиения, индикатор аритмии, сообщение ошибки измерения, знак уровня зарядки элементов питания и др.).

Измерители изготавливаются в модификациях: A1 Original, A1 Comfort, A1 Expert, A2 Original, A2 Comfort, A2 Expert, A3 Original, A3 Comfort, A3 Expert, C1 Original, C1 Comfort, C1 Expert, C2 Voice, D1 Comfort, D1 Comfort Smart, E1 Premium, E1 Premium Smart.

Измерители различаются внешним видом, комплектацией, габаритными размерами, массой и цветовым исполнением электронного блока. Для модификаций: A1 Original, A1 Comfort, A1 Expert, A2 Original, A2 Comfort, A2 Expert, C1 Original, C1 Comfort, D1 Comfort подсветка дисплея не предусмотрена. Для модификаций: A3 Original, A3 Comfort, A3 Expert, E1 Premium Smart белые символы на черном фоне. Для модификаций: C1 Expert, C2 Voice подсветка дисплея голубого цвета. Для модификаций: D1 Comfort Smart, E1 Premium подсветка дисплея белого цвета.

Для модификаций D1 Comfort Smart, E1 Premium Smart может использоваться функция беспроводной передачи данных, использование голосовой функции (голосовой помощник) предусмотрено для модификации C2 Voice.

Серийный номер средства измерений состоит из арабских цифр и наносится методом цифровой лазерной печати на этикетку, наклеенную на нижнюю поверхность измерителя.

Нанесение знака поверки и пломбирование измерителей не предусмотрено.

Общий вид измерителей представлен на рисунке 1. Маркировка и место нанесения серийного номера представлены на рисунке 2.



Модификация A1 Original



Модификация A2 Original



Модификация A3 Original



Модификация A1 Comfort



Модификация A2 Comfort



Модификация A3 Comfort



Модификация A1 Expert



Модификация A2 Expert



Модификация A3 Expert



Модификация C1 Original



Модификация C1 Comfort



Модификации C1 Expert,
C2 Voice



Модификация D1 Comfort



Модификация
D1 Comfort Smart



Модификация E1 Premium



Модификация
E1 Premium Smart

Рисунок 1 – Внешний вид измерителей артериального давления
и частоты пульса автоматических MEQ



Рисунок 2 – Схема маркировки измерителя артериального давления и частоты пульса автоматического MEQ

Программное обеспечение

Измерители имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО), размещенное внутри неразъемного корпуса, которое используется для проведения измерений и для обработки результатов измерений.

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний давления воздуха в манжете, мм рт.ст.	от 0 до 299
Диапазон измерений давления воздуха в манжете, мм рт.ст.	от 40 до 280
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении давления воздуха в манжете, мм рт.ст.	± 3
Диапазон измерений частоты пульса, мин ⁻¹	от 40 до 180
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении частоты пульса, %	± 5

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры электронного блока, мм - модификации: A1 Original, A1 Comfort, A1 Expert, A2 Original, A2 Comfort, A2 Expert, A3 Original, A3 Comfort, A3 Expert - ширина - глубина - высота - модификации: C1 Original, C1 Comfort, C1 Expert, C2 Voice - ширина - глубина - высота - модификации: D1 Comfort, D1 Comfort Smart - ширина - глубина - высота - модификации: E1 Premium, E1 Premium Smart - ширина - глубина - высота	от 105 до 115 от 105 до 115 от 43,1 до 51,1 от 88 до 98 от 120 до 140 от 30 до 40 от 92 до 106 от 122 до 136 от 37 до 47 от 97 до 103 от 135 до 141 от 40 до 46
Габаритные размеры манжеты компрессионной, мм - AC2232-03 - ширина - глубина - высота - AC2242-10 - ширина - глубина - высота - AC2232-10 - ширина - глубина - высота - AC2242-17 - ширина - глубина - высота	от 460 до 500 от 140 до 150 от 6,5 до 7,5 от 580 до 620 от 145 до 155 от 6,5 до 7,5 от 470 до 490 от 140 до 150 от 6,5 до 7,5 от 600 до 620 от 145 до 155 от 6,5 до 7,5
Габаритные размеры адаптера переменного тока BLJ06L060100P-V, BLJ06L050100U-V, мм - ширина - глубина - высота	от 41 до 43 от 56,5 до 58,5 от 62,3 до 64,3

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры чехла для хранения прибора, мм - модификации: A1 Comfort, A1 Expert, A2 Comfort, A2 Expert, A3 Comfort, A3 Expert, C1 Original, C1 Comfort, C1 Expert, C2 Voice - ширина - глубина - высота - модификации: D1 Comfort, D1 Comfort Smart, E1 Premium, E1 Premium Smart - ширина - глубина - высота	от 178 до 182 от 277 до 283 от 3,5 до 4,5 от 177 до 183 от 117 до 123 от 78 до 82
Масса электронного блока (без элементов питания), г: - модификации: A1 Original, A1 Comfort, A1 Expert, A2 Original, A2 Comfort, A2 Expert - модификации: A3 Original, A3 Comfort, A3 Expert - модификации: C1 Original, C1 Comfort - модификации: C1 Expert, C2 Voice - модификация D1 Comfort - модификация D1 Comfort Smart - модификация E1 Premium - модификация: E1 Premium Smart	от 164 до 174 от 172 до 182 от 161 до 171 от 183 до 193 от 211 до 221 от 230 до 240 от 256 до 266 от 261 до 287
Масса манжеты компрессионной, г - AC2232-03 - AC2242-10 - AC2232-10 - AC2242-17	от 107 до 113 от 111 до 121 от 106 до 116 от 148 до 158
Масса адаптера переменного тока, г - BLJ06L060100P-V - BLJ06L050100U-V	от 68 до 78 от 50 до 60
Масса USB-кабеля, г	от 17 до 27
Масса чехла для хранения прибора, г - модификации: A1 Comfort, A1 Expert, A2 Comfort, A2 Expert, A3 Comfort, A3 Expert, C1 Original, C1 Comfort, C1 Expert, C2 Voice - модификации: D1 Comfort, D1 Comfort Smart, E1 Premium, E1 Premium Smart	от 12 до 18 от 60 до 66

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Питание от адаптера переменного тока: - модификации: A1 Comfort, A1 Expert, A2 Comfort, A2 Expert, A3 Comfort, A3 Expert (адаптер переменного тока BLJ06L060100P-V) - напряжение, В - частота, Гц - модификации: C1 Comfort, C1 Expert, C2 Voice, D1 Comfort, D1 Comfort Smart, E1 Premium, E1 Premium Smart (адаптер переменного тока BLJ06L050100U-V) - напряжение, В - частота, Гц	от 100 до 240 50;60 от 100 до 240 50;60
Питание от 4 элементов питания типа AAA (все модификации), В	1,5
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, (без конденсации), % - атмосферное давление, гПа	от +5 до +40 от 15 до 90 от 700 до 1060

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Измерители артериального давления и частоты пульса автоматические MEQ модификации: A1 Original, A2 Original, A3 Original в составе		
Электронный блок	-	1 шт.
Манжета компрессионная	AC2232-03	1 шт.
Элементы питания типа «AAA»	-	4 шт.
Руководство по эксплуатации с гарантийным талоном	-	1 экз.
Измерители артериального давления и частоты пульса автоматические MEQ модификации: A1 Comfort, A2 Comfort, A3 Comfort в составе:		
Электронный блок	-	1 шт.
Манжета компрессионная	AC2232-03	1 шт.
Адаптер переменного тока	BLJ06L060100P-V	1 шт.
Элементы питания типа «AAA»	-	4 шт.
Чехол для хранения прибора	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации с гарантийным талоном	-	1 экз.

