УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2026 г. № 271

Регистрационный № 26117-26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители уровня бесконтактные ИУБ-1К

Назначение средства измерений

Измерители уровня бесконтактные ИУБ-1К предназначены для измерений уровня жидких и сыпучих сред в различных технологических установках и ёмкостях.

Описание средства измерений

Измерители уровня бесконтактные ИУБ-1К конструктивно состоят из блока детектирования (далее по тексту – БД), блока обработки информации (далее по тексту – БОИ) и кассет типа СН-У с радионуклидным источником Na-22 (далее по тексту – излучатель). При необходимости измерители уровня комплектуются блоком питания (далее по тексту – БП). БД и кассета с излучателем устанавливаются непосредственно на ёмкость, в которой проводятся измерения уровня. БОИ устанавливается на рабочем месте оператора. Результаты измерений выводятся на ЖК-дисплей БОИ. Предусмотрен вывод информации в виде токового выходного сигнала (4-20) мА.

Принцип действия измерителей уровня бесконтактных ИУБ-1К состоит в регистрации изменения плотности потока гамма-излучения, проходящего через ёмкость, в которой происходит измерение уровня. Изменение плотности потока гамма-излучения происходит вследствие изменения уровня измеряемой среды. Поток гамма-излучения от излучателей регистрируется БД, в котором этот поток преобразуется в последовательность статистически распределённых импульсов со средней частотой следования импульсов, прямо пропорциональной плотности потока излучения.

Измерители уровня бесконтактные ИУБ-1К изготавливаются в четырёх модификациях, которые отличаются типом используемого БД, диапазоном измерений и основной абсолютной погрешностью измерений.

К данному типу средств измерений относятся измерители уровня бесконтактные ИУБ-1К следующих модификаций: ИУБ-1К-7, ИУБ-1К-8, ИУБ-1К-9, ИУБ-1К-10.

Измерители уровня бесконтактные ИУБ-1К могут комплектоваться различными типами БОИ. Обозначение модификации и информация о входящих в состав блоков приводится в паспорте на измеритель уровня бесконтактный ИУБ-1К.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер измерителей уровня бесконтактных ИУБ-1К формируется из заводского номера блока детектирования и блока обработки информации и указывается в паспорте на измеритель уровня бесконтактный ИУБ-1К.

Заводской номер, идентифицирующий каждый из блоков, входящих в состав измерителя уровня бесконтактного ИУБ-1К, представляет собой цифровое обозначение по системе нумерации изготовителя и наносится методом фотохимического травления или методом лазерной гравировки на поверхности блока или на алюминиевый шильдик, закрепляемый на соответствующем блоке.

Общий вид кассет с излучателем, блоков детектирования, блоков обработки информации и блока питания представлен на рисунках 1 – 12.

Ограничение доступа к узлам настройки блока детектирования и блока обработки информации осуществляется путём нанесения битумной мастики с оттиском клейма изготовителя в местах, предусмотренных для пломбировки, представленных на рисунках 6 – 11.

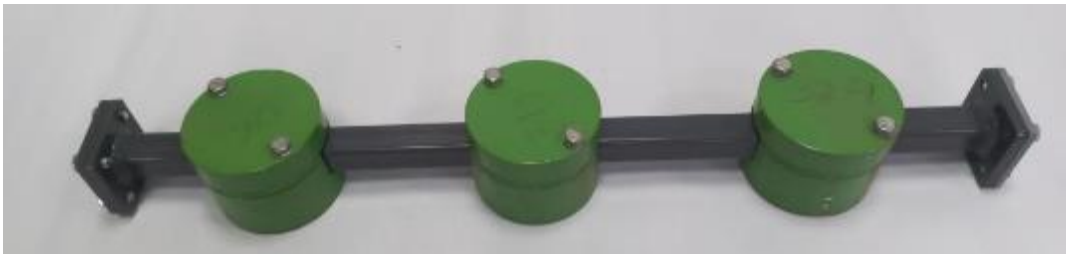


Рисунок 1 – Общий вид кассет типа СН с излучателем, расположенных на устройстве крепления излучателей