Продолжение таблицы 3

Наименование	Обозначение	Количество
Измерители артериального давления и частоты пульса автоматические MEQ модификации: A1 Expert, A2 Expert, A3 Expert в составе:		
Электронный блок	-	1 шт.
Манжета компрессионная	AC2242-10	1 шт.
Адаптер переменного тока	BLJ06L060100P-V	1 шт.
Элементы питания типа «AAA»	-	4 шт.
Чехол для хранения прибора	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации с гарантийным талоном	-	1 экз.
Измерители артериального давления и частоты пульса автоматические MEQ модификация C1 Original в составе:		
Электронный блок	-	1 шт.
Манжета компрессионная	AC2232-10	1 шт.
Элементы питания типа «AAA»	-	4 шт.
Чехол для хранения прибора	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации с гарантийным талоном	-	1 экз.
Измерители артериального давления и частоты пульса автоматические MEQ модификация C1 Comfort, D1 Comfort в составе:		
Электронный блок	-	1 шт.
Манжета компрессионная	AC2232-10	1 шт.
Адаптер переменного тока	BLJ06L050100U-V	1 шт.
USB-кабель	-	1 шт.
Элементы питания типа «AAA»	-	4 шт.
Чехол для хранения прибора	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации с гарантийным талоном	-	1 экз.
Измерители артериального давления и частоты пульса автоматические MEQ модификации: C1 Expert, C2 Voice в составе:		
Электронный блок	-	1 шт.
Манжета компрессионная	AC2242-17	1 шт.
Адаптер переменного тока	BLJ06L050100U-V	1 шт.
USB-кабель	-	1 шт.
Элементы питания типа «AAA»	-	4 шт.
Чехол для хранения прибора	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации с гарантийным талоном	-	1 экз.
Измерители артериального давления и частоты пульса автоматические MEQ модификации: D1 Comfort Smart, E1 Premium, E1 Premium Smart в составе:		
Электронный блок	-	1 шт.
Манжета компрессионная	AC2242-17	1 шт.
Адаптер переменного тока	BLJ06L050100U -V	1 шт.
USB-кабель	-	1 шт.
Элементы питания типа «AAA»	-	4 шт.
Чехол для хранения прибора	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации с гарантийным талоном	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 12 «Использование прибора» руководства по эксплуатации с гарантийным талоном.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» п. 1.6;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20.10.2022 № 2653 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30.12.2019 № 3464 «Об утверждении государственной поверочной схемы для электродиагностических средств измерений медицинского назначения»;

Стандарт предприятия Guangdong Transtek Medical Electronics Co., Ltd., Китай.

Правообладатель

Guangdong Transtek Medical Electronics Co., Ltd., Китай

Адрес: Zone A, No. 105, Dongli Road, Torch Development District, 528437 Zhongshan, Guangdong, PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA

Изготовитель

Guangdong Transtek Medical Electronics Co., Ltd., Китай

Адрес: Zone A, No. 105, Dongli Road, Torch Development District, 528437 Zhongshan, Guangdong, PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт оптико-физических измерений» (ФГБУ «ВНИИОФИ»)

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

ИНН: 9729338933

Телефон: 8 (495) 437-56-33

Web-сайт: www.vniiofi.ru

E-mail: vniiofi@vniiofi.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30003-2014



Регистрационный № 96814-25

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Саратовский НПЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Саратовский НПЗ» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКУЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее – УСПД), устройство синхронизации времени (далее – УСВ), входящее в состав УСПД, каналобразующую аппаратуру и технические средства обеспечения электропитания.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, программное обеспечение (далее – ПО) программный комплекс ПК «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (далее – АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, накопление и хранение полученных данных, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее измерительная информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, ее накопление, оформление отчетных документов. От сервера информация в виде xml-макетов установленных форматов передается в АРМ энергосбытовой организации по каналу связи сети Internet.

АРМ энергосбытовой организации осуществляет передачу в ПАК АО «АТС», АО «СО ЕЭС», смежным субъектам и другим заинтересованным организациям через каналы связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание национальной шкалы координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК).

УСПД периодически синхронизирует собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС, получаемых от УСВ, входящего в состав УСПД и выполненного на основе ГЛОНАСС-приемника. При обнаружении отклонения шкалы времени УСПД от времени УСВ равного ± 1 с и более, производится синхронизация шкалы времени УСПД.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи с УСПД. При обнаружении отклонения шкалы времени сервера АИИС КУЭ от шкалы времени УСПД равного ± 1 с и более производится синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При обнаружении отклонения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 1 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика, УСПД и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№1438) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	AdCenter.exe	AdmTool.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 6.4	не ниже 6.4
Цифровой идентификатор ПО	52d964207a14b0ad8 58e7edc1e9fb0c1	ac2138e68b8144154f8757 963b4ffe35
Другие идентификационные данные	Консоль администратора	Конфигурационный программный пакет
Идентификационное наименование ПО	PSO.exe	Arhiv.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 6.4	не ниже 6.4
Цифровой идентификатор ПО	4c57d76a8d4110ca1 78cca68b11fad23	3d19ab10f3143f99758840 d7a59ce637
Другие идентификационные данные	Сервер опроса	Архив
Идентификационное наименование ПО	config.exe	ControlAge.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 6.4	не ниже 6.4
Цифровой идентификатор ПО	bee73d8d782892f99 8ac0d0fd4cbcedf	4cc18cd7e70bb0c6de1d71 aef6beb4d0
Другие идентификационные данные	Конфигуратор УСПД	АРМ пользователя ПО
Идентификационное наименование ПО	exrmp.exe	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 6.4	
Цифровой идентификатор ПО	cc298897c37f3fd500203a668376d7ea	
Другие идентификационные данные	Центр экспорта/импорта макетных данных	

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ГПП-1 110 кВ Ввод 1В 6 кВ Т1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 3000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,2 КТН 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-19 / HP ProLiant DL380	активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±6,8
2	ГПП-1 110 кВ Ввод 4В 6 кВ Т2	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 3000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,2 КТН 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±6,8
3	ГПП-1 110 кВ Ввод 1В 6 кВ Т2	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 3000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,2 КТН 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±6,8
4	ГПП-1 110 кВ Ввод 4В 6 кВ Т1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 3000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,2 КТН 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±6,8
5	ГПП-1 110 кВ Ввод 6 кВ ТСН-1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 20/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,2 КТН 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±6,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ГПП-1 110 кВ ф. 626, ФГУП «Приволжская железная Дорога»	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-19 / HP ProLiant DL380	активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±6,8
7	ГПП-1 110 кВ ф. 611, ЗАО «СПГЭС»	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±6,8
8	ГПП-1 110 кВ ф. 639, ЗАО «СПГЭС»	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±6,8
9	ТП-8а 35 кВ Ввод 1 6 кВ Т-2	ТШЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 3000/5 Рег. № 37544-08	НАЛИ-СЭЩ-6(10) Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
10	ТП-8а 35 кВ Ввод 2 6 кВ Т-2	ТШЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 3000/5 Рег. № 37544-08	НАЛИ-СЭЩ-6(10) Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
11	ТП-8а 35 кВ Ввод 1 6 кВ Т-1	ТШЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 3000/5 Рег. № 37544-08	НАЛИ-СЭЩ-6(10) Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
12	ТП-8а 35 кВ Ввод 2 6 кВ Т-1	ТШЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 3000/5 Рег. № 37544-08	НАЛИ-СЭЩ-6(10) Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	ТП-8а 35 кВ РУ-6 кВ, яч. 45 ТСН-1	ТОЛ-СЭЩ-10	НАЛИ-СЭЩ-6(10)	СЭТ-4ТМ.03		активная	± 1,1	±2,8
		Кл. т. 0,5S Ктт 10/5 Рег. № 32139-11	Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 38394-08	Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,6	±5,3
14	ТП-8а 35 кВ РУ-6 кВ, яч. 48 ТСН-2	ТОЛ-СЭЩ-10	НАЛИ-СЭЩ-6(10)	СЭТ-4ТМ.03М.01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-19 / HP ProLiant DL380	активная	±1,2	±4,0
15	Саратовская ТЭЦ-2, ОРУ-35 кВ, яч. 11, ВЛ 35 кВ Крекинг 1ц (35 кВ)	ТВ	НОЛ	СЭТ-4ТМ.03М		реактивная	±2,8	±6,9
		Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 19720-00	Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 49075-1	Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	± 1,1	±3,1
16	Саратовская ТЭЦ-2, ОРУ-35 кВ, яч. 12, ВЛ 35 кВ Крекинг 2ц (35 кВ)	ТВ	ЗНОЛ	СЭТ-4ТМ.03	реактивная	±2,6	±5,6	
		Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 19720-00	Кл. т. 0,5 Ктн 35000/√3:100/√3 Рег. № 46738-11	Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	± 1,1	±3,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
---	---	---	---	---	---	---	---	---

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$.
4. Кл. т. – класс точности, КТТ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов.
7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	16
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, °C - счетчиков, °C - УСПД, °C - сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от –45 до +40 от –40 до +60 от –30 до +50 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: – Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01 (рег. № 36697-12) - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08) - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03 (рег. № 27524-04) - среднее время восстановления работоспособности, ч – УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165 000 140 000 90 000 2 350 000 2 40000 1
Глубина хранения информации: – Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее – УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных значениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее – Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 5 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в УСПД;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках, УСПД и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	9
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	12
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-6(10)	6
Трансформаторы напряжения незаземляемые	НОЛ	3
Трансформаторы напряжения заземляемые серии	ЗНОЛ	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	24
Трансформаторы тока	ТШЛ-СЭЩ-10	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы тока встроенные	ТВ	6
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Сервер	HP ProLiant DL380	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	СНПЗ.411711.АИИС.1438 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПАО «Саратовский НПЗ» (АИИС КУЭ ПАО «Саратовский НПЗ»)), аттестованной ООО «АСЭ», аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Саратовский нефтеперерабатывающий завод»
(ПАО «Саратовский НПЗ»)
ИНН 6451114900
Юридический адрес: 410022, Саратовская область, город Саратов, Брянская ул., д.1
Телефон: (8452) 47-31-09
E-mail: sar-npz-office@srnpz.rosneft.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Саратовский нефтеперерабатывающий завод»
(ПАО «Саратовский НПЗ»)
ИНН 6451114900
Юридический адрес: 410022, Саратовская область, город Саратов, Брянская ул., д.1
Телефон: (8452) 47-31-09
E-mail: sar-npz-office@srnpz.rosneft.ru

Испытательный центр

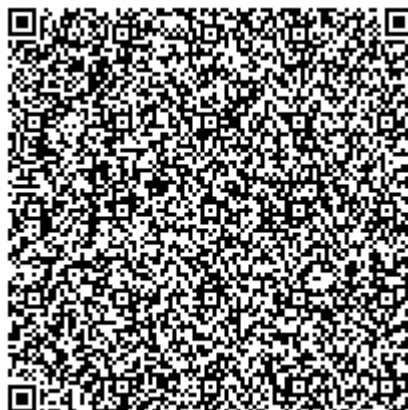
Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская область, г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная,
д. 14А

Телефон: 8 (4922) 222-162

E-mail: post@orem.su

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736



Регистрационный № 96815-25

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпром энергосбыт» (КС-9, ГПН-БТ Юг, АГНКС)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпром энергосбыт» (КС-9, ГПН-БТ Юг, АГНКС) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АО «Газпром энергосбыт», устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии (в случае отсутствия ТТ и (или) ТН подключение цепей счетчика производится по проводным линиям, подключенным непосредственно к первичному источнику). 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 интегрирования. 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 мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по GSM каналу связи поступает на сервер БД АО «Газпром энергосбыт», где производится сбор и хранение результатов измерений.

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

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

ИВК АИИС КУЭ осуществляет автоматизированный обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИВК АИИС КУЭ, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством локальной вычислительной сети для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;
- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК.

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальных систем позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера БД и счетчиков.

Сервер БД АО «Газпром энергосбыт» оснащен устройством синхронизации времени. Коррекция шкалы времени сервера БД со шкалой времени УССВ осуществляется независимо от величины расхождения, раз в 10 минут (программируемый параметр). Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера БД осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки, коррекция шкалы времени счетчиков выполняется при достижении расхождения со шкалой времени сервера БД равного или более 2 с.

Журналы событий счетчиков и сервера БД отображают факты коррекции времени (дату, часы, минуты, секунды) с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1439) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

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

данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

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

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

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	РП-6 кВ ООО Ди Ферро, 1 СШ 6 кВ, яч. №1-5	ARM3/N2F Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 18842-09	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
2	РП-6 кВ ООО Ди Ферро, 1 СШ 6 кВ, яч. №1-8	ARM3/N2F Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 18842-09	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
3	РП-6 кВ ООО Ди Ферро, 2 СШ 6 кВ, яч. №2-1	ARM3/N2F Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 18842-09	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
4	РП-6 кВ ООО Ди Ферро, 2 СШ 6 кВ, яч. №2-4	ARM3/N2F Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 18842-09	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
5	БКТП 10 кВ № 185, РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ	ТОЛ-СВЭЛ-10-1 Кл. т. 0,5S КТТ 40/5 Рег. № 42663-09	ЗНОЛП-10У2 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,0
					реактивная	±2,8	±6,9	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	КТП №1050 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТСН-10 Кл. т. 0,2S КТТ 3000/5 Рег. № 26100-03	–	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±0,7	±3,3
						реактивная	±1,3	±5,9
7	КТП №1050 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТСН-10 Кл. т. 0,2S КТТ 3000/5 Рег. № 26100-03	–	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±0,7	±3,3
						реактивная	±1,3	±5,9
8	РП-40 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.10, КЛ-10 кВ Ввод 1	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 15128-03	ЗНОЛ.06-10 У3 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
9	РП-40 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.11, КЛ-10 кВ Ввод 2	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 15128-03	ЗНОЛ.06-10 У3 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3. Погрешность в рабочих условиях указана при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$. 4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 6. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа. 7. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 8. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	9
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды в месте расположения - ТТ и ТН, °C - счетчиков электроэнергии, °C - сервера БД, °C - УССВ, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{смк} от 49,5 до 50,5 от –45 до +40 от –40 до +60 от +10 до +30 от –25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: – Счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 72 70000 1 45000 2
Глубина хранения информации: – Счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее – Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 5 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

- счетчиков (функция автоматизирована);
- сервера БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество , шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ARM3/N2F	12
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-10-1	3
Трансформаторы тока	ТСН-10	6
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-10У2	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10 У3	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	4
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G	2
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М.11	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	ГПЭС.411711.АИИС.1439 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпром энергосбыт» (КС-9, ГПН-БТ Юг, АГНКС)», аттестованном ООО «ПИКА», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.315181.

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».

Правообладатель

Акционерное общество «Газпром энергосбыт»

(АО «Газпром энергосбыт»)

ИНН 7705750968

Юридический адрес: 196210, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Пулковский меридиан, ул. Стартовая, д. 6, литера Д, помещ. 125

Телефон: +7 (812) 728-08-25

E-mail: info@gazpromenergosbyt.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Газпром энергосбыт»

(АО «Газпром энергосбыт»)

ИНН 7705750968

Юридический адрес: 196210, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Пулковский меридиан, ул. Стартовая, д. 6, литера Д, помещ. 125

Адрес места осуществления деятельности: 196084, г. Санкт-Петербург, ул. Черниговская, д. 8, лит. К, Бизнес-центр «Северная Пальмира»

Телефон: +7 (812) 728-08-25

E-mail: info@gazpromenergosbyt.ru

Испытательный центр

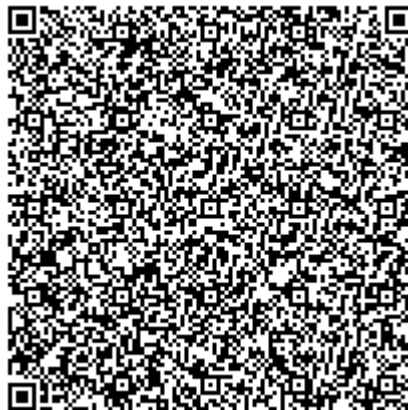
Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская область, г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная,
д. 14А

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» ноября 2025 г. № 2387

Регистрационный № 96816-25

Лист № 1
Всего листов 35

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ (измерительные каналы (ИК) №№ 1-37) состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД», ПАО «Россети Волга»;

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

АИИС КУЭ (ИК №№ 38-53) состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сервера ПАО «Россети Волга», устройства синхронизации

системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ».