Рисунок 2 – Общий вид блоков детектирования БД-6-5Д или БД-6-1Д

Рисунок 3 – Общий вид блоков детектирования БД-6-5 или БД-6-1

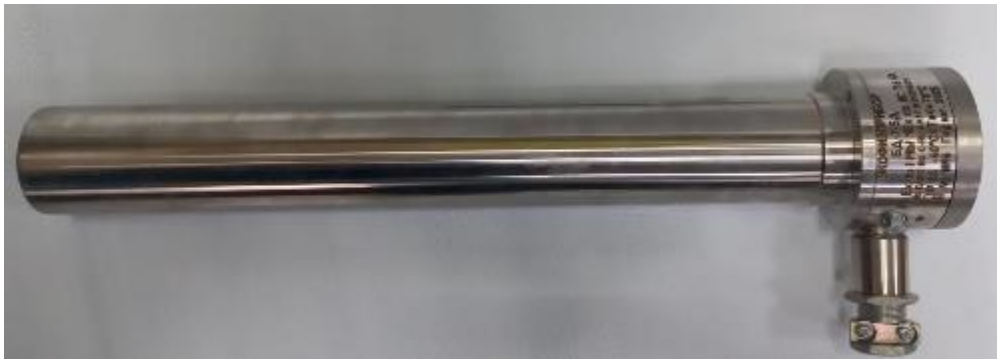


Рисунок 4 – Общий вид блоков детектирования БД-7-5Д или БД-7-1Д

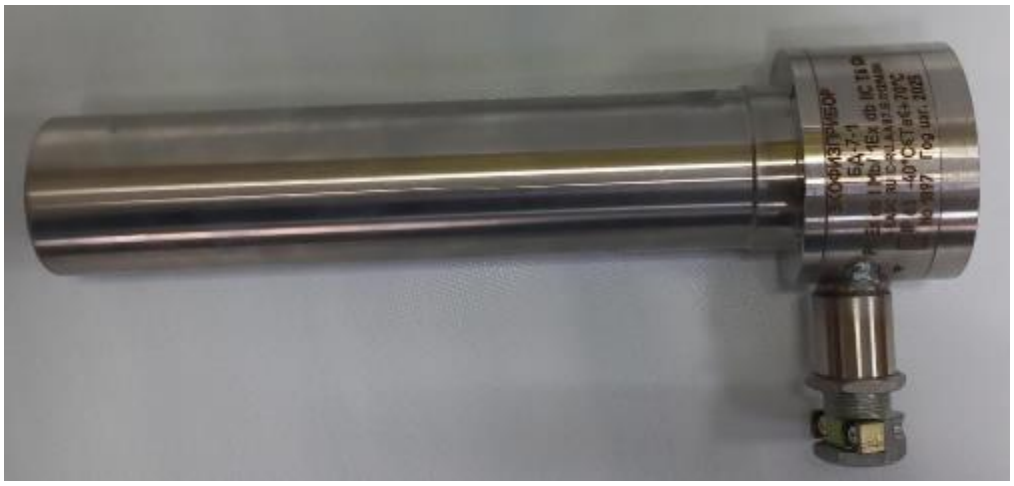


Рисунок 5 – Общий вид блоков детектирования БД-7-5 или БД-7-1

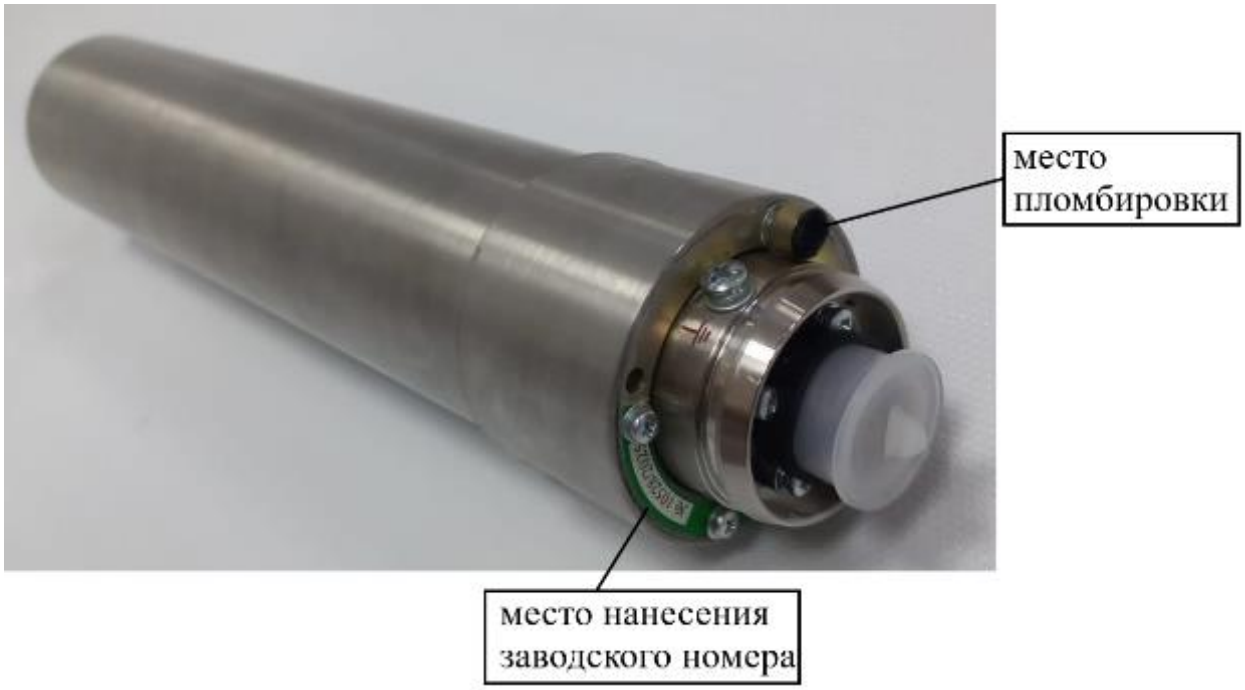


Рисунок 6 – Места нанесения заводского номера и пломбировки блоков детектирования БД-6-1, БД-6-5, БД-6-1Д, БД-6-5Д

Рисунок 7 – Места нанесения заводского номера и пломбировки блоков детектирования БД-7-1, БД-7-1Д, БД-7-5, БД-7-5Д

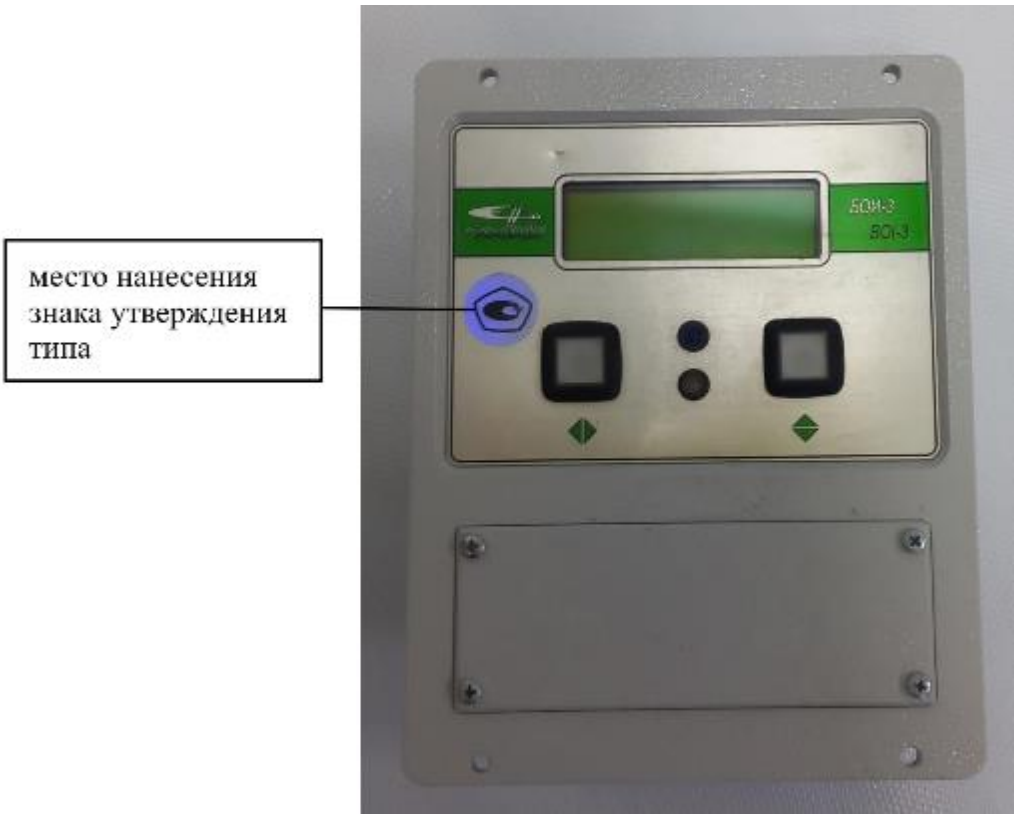


Рисунок 8 – Общий вид блока БОИ-3

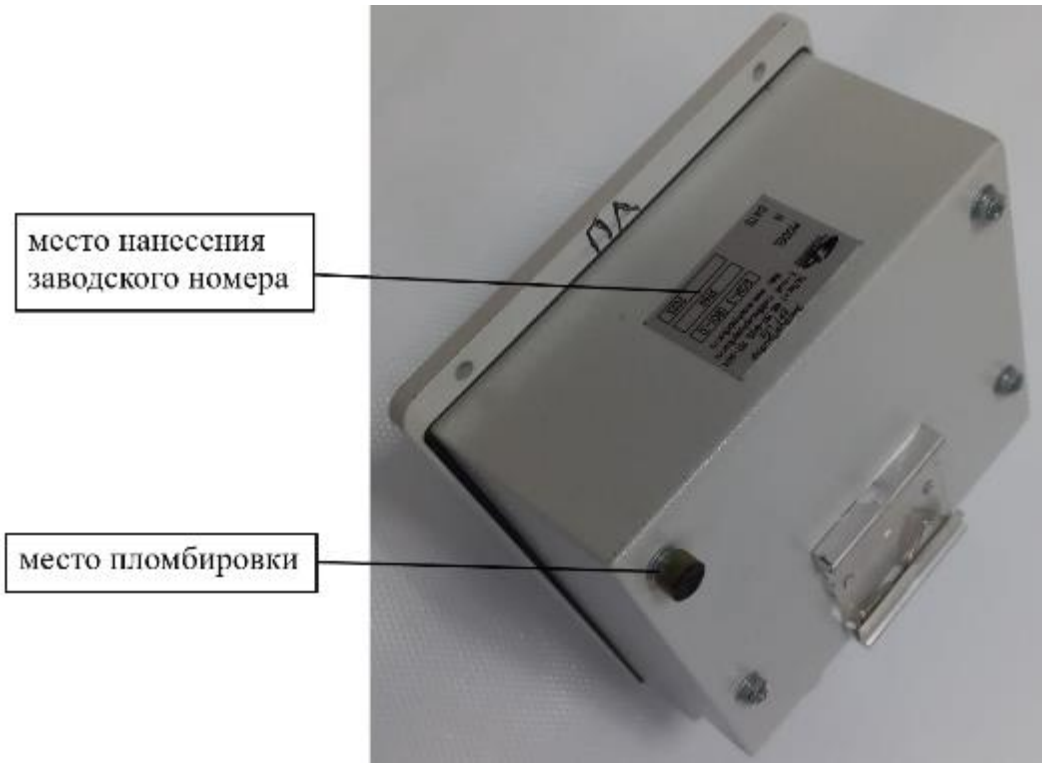


Рисунок 9 – Места нанесения заводского номера и пломбировки блока БОИ-3

Рисунок 10 – Общий вид блока БОИ -4

Рисунок 11 – Общий вид блока БОИ-7

Рисунок 12 – Общий вид блока питания

Программное обеспечение

Программное обеспечение, входящее в состав БОИ, является встроенным, метрологически значимым.