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

Серверы ПАО «Россети Волга» созданы на базе ПО ПК «Энергосфера», ПО «Пирамида-Сети».

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 1-15 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», с выходов счетчиков ИК №№ 16-37 – на входы УСПД ПАО «Россети Волга», где осуществляется формирование и хранение информации.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», с УСПД ПАО «Россети Волга» - на уровень ИВК ПАО «Россети Волга», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 38-49 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на уровень ИВК ПАО «Россети Волга», с выходов счетчиков ИК №№ 50-53 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», где осуществляется обработка, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Передача информации об энергопотреблении от уровня ИВК ОАО «РЖД» на уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Не реже одного раза в сутки на уровне ИВК ПАО «Россети Волга» автоматически формируется файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передается на уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика ИК №№ 1-49 сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика ИК №№ 16-37 сервером ПАО «Россети Волга» с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

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

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

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5.

СОЕВ включает в себя серверы точного времени Метроном-50М, устройства синхронизации времени УСВ-3, устройство синхронизации единого времени СВ-04, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы серверов ПАО «Россети Волга», часы УСПД и счётчиков.

Сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, устройство синхронизации единого времени СВ-04 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

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

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

Уровень ИВК ПАО «Россети Волга» оснащён устройством синхронизации синхронизации единого времени СВ-04. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

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

УСПД ПАО «Россети Волга» синхронизируется либо от встроенного источника точного времени, либо от уровня ИВК ПАО «Россети Волга». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 1-15 синхронизируются от УСПД ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 16-37 синхронизируются от УСПД ПАО «Россети Волга». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 38-49 синхронизируется от уровня ИВК ПАО «Россети Волга». Сравнение показаний часов счетчика и ИВК происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 50-53 синхронизируется от уровня ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчика и ИВК происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики ИК №№ 1-49 синхронизируются от уровня ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и ИВК происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 310. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1-5.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

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

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.0
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, pso_metr.dll)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b

Таблица 5 – Идентификационные данные ПО «Пирамида-Сети»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Пирамида-Сети
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.3.1.8
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, BinaryPackControls.dll)	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CheckDataIntegrity.dll)	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ComIECFunctions.dll)	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ComModbusFunctions.dll)	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ComStdFunctions.dll)	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, DateTimeProcessing.dll)	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SafeValuesDataUpdate.dll)	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SimpleVerifyDataStatuses.dll)	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SummaryCheckCRC.dll)	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ValuesDataProcessing.dll)	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ», ПО ПК «Энергосфера», ПО «Пирамида-Сети» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 6-8.

Таблица 6 – Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		УСПД	УССВ
1	2	3		4		5	6
1	ЗТП-523А 6 кВ, РУ 6 кВ, Ввод-1 6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Основной сервер ОАО "РЖД" (ПО "ГОРИЗОНТ")/ УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТТ=6000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчи	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05			
2	КТП-111А ст. Новые Бурасы 10 кВ, ввод 0,4 кВ Т	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №40473-09	А	Т-0,66УЗ	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Основной сервер ОАО "РЖД" (ПО "ГОРИЗОНТ")/ УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	Т-0,66УЗ		
				С	Т-0,66УЗ		
		ТН	-	А	-		
				В	-		
				С	-		
		Счетчи	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.04			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
3	КТП-1364А Тришкин К.В. 6 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТТ	-	A	-	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Основной сервер ОАО "РЖД" (ПО "ГОРИЗОНТ")/ УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	-		
		ТН	-	A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	К _Т =1,0/2,0 К _{сч} =1 №46634-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.20			
4	КТП-1364А Шмелева И.М. 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т	ТТ	-	A	-	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Основной сервер ОАО "РЖД" (ПО "ГОРИЗОНТ")/ УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	-		
		ТН	-	A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	К _Т =1,0/2,0 К _{сч} =1 №46634-11	ПСЧ4-ТМ.05МК.22			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
5	КТП-236А 10 кВ, ввод 0,4 кВ Т	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №40473-09	А	Т-0,66УЗ	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Основной сервер ОАО "РЖД" (ПО "ГОРИЗОНТ")/ УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	Т-0,66УЗ		
		ТН	-	А	-		
				В	-		
				С	-		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01			
6	КТП-323 А 10 кВ, ввод 0,4 кВ Т	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №40473-09	А	Т-0,66УЗ	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Основной сервер ОАО "РЖД" (ПО "ГОРИЗОНТ")/ УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	Т-0,66УЗ		
				С	Т-0,66УЗ		
		ТН	-	А	-		
				В	-		
				С	-		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
7	КТП-349А 10 кВ, ввод 0,4 кВ Т	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =100/5 №40473-09	A	Т-0,66У3	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Основной сервер ОАО "РЖД" (ПО "ГОРИЗОНТ")/ УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	Т-0,66У3		
				C	Т-0,66У3		
		ТН	-	A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.04			
8	КТП-471А ст. Высотная 10 кВ, ввод 0,4 кВ Т	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №75076-19	A	ТШП-0,66	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Основной сервер ОАО "РЖД" (ПО "ГОРИЗОНТ")/ УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТШП-0,66		
				C	ТШП-0,66		
		ТН	-	A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
9	КТП-55А ст. Б. Карабулак 10 кВ, ввод 0,4 кВ Т	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =200/5 №75076-19	A	ТШП-0,66	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Основной сервер ОАО "РЖД" (ПО "ГОРИЗОНТ")/ УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТШП-0,66		
				C	ТШП-0,66		
		ТН	-	A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.04			
10	КТП-635А Водоканал 10 кВ, ввод 0,4 кВ Т	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №28139-12	A	ТТИ	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Основной сервер ОАО "РЖД" (ПО "ГОРИЗОНТ")/ УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТТИ		
				C	ТТИ		
		ТН	-	A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.04			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
11	КТП-637 Арбузовка 10 кВ, ввод 0,4 кВ Т	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №75076-19	A	ТШП-0,66	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Основной сервер ОАО "РЖД" (ПО "ГОРИЗОНТ")/ УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТШП-0,66		
				C	ТШП-0,66		
		ТН	-	A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01			
12	КТП-87 ст. Куриловка 10 кВ, ввод 0,4 кВ Т	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 №40473-09	A	T-0,66УЗ	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Основной сервер ОАО "РЖД" (ПО "ГОРИЗОНТ")/ УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	T-0,66УЗ		
				C	T-0,66УЗ		
		ТН	-	A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.04			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
13	ПС 35 кВ Курдюм-тяговая, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.1006	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Основной сервер ОАО "РЖД" (ПО "ГОРИЗОНТ")/ УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05			
14	ПС 110 кВ Городская г.Пугачев, ЗРУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.1006	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №38395-08	А	ТОЛ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Основной сервер ОАО "РЖД" (ПО "ГОРИЗОНТ")/ УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТТ=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Городская г.Пугачев, ЗРУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.1009	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №38395-08	A	ТОЛ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Основной сервер ОАО "РЖД" (ПО "ГОРИЗОНТ")/ УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТТ=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			
16	ПС 110 кВ Мост, ВЛ 6 кВ Ф.602, оп. 602-00/20	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10У3	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛ-10У3		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 № 23345-07	Меркурий 230 ART-00 PQRSIGDN			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
17	ПС 110 кВ Агрегатная, РУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ Ф.604	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			
18	ПС 110 кВ Демяс, КРУН 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.1021	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
19	ПС 110 кВ Демьяс, КРУН 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.1004	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			
20	ПС 110 кВ Дергачевская, КРУН 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.1026	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Каменная Сарма, КРУН 6 кВ, КЛ 6 кВ Ф-609	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			
22	ПС 110 кВ Ленинская, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.1015	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №9143-06	А	ТЛК-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛК-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №51621-12	А	НАЛИ-СЭЩ		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
23	ПС 110 кВ Ленинская, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.1016	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №7069-79	А	ТОЛ 10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТОЛ 10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №51621-12	А	НАЛИ-СЭЩ		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
24	ПС 110 кВ Мельзаводская, РУ 6 кВ, КЛ 6 кВ Ф.618	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 №32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТОЛ-СЭЩ-10		
				С	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №38394-08	А	НАЛИ-СЭЩ-6		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
25	ПС 110 кВ Мокроус, РУ 10 кВ, яч.18, КЛ 10 кВ №18	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 №51623-12	A	ТОЛ-СЭЩ	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-19	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОЛ-СЭЩ		
				C	ТОЛ-СЭЩ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51621-12	A	НАЛИ-СЭЩ		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			
26	ПС 110 кВ Озинская, КРУН 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф-1005	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №9143-83	A	ТЛК10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
27	ПС 110 кВ Паницкая, КРУН 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.2А	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
28	ПС 110 кВ Паницкая, КРУН 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.7А	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
29	ПС 110 кВ Промбаза, КРУН 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.1009	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №8913-82	A	ТВК-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТВК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66У3		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
30	ПС 110 кВ Пугачевская, ЗРУ 6 кВ, КЛ 6 кВ Ф.618	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В			
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05.МК.00			
31	ПС 110 кВ Романовка, КРУН 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.1007	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №18178-99	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-08	СЭТ4ТМ.03М.01			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
32	ПС 110 кВ Сазанлей, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ ф.11	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №25433-11	А	ТЛО-10	ЭКОМ-3100 Рег. № 64152-16	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000:√3/100:√3 №68841-17	А	ЗНОЛП-ЭК		
				В	ЗНОЛП-ЭК		
				С	ЗНОЛП-ЭК		
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			
33	ПС 110 кВ Сазанлей, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ ф.14	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №25433-11	А	ТЛО-10	ЭКОМ-3100 Рег. № 64152-16	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000:√3/100:√3 №68841-17	А	ЗНОЛП-ЭК		
				В	ЗНОЛП-ЭК		
				С	ЗНОЛП-ЭК		
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
34	ПС 110 кВ Сенная, КРУН 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.1	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
			КТТ=200/5 №1856-63	В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
			КТН=10000/100 №20186-05	В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.09					
35	ПС 110 кВ Сенная, КРУН 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.3	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
			КТТ=100/5 №1856-63	В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
			КТН=10000/100 №20186-05	В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.09					
36	ПС 110 кВ Хопер, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.1045	ТТ	КТ=0,5S	А	ТОЛ-СЭЩ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
			КТТ=100/5 №32139-11	В	-		
				С	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
			КТН=10000/100 №20186-05	В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
37	ПС 110 кВ Южная, КРУН 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.1004	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.03					
38	ПС 35 кВ Святославка, КРУН 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.1008	ТТ	КТ=0,5 КТТ=30/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	-	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО «Пирамида-Сети»)/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В			
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №64195-16	РиМ 489.32					
39	ВЛ 0,4 кВ Л-1 от КТП №1531 Вокзал 10 кВ, оп.1-00/6, АВ 0,4 кВ	ТТ	-	А	-	-	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО «Пирамида-Сети»)/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	-		
		ТН	-	А	-		
				В	-		
				С	-		
Счетчик	КТ=1,0/1,0 Ксч=1 №68807-17	РиМ 489.26					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
40	КТП-372 10 кВ, ввод 0,4 кВ Т	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №52667-13	А	Т-0,66	-	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО «Пирамида-Сети»)/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН	-	А	-		
				В	-		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №64195-16	РиМ 489.30			
41	ПС 110 кВ Самойловка, КРУН 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.1006	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10	-	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО «Пирамида-Сети»)/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В			
				С	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 70324-18	А	НАМИТ		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 № 64195-16	РиМ 489.32			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
42	ПС 110 кВ Городская, ЗРУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф-1016	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	-	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №363-49	А	НОМ-10		
				В	НОМ-10		
				С	НОМ-10		
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
43	ПС 110 кВ Городская, ЗРУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф-1020	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	-	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №363-49	А	НОМ-10		
				В	НОМ-10		
				С	НОМ-10		
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
44	ПС 110 кВ Ивантеевская, КРУН 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.1007	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	-	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №46634-11	ПСЧ-4ТМ.05.МК.00					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
45	ПС 110 кВ Клевенская, КРУН 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.1003	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №2473-69	A	ТЛМ-10	-	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01					
46	ПС 110 кВ Наливная, РУ 6 кВ, яч.10, КЛ 6 кВ Ф.10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №29390-10	A	ТПЛ-10с	-	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛ-10с		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №48266-11	Меркурий 234 ART2-00 DP					
47	ПС 110 кВ Наливная, РУ 6 кВ, яч.25, КЛ 6 кВ Ф.25	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	-	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №48266-11	Меркурий 234 ART2-00 DP					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Сорго, КРУН 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.19	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №15128-03	A	ТОЛ 10-I	-	Сервер ПАО "Россети Волга" (ПО ПК "Энергосфера")/ СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
49	ПС 110 кВ Саратовская ТЭЦ-1, ГРУ 6 кВ, КЛ 6 кВ Ф.646	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10	-	
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	A	НТМИ-6		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
50	ЦРП-2 10 кВ, ЗРУ 6 кВ, КЛ 6 кВ Ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №25433-11	A	ТЛО-10	-	
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000:√3/100:√3 №69604-17	A	ЗНОЛ(П)-НТЗ		
				B	ЗНОЛ(П)-НТЗ		
				C	ЗНОЛ(П)-НТЗ		
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
51	ТП-10 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =300/5 №32501-08	A	ТТЭ	-	Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТТЭ		
				C	ТТЭ		
		ТН	-	A	-		
				B	-		
				C	-		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №23345-07	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN			
52	ВЛ 10 кВ ф.1012 от ЦРП-2 10 кВ, оп.№38, отпайка в сторону ТП-19 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =30/5 №47959-16	A	ТОЛ	-	Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000:√3/100:√3 №46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №23345-07	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
53	ПС 110 кВ Водозабор, РУ 6 кВ, Яч.17, ВЛ 6 кВ Ф-617	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	-	Сервер ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ПО "АльфаЦЕНТР", ПО "Энергия Альфа 2")/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000:√3/100:√3 №25927-09	А	ЗНИОЛ		
				В	ЗНИОЛ		
				С	ЗНИОЛ		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			

Примечания:

- 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
- 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 6, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 7 метрологических характеристик.
- 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.
- 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 7 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1; 13-15; 17-19; 21; 26; 29; 42; 43; 48	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,6
2; 7; 9; 11; 12	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,1	4,0
3; 4	Активная	1,1	3,4
	Реактивная	2,2	5,5
5; 6; 8; 10; 40; 51	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	4,1
16; 30; 31; 34; 35; 37; 38; 41; 44; 45; 46; 47; 50; 52	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,1
20; 22; 23	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	4,1
24	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,6
25; 32; 33; 36	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,1
27; 28	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,8
39	Активная	1,1	3,4
	Реактивная	1,1	3,4
49	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,8
53	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие Р = 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% I _{ном} , cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +35°С.			

Таблица 8 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	53
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для СВ-04	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +35 от -40 до +60 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от -30 до +55
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Меркурий 230: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Меркурий 234: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии РиМ 489: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	150000 72 220000 72 90000 72 140000 72 165000 72 180000 72 140000 72

Продолжение таблицы 8

1	2
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	90000 72
УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- журнал серверов:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках, УСПД, серверах;
- пропадание и восстановление связи с УСПД, счетчиками;
- результат самодиагностики;
- перерывы питания.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчётчика;

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 9.