Программное обеспечение выполняет функции преобразования средней частоты следования импульсов в значение уровня, а также преобразования измеренного уровня в токовый выходной сигнал и вывод информации на дисплей БОИ. Для блока БОИ-4 предусмотрена функция архивации данных измерений.

ПО устанавливается на стадии изготовления БОИ. Конструкция блока БОИ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при их нормировании.

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

Идентификационные данные ПО измерителей уровня бесконтактных ИУБ-1К приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже: для блока БОИ-4 для блоков БОИ-3, БОИ-7	 V4.4 V3734
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений уровня, м:	
- модификации ИУБ-1К-7, ИУБ-1К-9	от 0,10 до 1,60
- модификации ИУБ-1К-8, ИУБ-1К-10	от 0,10 до 1,00
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений уровня, м:	
- модификации ИУБ-1К-7, ИУБ-1К-9	±0,04
- модификации ИУБ-1К-8, ИУБ-1К-10	±0,06
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений уровня при отклонении температуры окружающей среды от температуры (20±5) ºС на каждые 10 ºС, м:	
- модификации ИУБ-1К-7, ИУБ-1К-9	±0,02
- модификации ИУБ-1К-8, ИУБ-1К-10	±0,03
Примечания: - указанные значения диапазона измерений уровня и абсолютной погрешности измерений уровня обеспечиваются при номинальном времени усреднения и номинальной суммарной активности излучателей, указанных в технических характеристиках; - диаметр ёмкости, в которой происходит измерение уровня, от 0,5 до 3,0 м.	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное время усреднения, с	100
Номинальная суммарная активность излучателей Na-22, кБк	900
Масса, кг, не более:	
блоки БД-6-5, БД-6-1	3,4
блоки БД-6-5Д, БД-6-1Д	5,1
блоки БД-7-5, БД-7-1	5,7
блоки БД-7-5Д, БД-7-1Д	7,5
БОИ-3	1,1
БОИ-4	0,9
БОИ-7	6,4
БП-2	0,6
Габаритные размеры, мм, не более:	
блоки БД-6-5, БД-6-1	
диаметр	68
длина	326
блоки БД-6-5Д, БД-6-1Д	
диаметр	68
длина	496
блоки БД-7-5, БД-7-1	
диаметр кожуха	64
диаметр вводного устройства	95
длина	356
длина кабельного ввода	67
блоки БД-7-5Д, БД-7-1Д	
диаметр кожуха	64
диаметр вводного устройства	95
длина	530
длина кабельного ввода	67
БОИ-3	
длина	175
ширина	136
высота	65
БОИ-4	
длина	215
ширина	165
высота	115
БОИ-7	
длина	270
ширина	150
высота	70
БП-2	
длина	115
ширина	115
высота	65

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: температура окружающей среды, ºС: для всех блоков детектирования, для блоков БОИ-3, БОИ-7, БП-2 для блока БОИ-4 относительная влажность, %, не более	 от -40 до +70 от 0 до +50 от -20 до +50 95
Диапазон электрического токового выходного сигнала, мА	от 4 до 20
Потребляемая мощность, В·А, не более	10
Степень защиты от внешних воздействий по ГОСТ 14254-2015: блоки детектирования, блок питания блок обработки информации БОИ-3 блоки обработки информации БОИ-4, БОИ-7	 IP65 IP54 или IP65 IP54 IP65
Уровень и вид взрывозащиты: блок детектирования БД-7-5, БД-7-1 блок детектирования БД-7-5Д, БД-7-1Д блок обработки информации БОИ-7	 PB Ex db I Mb / 1Ex db IIC T6 Gb PB Ex db I Mb / 1Ex db IIC T6 Gb PB Ex d I Mb / 1Ex d IIC T6 Gb

Таблица 4 – Показатели надёжности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	20000
Средний срок службы, лет, не менее	8

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель блока обработки информации в виде наклейки, а также на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Модификация ИУБ-1К-			
		7	8	9	10
Блок детектирования БД-6-5 или БД-6-1	КЗРС.329000.006-05 или КЗРС.329000.006-01	-	+	-	-
Блок детектирования БД-6-5Д или БД-6-1Д	КЗРС.329000.006-25 или КЗРС.329000.006-21	+	-	-	-
Блок детектирования БД-7-5 или БД-7-1	КЗРС.329000.007-05 или КЗРС.329000.007-01	-	-	-	+
Блок детектирования БД-7-5Д или БД-7-1Д	КЗРС.329000.007-25 или КЗРС.329000.007-21	-	-	+	-
Блок БОИ-3	КЗРС.843809.005	+	+	+	+
Блок БОИ-4	КЗРС.843390.004	+	+	+	+
Блок БОИ-7	КЗРС.843809.007	-	-	+	+
Блок питания БП-2	КЗРС.460423.010	+	+	+	+

Продолжение таблицы 5

Наименование	Обозначение	Модификация ИУБ-1К-			
		7	8	9	10
Кассета СН-У	КЗРС.180000.015-5 или КЗРС.180000.015-7	+	+	+	+
Устройство крепления БД-6-5 или БД-6-1	КЗРС.407460.174-02	-	+	-	-
Устройство крепления БД-6-5Д или БД-6-1Д	КЗРС.407460.174-04	+	-	-	-
Устройство крепления БД-7-5 или БД-7-1	КЗРС.407460.175-02	-	-	-	+
Устройство крепления БД-7-5Д или БД-7-1Д	КЗРС.407460.175-04	-	-	+	-
Руководство по эксплуатации	КЗРС.407729.002 РЭ	+	+	+	+
Паспорт	КЗРС.407729.002 ПС	+	+	+	+
Паспорт на радионуклидный источник Na-22	-	+	+	+	+

Примечания:

- В комплект поставки входит один блок обработки информации БОИ в зависимости от технического задания на комплект оборудования.