Таблица 9 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	9
Трансформаторы тока	Т-0,66УЗ	17
Трансформаторы тока	ТТИ	3
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	12
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	12
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	12
Трансформаторы тока	ТЛК-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	10
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	14
Трансформаторы тока	ТВК-10	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	9
Трансформаторы тока	ТТЭ	3
Трансформаторы напряжения	НОМ-10	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95	8
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ	4
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	6

Продолжение таблицы 9

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	5
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6
Трансформаторы напряжения	ЗНИОЛ	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ(П)-НТЗ	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Меркурий 234	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Меркурий 230	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	13
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	16
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	10
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	РиМ 489	4
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	15
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3100	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Устройства синхронизации единого времени	СВ-04	1
Формуляр	13526821.4611.310.ЭД.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителей в границах Саратовской области», аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314868.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3, этаж 4,
помещение 7

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124

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

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН 7444052356

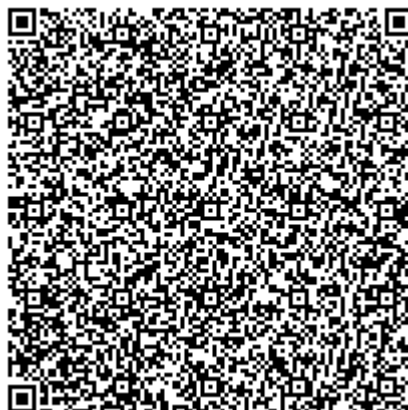
Адрес места осуществления деятельности: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск,
ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2, пом. 1, ком. № 510

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

Телефон: +7 (351) 951-02-67

E-mail: encomplex@yandex.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235



Регистрационный № 96817-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Проволочки и ролики

Назначение средства измерений

Проволочки и ролики предназначены для измерений среднего диаметра наружной резьбы, а также толщины зубьев и ширины впадин шлицевых валов и втулок с эвольвентным профилем.

Описание средства измерений

Принцип действия заключается в измерении среднего диаметра резьбы как диаметра воображаемого цилиндра, поверхность которого пересекает витки резьбы, так что ширина витка в сечении, проходящем через ось резьбы, равна ширине впадины, в которые закладываются три проволочки равного диаметра и при помощи какого-либо контактного средства измерений измеряется размер с последующим расчетом.

Проволочки и ролики представляют собой цилиндрические стержни определенного диаметра.

Проволочки и ролики изготавливаются следующих моделей:

4090 – ступенчатые, изготовленные из стали, с шагом номинального диаметра 0,001 мм;

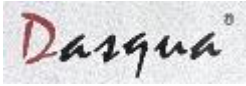
4091 - ступенчатые, изготовленные из стали, с шагом номинального диаметра 0,001 мм;

6211 - гладкие, изготовленные из стали, с шагом номинального диаметра от 0,001 мм.

Могут комплектоваться в наборы или поставляться поштучно.

Конструкция проволочек обеспечивает возможность их применения с приспособлениями для подвешивания или установки на приборе.

Проволочки и ролики отличаются между собой внешним видом, метрологическими и техническими характеристиками.

Товарный знак  или  наносится на паспорт проволочек и роликов типографским методом и на футляр лазерной маркировкой или с помощью наклейки или шильдика.

Заводской номер в формате цифрового или цифро-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится на шильдик, прикрепляемый к внутренней стороне крышки набора, либо к непосредственно комплекту проволочек, либо на пластину, к которой крепятся проволочки – методом лазерной гравировки, либо на индивидуальную упаковку методом покраски на этикетке в местах, указанных на рисунке 3.

Возможность нанесения знака поверки на средство измерений отсутствует.

Общий вид проволочек и роликов указан на рисунках 1 – 2.

Пломбирование проволочек и роликов от несанкционированного доступа не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид проволочек и роликов модели 4090 и 4091



Рисунок 2 – Общий вид проволочек и роликов модели 6211

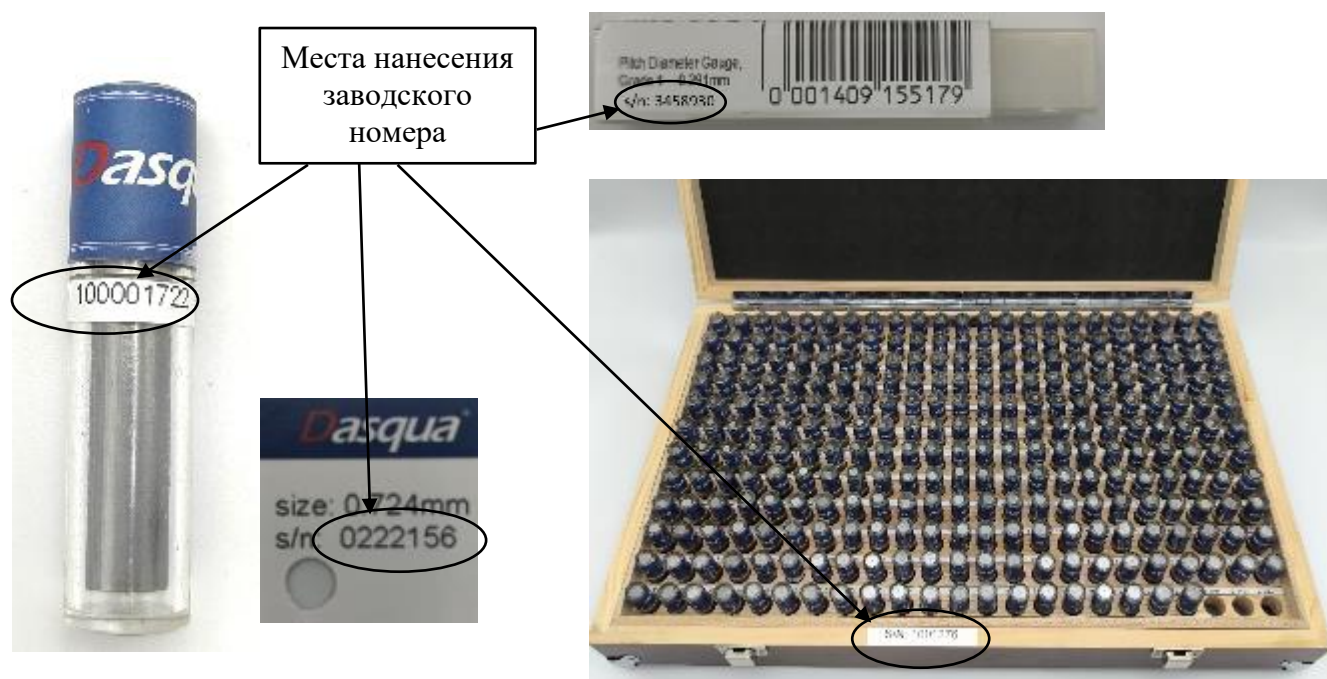


Рисунок 3 – Места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики проволочек и роликов, поставляемых поштучно

Модель	Номинальные значения диаметра, мм	Градация, мм	Допускаемые отклонения диаметра от номинального значения, мм	Допускаемые отклонения формы измерительной поверхности, мкм, не более
4090	От 0,110 до 35,000	0,001	$\pm 0,0003$	0,6
4091	От 0,110 до 35,000	0,001	$\pm 0,0005$	1,0
6211	От 0,990 до 35,000	0,001	$\pm 0,0010$	2,0

Таблица 2 –Наборы проволочек и роликов

Модель	Номинальные значения диаметра, мм	Градация, мм	Количество в упаковке, шт.	Допускаемые отклонения диаметра от номинального значения, мм	Допускаемые отклонения формы измерительной поверхности, мкм, не более
6211	От 0,20 до 0,50	0,01	31	$\pm 0,001$	2,0
	От 0,50 до 1,00	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 1,00 до 1,50	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 1,50 до 2,00	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 2,00 до 2,50	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 2,50 до 3,00	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 3,00 до 3,50	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 3,50 до 4,00	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 4,00 до 4,50	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 4,50 до 5,00	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 5,00 до 5,50	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 5,50 до 6,00	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 6,00 до 6,50	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 6,50 до 7,00	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 7,00 до 7,50	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 7,50 до 8,00	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 8,00 до 8,50	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 8,50 до 9,00	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 9,00 до 9,50	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 9,50 до 10,00	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 10,00 до 10,50	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 10,50 до 11,00	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 11,00 до 11,50	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 11,50 до 12,00	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 12,00 до 12,50	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 12,50 до 13,00	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 13,00 до 13,50	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 13,50 до 14,00	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 14,00 до 14,50	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 14,50 до 15,00	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0