- В комплект поставки входит протяжённый излучатель, представляющий собой сборку из нескольких точечных источников Na-22 (по ТУ 27.90.11-011-23102128-2017), помещённых в кассету СН-У. Количество кассет (протяжённых излучателей) зависит от технического задания на комплект оборудования.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации КЗРС.407729.002 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31.12.2019 № 3459 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов;

КЗРС.407729.002 ТУ Измерители уровня бесконтактные ИУБ-1К. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-технический центр Экофизприбор»

(ООО «НТЦ Экофизприбор»)

ИНН 7726724172

Юридический адрес: 117638, г. Москва, ш. Варшавское, д. 56, стр.2, этаж 3, помещение 2, комната 4

Телефон: +7(495) 797-64-25, +7(495) 797-64-26

Веб-сайт: www.ecophyspribor.ru

E-mail: mail@ecophyspribor.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-технический центр Экофизприбор»

(ООО «НТЦ Экофизприбор»)

ИНН 7726724172

Юридический адрес: 117638, г. Москва, ш. Варшавское, д. 56, стр. 2, этаж 3, помещение 2, комната 4

Адрес места деятельности: 115230, г. Москва, Варшавское ш., д. 46, строение 2

Телефон: +7(495) 797-64-25, +7(495) 797-64-26

Веб-сайт: www.ecophyspribor.ru

E-mail: mail@ecophyspribor.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест»

(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

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

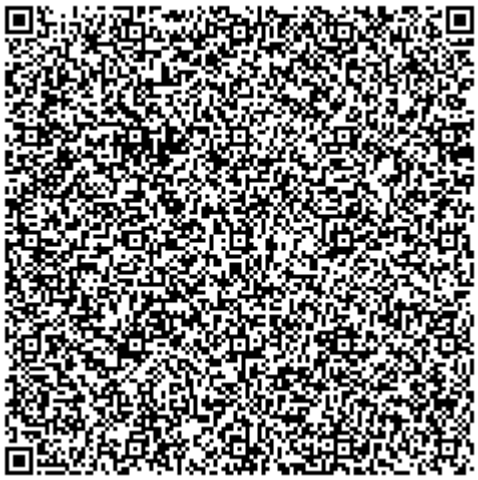
Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

Веб-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2026 г. № 271

Регистрационный № 97756-26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Бюретки типа I 1-го класса точности

Назначение средства измерений

Бюретки типа I 1-го класса точности (далее – бюретки) предназначены для измерений объема жидкости.

Описание средства измерений

Бюретки представляют собой стеклянные цилиндрические трубки с нанесенными на них шкалами, снабженные сливным устройством.

Нижняя отметка шкалы соответствует номинальной вместимости. Числовые обозначения шкалы бюреток нанесены над соответствующими отметками или напротив них с правой стороны шкалы.

Бюретки изготавливаются в исполнении 1 – с одноходовым краном.

Бюретки вымеряют на слив.

Принцип действия бюреток основан на измерении определенного объема жидкости (приведенного к температуре 20 °С), которая выливается из бюретки.

Общий вид бюреток представлен на рисунке 1.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр по системе нумерации изготовителя, наносится в верхней части бюретки методом лазерной гравировки в месте, указанном на рисунке 2.

Знак поверки наносится над шкалой методом трафаретной печати с последующим вжиганием краски в месте, указанном на рисунке 3.

Цветовая гамма и шрифт маркировки могут быть изменены изготовителем в одностороннем порядке.

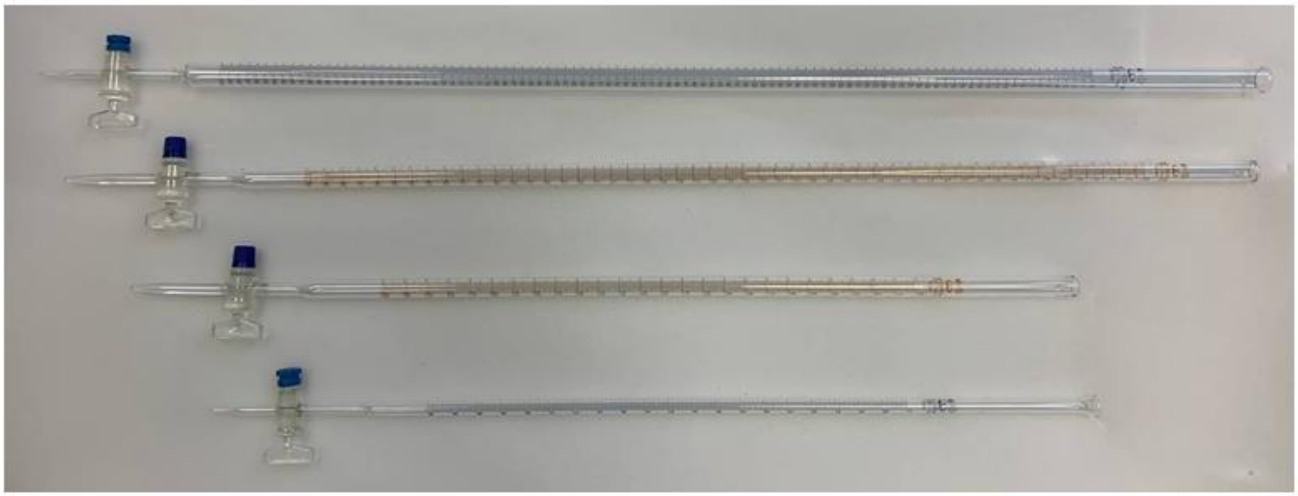


Рисунок 1 – Общий вид бюреток

Рисунок 2 – Общий вид бюреток с указанием места нанесения заводского номера

Рисунок 3 – Общий вид бюреток с указанием места нанесения знака утверждения типа и места нанесения знака поверки

Пломбирование бюреток не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
Номинальная вместимость, мл	10	25	50	100
Цена наименьшего деления шкалы, мл	0,05	0,1	0,1	0,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности вместимости при температуре 20 °С, мл	±0,02	±0,05	±0,05	±0,1
Время слива воды из бюретки, с	от 75 до 95	от 45 до 75	от 60 до 100	от 60 до 100

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
Номинальная вместимость, мл	10	25	50	100
Длина бюретки, мм	580±10	620±10	790±10	820±10

Знак утверждения типа
наносится методом трафаретной печати с последующим вжиганием краски над шкалой в месте, указанном на рисунке 3, и типографским способом на этикетку в правом верхнем углу.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Бюретка типа I 1-го класса точности	-	количество по заказу
Этикетка	МИДП.725234.005. ЭТ	1 экз.
Коробка упаковочная	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 1 «Назначение» этикетки МИДП.725234.005 ЭТ.

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» (часть 3-я);

ГОСТ 29251-91 «Посуда лабораторная стеклянная. Бюретки. Часть 1. Общие требования»;

ГОСТ 29252-91 «Посуда лабораторная стеклянная. Бюретки. Часть 2. Бюретки без установленного времени ожидания».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «МиниМедПром»
(ООО «МиниМедПром»)
ИНН 3202008488
Юридический адрес: 242600, Брянская область, г. Дятьково, ул. Ленина, д. 182, корп. 5
Телефон/факс: 8 (48333) 3-44-05
E-mail: standart.minimed@mail.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МиниМедПром»
(ООО «МиниМедПром»)
ИНН 3202008488
Адрес: 242600, Брянская область, г. Дятьково, ул. Ленина, д. 182, корп. 5
Телефон/факс: 8 (48333) 3-44-05
E-mail: standart.minimed@mail.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест»
(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)
Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31
Адрес осуществления деятельности: 141600, Московская обл., г. Клин, ул. Дзержинского, д. 2
Телефон: +7 (496) 242-41-62
Факс: +7 (496) 247-70-70
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info.kln@rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30083-2014

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2026 г. № 271

Регистрационный № 97757-26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии ПАО «Сургутнефтегаз»

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии ПАО «Сургутнефтегаз» (далее – АИИС КУЭ) предназначены для измерений активной и реактивной электрической энергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных (сервер ИВК), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и передачи данных и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергосфера».

Доступ к элементам и средствам измерений АИИС КУЭ ограничен на всех уровнях при помощи механических и программных методов и способов защиты.

АИИС КУЭ решают следующие задачи:

– измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин), привязанных к шкале UTC (SU);

– автоматическое выполнение измерений;

– автоматическое ведение системы единого времени;

– сбор информации на сервер ИВК и АРМ;

– передача данных с сервера ИВК или АРМ владельца АИИС КУЭ, или от АРМ энергосбытовой организации с электронно-цифровой подписью заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии с использованием электронной почты через сеть Internet в форматах, предусмотренных регламентами оптового рынка электроэнергии и мощности;

– обеспечивает прием данных от АИИС КУЭ третьих лиц, в форматах, предусмотренных регламентами оптового рынка электроэнергии и мощности посредством электронной почты через сеть Internet.

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 электрической энергии мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электрической энергии вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл электрической мощности по времени от средней за период 0,02 с, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение электрической мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии поступает на сервер ИВК, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов и их последующую передачу с использованием средств электронно-цифровой подписи в организации-участники оптового рынка электроэнергии, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС». Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с сервера ИВК передаются на АРМы, установленные в соответствующих службах.

АИИС КУЭ оснащены системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя часы сервера ИВК, часы счетчиков электрической энергии, а таже УССВ на основе приемника сигналов точного времени (Серверы точного времени PPS200/1U19GNSS-NTP (основной и резервный), регистрационный номер 70727-18 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ)), принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной навигационной системы ГЛОНАСС. Время сервера ИВК синхронизировано с временем приемника, корректировка осуществляется по протоколу NTP (Network Time Protocol).

Сличение показаний часов сервера ИВК с показаниями часов счетчиков электрической энергии происходит каждые 30 минут. Коррекция времени часов счетчиков электрической энергии происходит при расхождении показаний на ± 2 с (параметр настраиваемый).

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

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

Программное обеспечение

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

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) приведены в таблицах 1, 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР», ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер ПО)	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Энергосфера» Библиотека libpso_metr.so
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	01e3eae897f3ce5aa58ff2ea6b948061
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Компонентный состав ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 3.

Метрологические характеристики ИК при измерении активной электрической энергии приводятся в таблице 4, при измерении реактивной электрической энергии приводятся в таблице 5 для всех счетчиков электрической энергии за исключением счетчика электрической энергии, в соответствии с регистрационным номером 27524-04. Метрологические характеристики ИК при измерении реактивной электрической энергии для счетчика электрической энергии с регистрационным номером 27524-04, приводятся в таблице 6.

Основные технические характеристики приведены в таблице 7.

Таблица 3 – Компонентный состав АИИС КУЭ

Наименование компонентов	Характеристики
Измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2015, утвержденного типа, зарегистрированные в ФИФ ОЕИ	Классы точности: 0,2, 0,2S, 0,5, 0,5S
Измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2015, утвержденного типа, зарегистрированные в ФИФ ОЕИ	Классы точности: 0,2, 0,5

Продолжение таблицы 3

Тип	Регистрационный номер в ФИФ ОЕИ
Счетчики электрической энергии	
Альфа А1800	31857-06, 31857-11, 31857-20
МИР С-(04, 05, 07)	61678-15
Меркурий 230	80590-20
Меркурий 234	75755-19
СЭТ-4ТМ (03М, 02М)	36697-17
СЭТ-4ТМ.03	27524-04
Серверы точного времени	
PPS200/1U19GNSS-NTP	70727-18
Каналообразующая аппаратура приема-передачи данных	
Модемы, Ethernet-шлюзы, PLC-концентраторы, GSM-шлюзы, GPRS-коммуникаторы и др. средства цифровой передачи данных	–
Примечания: 1. Состав конкретного экземпляра АИИС КУЭ (типы и количество входящих средств измерений, технических устройств и программного обеспечения) указывается в паспорте-формуляре.	

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК при измерении активной электрической энергии для счетчиков электрической энергии по ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012

Состав ИК	Диапазон измерений силы тока	Границы интервала допускаемой относительной погрешности при измерении активной электрической энергии и мощности при доверительной вероятности, равной 0,95					
		Основная погрешность ИК (±δ), %			Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %		
		cosφ=1,0	cosφ=0,8	cosφ=0,5	cosφ=1,0	cosφ=0,8	cosφ=0,5
1	2	3	4	5	6	7	8
ТТ – 0,2S ТН – 0,2 СЧ – 0,2S	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	0,9	1,2	1,8	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	0,6	0,9	1,3	0,8	0,9	1,3
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	0,5	0,7	1,1	0,8	0,9	1,3
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
ТТ – 0,2S ТН – 0,5 СЧ – 0,2S	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	1,0	1,4	2,1	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	0,8	1,1	1,7	1,0	-	-
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	0,7	1,0	1,5	0,9	1,1	1,7
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
ТТ – 0,5S ТН – 0,5 СЧ – 0,2S	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	1,6	2,6	4,7	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	1,1	1,7	3,0	1,2	-	-
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	1,0	1,5	2,7	1,1	1,6	2,8
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
ТТ – 0,5 ТН – 0,2 СЧ – 0,2S	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	-	-	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	1,7	2,8	5,3	1,9	-	-
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	1,4	2,3	4,4	1,6	2,4	4,5
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	0,9	1,5	2,7	1,1	1,6	2,8
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	0,7	1,1	1,9	0,9	1,2	2,0
ТТ – 0,5 ТН – 0,5 СЧ – 0,2S	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	-	-	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	1,8	2,9	5,4	1,9	-	-
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	1,5	2,4	4,6	1,6	2,5	4,6
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
ТТ – 0,5 ТН – нет СЧ – 0,2S	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	-	-	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	1,7	2,8	5,3	1,8	-	-
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	1,4	2,3	4,4	1,5	2,4	4,4
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	0,9	1,4	2,7	1,1	1,5	2,7
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	0,7	1,0	1,8	0.9	1,2	1,9
ТТ – 0,2S ТН – 0,2 СЧ – 0,5S	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	1,4	1,5	2,1	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	0,8	1,3	1,6	1,4	-	-
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	0,7	0,9	1,2	1,4	1,6	1,8
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	0,7	0,8	1,1	1,4	1,5	1,7
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	0,7	0,8	1,1	1,4	1,5	1,7
ТТ – 0,2S ТН – 0,5 СЧ – 0,5S	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	1,5	1,7	2,3	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	0,9	1,5	1,9	1,5	-	-
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	0,9	1,1	1,6	1,5	1,7	2,1
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	0,9	1,0	1,5	1,5	1,7	2,1
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	0,9	1,0	1,5	1,5	1,7	2,1
ТТ – 0,2S ТН – нет СЧ – 0,5S	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	1,3	1,5	1,9	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	0,7	1,3	1,5	1,4	-	-
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	0,7	0,9	1,1	1,4	1,5	1,7
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	0,6	0,8	0,9	1,4	1,5	1,6
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	0,6	0,8	0,9	1,4	1,5	1,6
ТТ – 0,2 ТН – 0,5 СЧ – 0,5S	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	-	-	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	1,2	1,7	2,5	1,7	-	-
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	1,1	1,4	2,1	1,6	1,9	2,5
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	0,9	1,2	1,7	1,5	1,7	2,2
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	0,9	1,1	1,6	1,5	1,7	2,1