Продолжение таблицы 2

Модель	Номинальные значения диаметра, мм	Градация, мм	Количество в упаковке, шт.	Допускаемые отклонения диаметра от номинального значения, мм	Допускаемые отклонения формы измерительной поверхности, мкм, не более
6211	От 15,00 до 15,50	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 15,50 до 16,00	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 16,00 до 16,50	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 16,50 до 17,00	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 17,00 до 17,50	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 17,50 до 18,00	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 18,00 до 18,50	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 18,50 до 19,00	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 19,00 до 19,50	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 19,50 до 20,00	0,01	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 1,00 до 2,00	0,01	101	$\pm 0,001$	2,0
	От 2,00 до 3,00	0,01	101	$\pm 0,001$	2,0
	От 3,00 до 4,00	0,01	101	$\pm 0,001$	2,0
	От 4,00 до 5,00	0,01	101	$\pm 0,001$	2,0
	От 5,00 до 6,00	0,01	101	$\pm 0,001$	2,0
	От 6,00 до 7,00	0,01	101	$\pm 0,001$	2,0
	От 7,00 до 8,00	0,01	101	$\pm 0,001$	2,0
	От 8,00 до 9,00	0,01	101	$\pm 0,001$	2,0
	От 9,00 до 10,00	0,01	101	$\pm 0,001$	2,0
	От 1,0 до 5,0	0,1	41	$\pm 0,001$	2,0
	От 5,0 до 10,0	0,1	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 10,0 до 15,0	0,1	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 15,0 до 20,0	0,1	51	$\pm 0,001$	2,0
	От 1,0 до 10,0	0,1	91	$\pm 0,001$	2,0
	От 0,99 до 9,99 От 1,00 до 10,00 От 1,01 до 10,01	0,1	273	$\pm 0,001$	2,0

Таблица 3 – Габаритные размеры и масса наборов

Модель	Номинальные значения диаметра, мм	Габаритные размеры (Длина x Ширина x Высота), мм, не более	Масса, кг, не более
6211	От 0,20 до 0,50	250x250x100	2,0
	От 0,50 до 1,00	250x250x100	2,0
	От 1,00 до 1,50	250x250x100	2,0
	От 1,50 до 2,00	250x250x100	2,0
	От 2,00 до 2,50	250x250x100	2,0
	От 2,50 до 3,00	250x250x100	2,0
	От 3,00 до 3,50	250x250x100	2,0
	От 3,50 до 4,00	250x250x100	2,0
	От 4,00 до 4,50	250x250x100	2,0
	От 4,50 до 5,00	250x250x100	2,0
	От 5,00 до 5,50	250x250x100	2,0

Продолжение таблицы 3

Модель	Номинальные значения диаметра, мм	Габаритные размеры (Длина x Ширина x Высота), мм, не более	Масса, кг, не более
6211	От 5,50 до 6,00	250x250x100	2,0
	От 6,00 до 6,50	250x250x100	2,0
	От 6,50 до 7,00	250x250x100	2,0
	От 7,00 до 7,50	250x250x100	2,0
	От 7,50 до 8,00	250x250x100	3,0
	От 8,00 до 8,50	250x250x100	3,0
	От 8,50 до 9,00	250x250x100	3,0
	От 9,00 до 9,50	250x250x100	3,0
	От 9,50 до 10,00	250x250x100	3,0
	От 10,00 до 10,50	250x250x100	4,0
	От 10,50 до 11,00	250x250x100	4,0
	От 11,00 до 11,50	250x250x100	4,0
	От 11,50 до 12,00	250x250x100	4,0
	От 12,00 до 12,50	250x250x100	5,0
	От 12,50 до 13,00	250x250x100	5,0
	От 13,00 до 13,50	250x250x100	5,0
	От 13,50 до 14,00	250x250x100	5,0
	От 14,00 до 14,50	250x250x100	5,0
	От 14,50 до 15,00	250x250x100	6,0
	От 15,00 до 15,50	250x250x100	6,0
	От 15,50 до 16,00	250x250x100	6,0
	От 16,00 до 16,50	250x250x100	8,0
	От 16,50 до 17,00	250x250x100	8,0
	От 17,00 до 17,50	250x250x100	8,0
	От 17,50 до 18,00	250x250x100	8,0
	От 18,00 до 18,50	250x250x100	8,0
	От 18,50 до 19,00	250x250x100	8,0
	От 19,00 до 19,50	250x250x100	8,0
	От 19,50 до 20,00	250x250x100	8,0
	От 1,00 до 2,00	500x300x100	0,5
	От 2,00 до 3,00	500x300x100	1,0
	От 3,00 до 4,00	500x300x100	1,0
	От 4,00 до 5,00	500x300x100	1,5
	От 5,00 до 6,00	500x300x100	2,0
	От 6,00 до 7,00	500x300x100	2,5
	От 7,00 до 8,00	500x300x100	3,0
	От 8,00 до 9,00	500x300x100	3,5
	От 9,00 до 10,00	500x300x100	4,0
	От 1,0 до 5,0	250x250x100	1,0
	От 5,0 до 10,0	250x250x100	2,0
	От 10,0 до 15,0	250x250x100	4,0
	От 15,0 до 20,0	250x250x100	7,0
	От 1 до 10,0	500x300x100	3,0
	От 0,99 до 9,99 От 1,0 до 10,0 От 1,01 до 10,01	500x300x100	5,0

Таблица 4 – Условия эксплуатации

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	От +15 до +25 80

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	3
Средняя наработка на отказ, ч	60000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Комплектность
Проволочки или ролики	-	1 шт. или 1 набор или 1 комплект
Футляр или укладочный ящик	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Порядок работы и техническое обслуживание» паспорта проволочек и роликов.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2840 от 29 декабря 2018 г;

Стандарт предприятия Dasqua Technology Ltd «Проволочки и ролики».

Правообладатель

Dasqua Technology Ltd, Китай

Адрес: 23rd Floor, Unit 1, Building 5, No.99, Hupan Road, Chengdu, China

Изготовитель

Dasqua Technology Ltd, Китай

Адрес: 23rd Floor, Unit 1, Building 5, No.99, Hupan Road, Chengdu, China

Испытательный центр

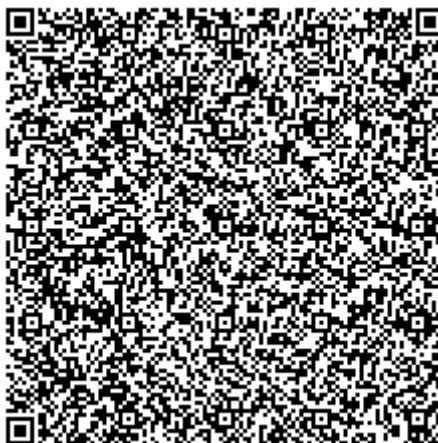
Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический Центр Севр групп»
(ООО «МЦ Севр групп»)

Адрес: 111141, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Новогиреево, ул. Кусковская,
д. 20А, этаж/помещ./ком. мансарда/ХПА/33Б

Тел.: +7 (495) 822-18-08

Web-сайт: www.mcsevr.ru, E-mail: info@mcsevr.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц №
RA.RU.314382



Регистрационный № 96818-25

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП АО «ЛОЭСК» - «Волосовские горэлектросети»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП АО «ЛОЭСК» - «Волосовские горэлектросети» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя интеллектуальный контроллер SM160-02M (далее-УСПД), каналообразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя серверы баз данных (СБД): СБД ООО «РКС-энерго» с установленным программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» с установленным ПО «Пирамида Сети», СБД АО «ЛОЭСК» с установленным ПО «Пирамида 2.0», устройства синхронизации времени УСВ-3 и УСВ-2 (УСВ), локально-вычислительную сеть, автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются

мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика:

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

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

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотносены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИИК №№ 1-18 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и ее передача на СБД ПАО «Россети Ленэнерго». УСПД с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Цифровой сигнал с выходов счетчика ИИК № 19-21 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы СБД АО «ЛОЭСК», где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. СБД АО «ЛОЭСК» с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивают счетчики электроэнергии и считывают с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

СБД АО «ЛОЭСК» и СБД ПАО «Россети Ленэнерго» в автоматическом режиме один раз в сутки формируют отчеты в формате XML и отправляют данные коммерческого учета на СБД ООО «РКС-энерго».