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
ТТ – 0,5S ТН – 0,2 СЧ – 0,5S	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	1,9	2,7	4,8	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	1,1	1,8	2,9	1,6	1,9	2,8
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	1,0	1,4	2,5	1,6	1,7	2,4
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	0,9	1,2	2,0	1,5	1,7	2,4
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	0,9	1,2	2,0	1,5	1,7	2,4
ТТ – 0,5S ТН – 0,5 СЧ – 0,5S	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	1,9	2,7	4,9	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	1,2	1,9	3,1	1,7	-	-
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	1,1	1,6	2,7	1,6	2,0	3,1
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,0	1,4	2,3	1,6	1,9	2,6
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,0	1,4	2,3	1,6	1,9	2,6
ТТ – 0,5S ТН – нет СЧ – 0,5S	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	1,8	2,6	4,7	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	1,0	1,8	2,9	1,6	-	-
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	0,9	1,4	2,4	1,5	1,9	2,8
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	0,8	1,2	1,9	1,5	1,7	2,3
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	0,8	1,2	1,9	1,5	1,7	2,3
ТТ – 0,5 ТН – 0,2 СЧ – 0,5S	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	-	-	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	1,8	2,9	5,4	2,1	-	-
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	1,5	2,4	4,5	1,9	2,7	4,7
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,1	1,6	2,8	1,6	2,0	3,1
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	0,9	1,2	1,9	1,5	1,7	2,4
ТТ – 0,5 ТН – 0,5 СЧ – 0,5S	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	-	-	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	1,9	3,0	5,5	2,2	-	-
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	1,6	2,5	4,6	2,0	2,8	4,8
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,1	3,3
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,0	1,4	2,3	1,6	1,9	2,6
ТТ – 0,5 ТН – нет СЧ – 0,5S	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	-	-	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	1,8	2,9	5,4	2,1	-	-
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	1,5	2,4	4,4	1,9	2,7	4,6
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,0	1,9	2,7	1,6	2,0	3,0
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	0,8	1,2	1,9	1,5	1,7	2,3
ТТ – нет ТН – нет СЧ – 1,0	$0,05I_б \le I < 0,1I_б$	1,1	1,7	1,7	2,7	-	-
	$0,1I_б \le I < 0,2I_б$	1,1	1,1	1,1	2,7	2,8	2,9
	$0,2I_б \le I < I_б$	1,1	1,1	1,1	2,7	2,8	2,9
	$I_б \le I \le I_{макс}$	1,1	1,1	1,1	2,7	2,8	2,9
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), (±Δ), с						5	

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК при измерении реактивной электрической энергии для счетчиков по ГОСТ 31819.23-2012

Состав ИК	Диапазон измерений силы тока	Границы интервала допускаемой относительной погрешности при измерении реактивной электрической энергии и мощности при доверительной вероятности, равной 0,95			
		Основная погрешность ИК (±δ), %		Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %	
		sinφ=0,6	sinφ=0,87	sinφ=0,6	sinφ=0,87
1	2	3	4	5	6
ТТ – 0,2S ТН – 0,2 СЧ – 0,5	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	1,5	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	1,4	0,9	-	1,5
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	1,1	0,8	1,7	1,5
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,0	0,8	1,6	1,5
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,0	0,8	1,6	1,5
ТТ – 0,2S ТН – 0,5 СЧ – 0,5	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	1,6	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	1,7	1,0	-	1,6
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	1,4	1,0	1,9	1,6
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,3	1,0	1,9	1,6
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,3	1,0	1,9	1,6
ТТ – 0,5S ТН – 0,5 СЧ – 0,5	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	2,4	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	2,6	1,5	-	1,9
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	2,2	1,4	2,6	1,9
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,9	1,2	2,3	1,7
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,9	1,2	2,3	1,7
ТТ – 0,5 ТН – 0,2 СЧ – 0,5	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	4,3	2,4	-	2,8
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	3,6	2,1	3,8	2,4
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	2,3	1,4	2,6	1,8
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,6	1,1	2,1	1,6
ТТ – 0,5 ТН – 0,5 СЧ – 0,5	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	4,4	2,5	-	2,8
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	3,7	2,2	3,9	2,5
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	2,4	1,5	2,8	1,9
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,9	1,2	2,3	1,7
ТТ – 0,5 ТН – нет СЧ – 0,5	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	4,3	2,4	-	2,7
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	3,5	2,1	3,8	2,4
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	2,2	1,3	2,6	1,8
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,6	1,0	2,0	1,6

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
ТТ – 0,2S ТН – 0,2 СЧ – 1,0	$0{,}02I_{ном} \le I < 0{,}05I_{ном}$	-	1,9	-	-
	$0{,}05I_{ном} \le I < 0{,}1I_{ном}$	1,9	1,3	-	3,2
	$0{,}1I_{ном} \le I < 0{,}2I_{ном}$	1,4	1,2	3,4	3,2
	$0{,}2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,3	1,2	3,3	3,2
	$I_{ном} \le I \le 1{,}2I_{ном}$	1,3	1,2	3,3	3,2
ТТ – 0,2S ТН – 0,5 СЧ – 1,0	$0{,}02I_{ном} \le I < 0{,}05I_{ном}$	-	2,0	-	-
	$0{,}05I_{ном} \le I < 0{,}1I_{ном}$	2,1	1,4	-	3,3
	$0{,}1I_{ном} \le I < 0{,}2I_{ном}$	1,7	1,4	3,5	3,3
	$0{,}2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,6	1,3	3,4	3,3
	$I_{ном} \le I \le 1{,}2I_{ном}$	1,6	1,3	3,4	3,3
ТТ – 0,2S ТН – нет СЧ – 1,0	$0{,}02I_{ном} \le I < 0{,}05I_{ном}$	-	1,9	-	-
	$0{,}05I_{ном} \le I < 0{,}1I_{ном}$	1,8	1,3	-	3,2
	$0{,}1I_{ном} \le I < 0{,}2I_{ном}$	1,3	1,2	3,3	3,2
	$0{,}2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,2	1,2	3,3	3,2
	$I_{ном} \le I \le 1{,}2I_{ном}$	1,2	1,2	3,3	3,2
ТТ – 0,2 ТН – 0,5 СЧ – 1,0	$0{,}02I_{ном} \le I < 0{,}05I_{ном}$	-	-	-	-
	$0{,}05I_{ном} \le I < 0{,}1I_{ном}$	2,5	1,7	-	3,4
	$0{,}1I_{ном} \le I < 0{,}2I_{ном}$	2,0	1,6	3,6	3,3
	$0{,}2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,7	1,4	3,5	3,3
	$I_{ном} \le I \le 1{,}2I_{ном}$	1,6	1,3	3,4	3,2
ТТ – 0,5S ТН – 0,2 СЧ – 1,0	$0{,}02I_{ном} \le I < 0{,}05I_{ном}$	-	2,7	-	-
	$0{,}05I_{ном} \le I < 0{,}1I_{ном}$	2,7	1,7	-	3,4
	$0{,}1I_{ном} \le I < 0{,}2I_{ном}$	2,2	1,6	3,8	3,3
	$0{,}2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,9	1,4	3,6	3,3
	$I_{ном} \le I \le 1{,}2I_{ном}$	1,9	1,4	3,6	3,3
ТТ – 0,5S ТН – 0,5 СЧ – 1,0	$0{,}02I_{ном} \le I < 0{,}05I_{ном}$	-	2,7	-	-
	$0{,}05I_{ном} \le I < 0{,}1I_{ном}$	2,9	1,8	-	3,4
	$0{,}1I_{ном} \le I < 0{,}2I_{ном}$	2,4	1,7	3,9	3,4
	$0{,}2I_{ном} \le I < I_{ном}$	2,1	1,5	3,7	3,3
	$I_{ном} \le I \le 1{,}2I_{ном}$	2,1	1,5	3,7	3,3
ТТ – 0,5S ТН – нет СЧ – 1,0	$0{,}02I_{ном} \le I < 0{,}05I_{ном}$	-	2,6	-	-
	$0{,}05I_{ном} \le I < 0{,}1I_{ном}$	2,6	1,6	-	3,4
	$0{,}1I_{ном} \le I < 0{,}2I_{ном}$	2,2	1,5	3,7	3,3
	$0{,}2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,8	1,4	3,5	3,3
	$I_{ном} \le I \le 1{,}2I_{ном}$	1,8	1,4	3,5	3,3
ТТ – 0,5 ТН – 0,2 СЧ – 1,0	$0{,}02I_{ном} \le I < 0{,}05I_{ном}$	-	-	-	-
	$0{,}05I_{ном} \le I < 0{,}1I_{ном}$	4,5	2,6	-	3,9
	$0{,}1I_{ном} \le I < 0{,}2I_{ном}$	3,7	2,3	4,8	3,7
	$0{,}2I_{ном} \le I < I_{ном}$	2,4	1,7	3,9	3,4
	$I_{ном} \le I \le 1{,}2I_{ном}$	1,9	1,4	3,6	3,3

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
ТТ – 0,5 ТН – 0,5 СЧ – 1,0	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	4,6	2,7	-	4,0
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	3,8	2,4	4,9	3,8
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	2,6	1,8	4,0	3,4
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	2,1	1,5	3,7	3,3
ТТ – 0,5 ТН – нет СЧ – 1,0	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	4,5	2,6	-	3,9
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	3,7	2,3	4,8	3,7
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	2,4	1,6	3,9	3,4
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,8	1,4	3,5	3,3
ТТ – нет ТН – нет СЧ – 1,0	$0,05I_б \le I < 0,1I_б$	1,6	1,1	-	3,2
	$0,1I_б \le I < 0,2I_б$	1,1	1,1	3,3	3,2
	$0,2I_б \le I < I_б$	1,1	1,1	3,3	3,2
	$I_б \le I \le I_{макс}$	1,1	1,1	3,3	3,2

Примечания:

1. Класс точности счетчиков электрической энергии при измерении реактивной энергии – по ГОСТ 31819.23-2012 (ввиду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии счетчиков электрической энергии класса точности 0,5 устанавливаются в соответствии с руководствами их эксплуатации, в которых указано, что либо пределы погрешностей устанавливаются равными пределам соответствующих погрешностей ГОСТ 31819.23-2012, либо равными пределам соответствующих погрешностей счетчиков реактивной энергии класса точности 1,0).

Таблица 6 – Метрологические характеристики ИК при измерении реактивной электрической энергии для счетчиков электрической энергии с регистрационным номером 27524-04

Состав ИК	Диапазон измерений силы тока	Границы интервала допускаемой относительной погрешности при измерении реактивной электрической энергии и мощности при доверительной вероятности, равной 0,95			
		Основная погрешность ИК (±δ), %		Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %	
		sinφ=0,6	sinφ=0,87	sinφ=0,6	sinφ=0,87
1	2	3	4	5	6
ТТ – 0,2S ТН – 0,2 СЧ – 0,5	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	2,0	1,5	2,7	2,0
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	1,3	0,9	1,7	1,4
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	1,1	0,9	1,4	1,2
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,1	0,8	1,2	1,0
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	0,9	0,7	1,1	1,0

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6
ТТ – 0,2S ТН – 0,5 СЧ – 0,5	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	2,2	1,6	2,8	2,1
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	1,6	1,1	1,9	1,5
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	1,4	1,0	1,7	1,3
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,3	1,0	1,5	1,2
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,3	1,0	1,5	1,2
ТТ – 0,5S ТН – 0,5 СЧ – 0,5	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	4,1	2,5	4,4	2,8
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	2,5	1,6	2,7	1,8
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	2,2	1,4	2,4	1,6
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,8	1,2	1,9	1,4
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,8	1,2	1,9	1,4
ТТ – 0,5 ТН – 0,2 СЧ – 0,5	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	4,3	2,5	4,4	2,7
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	3,6	2,1	3,7	2,2
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	2,2	1,4	2,4	1,5
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,6	1,0	1,7	1,2
ТТ – 0,5 ТН – 0,5 СЧ – 0,5	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	4,4	2,6	4,5	2,7
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	3,7	2,2	3,8	2,3
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	2,4	1,5	2,5	1,6
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,8	1,2	2,0	1,4
ТТ – 0,5 ТН – нет СЧ – 0,5	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	4,3	2,5	4,4	2,6
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	3,6	2,6	3,6	2,2
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	2,2	1,3	2,3	1,5
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,5	1,0	1,7	1,2
ТТ – 0,2S ТН – 0,2 СЧ – 1,0	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	3,2	2,5	4,7	3,7
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	2,0	1,6	2,9	2,5
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	1,6	1,4	2,3	2,1
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,4	1,2	2,0	1,9
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,3	1,2	1,9	1,8
ТТ – 0,2S ТН – 0,5 СЧ – 1,0	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	3,3	2,5	4,8	3,8
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	2,2	1,7	3,0	2,5
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	1,8	1,5	2,5	2,2
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,7	1,4	2,2	1,9
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,6	1,3	2,1	1,9
ТТ – 0,2S ТН – нет СЧ – 1,0	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	3,1	2,4	4,7	3,7
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	1,9	1,6	2,9	2,5
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	1,5	1,3	2,3	2,1
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,3	1,2	2,0	1,8
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,2	1,2	1,8	1,8

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6
ТТ – 0,2 ТН – 0,5 СЧ – 1,0	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	2,5	1,9	3,3	2,7
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	2,1	1,7	2,7	2,3
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,7	1,4	2,3	2,0
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,6	1,3	2,1	1,9
ТТ – 0,5S ТН – 0,2 СЧ – 1,0	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	4,6	3,1	5,8	4,2
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	2,8	1,9	3,5	2,7
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	2,4	1,7	2,9	2,3
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,9	1,4	2,4	2,0
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,9	1,4	2,3	1,9
ТТ – 0,5S ТН – 0,5 СЧ – 1,0	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	4,7	3,1	5,9	4,2
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	2,9	2,0	3,6	2,8
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	2,5	1,8	3,0	2,4
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	2,1	1,5	2,6	2,1
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	2,1	1,5	2,5	2,1
ТТ – 0,5S ТН – нет СЧ – 1,0	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	4,6	3,1	5,8	4,2
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	2,7	1,9	3,5	2,7
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	2,3	1,6	2,8	2,3
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	1,8	1,4	2,4	2,0
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,8	1,4	2,3	1,9
ТТ – 0,5 ТН – 0,2 СЧ – 1,0	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	4,5	2,8	5,0	3,3
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	3,8	2,3	4,1	2,8
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	2,5	1,7	2,8	2,2
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,9	1,4	2,3	1,9
ТТ – 0,5 ТН – 0,5 СЧ – 1,0	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	4,6	2,9	5,1	3,4
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	3,9	2,4	4,2	2,9
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	2,6	1,8	3,0	2,3
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	2,1	1,5	2,5	2,1
ТТ – 0,5 ТН – нет СЧ – 1,0	$0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$	-	-	-	-
	$0,05I_{ном} \le I < 0,1I_{ном}$	4,5	2,8	5,0	3,4
	$0,1I_{ном} \le I < 0,2I_{ном}$	3,7	2,3	4,1	2,8
	$0,2I_{ном} \le I < I_{ном}$	2,4	1,6	2,8	2,2
	$I_{ном} \le I \le 1,2I_{ном}$	1,8	1,4	2,3	1,9
ТТ – нет ТН – нет СЧ – 1,0	$0,05I_б \le I < 0,1I_б$	1,7	1,4	2,8	2,4
	$0,1I_б \le I < 0,2I_б$	1,4	1,5	2,1	2,0
	$0,2I_б \le I < I_б$	1,2	1,3	1,9	2,0
	$I_б \le I \le I_{макс}$	1,1	1,2	1,8	1,8