СБД ООО «РКС-энерго» раз в сутки формирует отчеты в формате XML, подписывает электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ, ИВК). В состав СОЕВ входят устройства синхронизации времени типа УСВ-3 и УСВ-2, синхронизирующие собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

СБД ООО «РКС-энерго», СБД АО «ЛОЭСК», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивают собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ и при расхождении ± 1 с и более, СБД ООО «РКС-энерго», СБД АО «ЛОЭСК», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» производят синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени СБД ПАО «Россети Ленэнерго» осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Синхронизация шкалы времени УСПД производится независимо от величины расхождения со шкалой времени СБД ПАО «Россети Ленэнерго».

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК №№ 1-18 со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК № 19-21 со шкалой времени СБД АО «ЛОЭСК» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени СБД АО «ЛОЭСК» равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, СБД АО «ЛОЭСК», СБД ООО «РКС-энерго» и СБД ПАО «Россети Ленэнерго» отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ 002/25 нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, которая крепится на корпус СБД ООО «РКС-энерго».

Общий вид СБД ООО «РКС-энерго» с указанием места нанесения заводского номера АИИС КУЭ представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СБД ООО «РКС-энерго» АИИС КУЭ с указанием места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Пирамида Сети», ПО «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
ПО «АльфаЦЕНТР»	
1	2
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
ПО «Пирамида Сети»	
Идентификационное наименование модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные	Значение
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
ПО «Пирамида 2.0»	
Идентификационное наименование модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные	Значение
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E37 3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4 D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8A B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Волосово (ПС 189), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.189-01	ТОЛ-НТЗ 400/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	SM160-02М, рег. № 71337-18	УСВ-2, рег. № 82570-21/ СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 84823-22 /СБД ООО «РКС-энерго»
2	ПС 110 кВ Волосово (ПС 189), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.189-04	ТОЛ-СЭЩ 300/5, КТ 0,5S Рег. № 51623-12	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		
3	ПС 110 кВ Волосово (ПС 189), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.189-05	ТОЛ-СЭЩ 200/5, КТ 0,5S Рег. № 51623-12	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		
4	ПС 110 кВ Волосово (ПС 189), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.189-06	ТОЛ-СЭЩ 400/5, КТ 0,5S Рег. № 51623-12	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		
5	ПС 110 кВ Волосово (ПС 189), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.189-07	ТОЛ-СЭЩ 400/5, КТ 0,5S Рег. № 51623-12	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		
6	ПС 110 кВ Волосово (ПС 189), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.189-08	ТОЛ-СЭЩ 300/5, КТ 0,5S Рег. № 51623-12	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		
7	ПС 110 кВ Волосово (ПС 189), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.189-09	ТОЛ-СЭЩ 200/5, КТ 0,5S Рег. № 51623-12	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ПС 110 кВ Волосово (ПС 189), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.189-13	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	SM160-02М, рег. № 71337-18	УСВ-2, рег. № 82570-21/ СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 84823-22 /СБД ООО «РКС-энерго»
9	ПС 110 кВ Волосово (ПС 189), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.189-15	ТОЛ-НТЗ 400/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		
10	ПС 110 кВ Волосово (ПС 189), КРУН-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.189-19	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		
11	ПС 110 кВ Волосово (ПС 189), КРУН-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.189-20	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		
12	ПС 110 кВ Волосово (ПС 189), КРУН-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.189-22	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		
13	ПС 110 кВ Волосово (ПС 189), КРУН-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.189-23	ТОЛ-СЭЩ-10 150/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		
14	ПС 110 кВ Волосово (ПС 189), КРУН-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.189-25	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		
15	ПС 110 кВ Волосово (ПС 189), КРУН-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.189-27	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
1 6	ПС 35 кВ Кикерино (ПС-9), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.9-03	ТОЛ-10-I 200/5, КТ 0,5S Пер. № 15128-07	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Пер. № 11094-87	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 77036-19	SM160-02M, рег. № 71337-18	УСВ-2, рег. № 82570-21/ СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 84823-22 /СБД ООО «РКС-энерго»
1 7	ПС 35 кВ Кикерино (ПС-9), КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.9-05	ТЛО-10 150/5, КТ 0,5S Пер. № 25433-08	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Пер. № 11094-87	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 77036-19		
1 8	ПС 35 кВ Кикерино (ПС-9), КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.9-08	ТЛО-10 150/5, КТ 0,5S Пер. № 25433-08	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Пер. № 11094-87	ТЕ3000.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 77036-19		
1 9	ТП 10 кВ №356, РУ- 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 150/5, КТ 0,5S Пер. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07	-	УСВ-3, рег. № 84823-22 / СБД АО «ЛЮЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»
2 0	ТП 10 кВ №357, РУ- 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 600/5, КТ 0,5S Пер. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07		
2 1	ТП 10 кВ №377, РУ- 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 400/5, КТ 0,5S Пер. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07		

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,1 5,2
16, 17, 18	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,1 5,1
19, 20, 21	Активная Реактивная	0,9 2,3	3,0 5,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC (SU), с			± 5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая) 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$ 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,9$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, силе тока равной 1(2) % от $I_{1 ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $+5^{\circ}\text{C}$ до $+35^{\circ}\text{C}$			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	21
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, $^{\circ}\text{C}$	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 50 от $+21$ до $+25$
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, $^{\circ}\text{C}$ температура окружающей среды для счетчиков, $^{\circ}\text{C}$ температура окружающей среды для УСПД, $^{\circ}\text{C}$ температура окружающей среды для серверов ИВК, $^{\circ}\text{C}$ атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 (2) до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до $+60$ от $+5$ до $+35$ от $+15$ до $+25$ от $+10$ до $+30$ от 80,0 до 106,7 98

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ТЕ3000 (рег. № 77036-19) ПСЧ-4ТМ.05М (рег. № 36355-07) УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервера: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 140000 45000 35000 120000 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: ТЕ3000 (рег. № 77036-19) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут. ПСЧ-4ТМ.05М (рег. № 36355-07) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут. УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, Сервера: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	114 113 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	6
	ТОЛ-СЭЩ	18
	ТОЛ-СЭЩ-10	21
	ТОЛ-10-1	3
	ТЛО-10	4
	Т-0,66	9
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	4
	НАМИ-10	2
Счетчик электрической энергии	ТЕ3000.01	18
	ПСЧ-4ТМ.05М.04	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
	УСВ-2	1
Интеллектуальный контроллер (УСПД)	SM160-02М	2
Сервера	СБД ООО «РКС-энерго»	1
	СБД АО «ЛОЭСК»	1
	СБД ПАО «Россети Ленэнерго»	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/364/25	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП АО «ЛОЭСК» - «Волосовские горэлектросети». МВИ 26.51/364/25, аттестованном ФБУ "Самарский ЦСМ", г. Самара, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311290.

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».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РКС-энерго»

(ООО «РКС-энерго»)

ИНН 3328424479

Юридический адрес: 187320, Ленинградская область, Кировский район, г. Шлиссельбург, ул. Жука, д 3, помещ. 204

Телефон: 8 (812) 332-05-20

E-mail: office@rks-energo.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)
ИНН 9705008559
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещ. №1
Телефон: 8 (495) 6478818
E-mail: golovkonata63@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU. 312560

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещ. №1
Телефон: 8 (495) 6478818
E-mail: golovkonata63@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU. 312560