Таблица 7 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °С	 от 99 до101 от 1 до 120 0,87 От 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности cosφ(sinφ) - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для ИВК, °С - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	 от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$ от 49,6 до 50,4 от -40 до +45 от +10 до +30 от +20 до +25 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более сервер PPS200/1U19GNSS-NTP: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	 55 000 2 25 000 10
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 56 3 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 электрической энергии:
– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекции времени в счетчике;
Защищённость применяемых компонентов:
– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
– счетчика электрической энергии;
– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
– испытательной коробки;
– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
– счетчика электрической энергии;
– серверов ИВК.
Возможность коррекции времени в:
– счетчик электрической энергии (функция автоматизирована);
– ИВК (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
– о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
– измерений 30 мин (функция автоматизирована);
– сбора не реже 1 раз в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПАО «Сургутнефтегаз»	-	1[1]
Паспорт-формуляр	СНГ.05753490.2025 ПФ	1
Руководство по эксплуатации	СНГ.05753490.2025 РЭ	1
Примечания: 1. Состав, количество каналов и полные данные конкретной АИИС КУЭ фиксируются в паспорте-формуляре.		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием систем автоматизированных информационно-измерительнах коммерческого учета электрической энергии ПАО «Сургутнефтегаз», аттестованном ФБУ «Пензенский ЦСМ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 01.00230-2013.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

«Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии ПАО «Сургутнефтегаз». Технические условия». СНГ.05753490.001.2025 ТУ.

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Сургутнефтегаз»
(ПАО «Сургутнефтегаз»)
ИНН: 8602060555
Юридический адрес: 628415, Российская Федерация, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Сургут, ул. Григория Кукуевицкого, д. 1, корпус 1
Телефон: (3462) 42-61-33, 42-60-28
Факс: (3462) 42-64-94, 42-64-95

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Сургутнефтегаз»
(ПАО «Сургутнефтегаз»)
ИНН: 8602060555
Адрес: 628415, Российская Федерация, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Сургут, ул. Григория Кукуевицкого, д. 1, корпус 1
Телефон: (3462) 42-61-33, 42-60-28
Факс: (3462) 42-64-94, 42-64-95

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области»
(ФБУ «Пензенский ЦСМ»)
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20
Телефон (факс): (8412) 49-82-65
Web-сайт: www.penzacsm.ru
E-mail: info@penzacsm.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.31119

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2026 г. № 271

Регистрационный № 97758-26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 443 ПСУ «Ухта»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 443 ПСУ «Ухта» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти по результатам измерений:

– объёма нефти с помощью преобразователей расхода, давления и температуры;

– плотности нефти с помощью поточных преобразователей плотности, давления и температуры или в лаборатории.

СИКН, заводской № 1, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), блока трубопоршневой поверочной установки, системы сбора и обработки информации. БИЛ состоит из двух рабочих измерительных линий (далее – ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1.

Рисунок 1 – Общий вид СИКН

В состав СИКН входят средства измерений, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень средств измерений

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ)
Преобразователи расхода турбинные НТМ, модели НТМ06	79393-20
Преобразователи расхода турбинные НТМ, модели НТМ06	56812-14
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-01
Преобразователи измерительные к датчикам температуры 644	14683-00
Датчики давления Агат-100МТ	74779-19
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
Преобразователь давления измерительный АИР-20/М2	63044-16
Денсиметры SARASOTA модификации FD960	19879-00
Преобразователи плотности жидкости «ТН-Плотномер-25-6,3»	77871-20
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10
Влагомеры нефти микроволновые МВН-1	63973-16
Преобразователи плотности и вязкости поточные ППВ-6,3.У1-Вн	75029-19
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов. В БИК установлен преобразователь расхода для контроля выполнения условий изокинетичности пробоотбора. В составе СИКН дополнительно сформированы вспомогательные измерительные каналы (далее – ИК) плотности.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое вычисление массы брутто нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти;
- автоматическое измерение показателей качества нефти;
- автоматическое измерение температуры и давления нефти;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений, полученных в испытательной лаборатории, содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода по двунаправленной трубопоршневой поверочной установке для жидкостей фирмы «Daniel» Ду 16" (регистрационный номер в ФИФОЕИ 20054-00) или по передвижной поверочной установке;
- контроль метрологических характеристик рабочих преобразователей расхода по контрольно-резервному преобразователю расхода;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защиту информации от несанкционированного доступа.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Заводской номер СИКН нанесен типографским способом на информационную табличку, представленную на рисунке 2, закрепленную на выходном коллекторе БИЛ СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

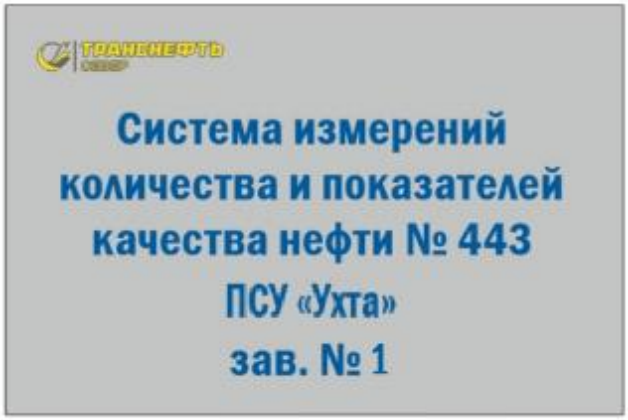


Рисунок 2 – Информационная табличка СИКН

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в ИВК и автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора.

ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений, обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется наличием ограничения доступа, установкой логинов и паролей разного уровня доступа, ведения доступного только для чтения журнала событий. Доступ к ПО для пользователя закрыт. Конструкция системы исключает возможность несанкционированного влияния на ПО системы и измерительную информацию.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9319307D
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.7.14.3
Цифровой идентификатор ПО	17D43552
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.18
Цифровой идентификатор ПО	5FD2677A
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.3
Цифровой идентификатор ПО	4EF156E4
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.20
Цифровой идентификатор ПО	CB6B884C

Продолжение таблицы 2

Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.11
Цифровой идентификатор ПО	116E8FC5
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.28
Цифровой идентификатор ПО	3836BADF
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.6
Цифровой идентификатор ПО	4D07BD66
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.5
Цифровой идентификатор ПО	D19D9225
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.4
Цифровой идентификатор ПО	3A4CE55B
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	E56EAB1E
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.12
Цифровой идентификатор ПО	23F21EA1
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.17
Цифровой идентификатор ПО	71C65879
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.14.1
Цифровой идентификатор ПО	62C75A03
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.4
Цифровой идентификатор ПО	6A8CF172

Продолжение таблицы 2

Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.5
Цифровой идентификатор ПО	B8DF3368
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	F3B1C494
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.50
Цифровой идентификатор ПО	232DDC3F
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.14
Цифровой идентификатор ПО	32D8262B
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	F70067AC
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	35DD379D
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9F5CD8E8
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.2
Цифровой идентификатор ПО	5C9E0FFE
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	AB567359
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.34
Цифровой идентификатор ПО	ED6637F5

Продолжение таблицы 2

Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.33
Цифровой идентификатор ПО	8D37552D

Примечания:

1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИВК в зависимости от функционального назначения СИКН.

2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде прописных или строчных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр и букв.

3. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора – CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти *, $м^3/ч$	от 200 до 960
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательного ИК плотности

№ ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений, $кг/м^3$	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК, $кг/м^3$
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1, 2	ИК плотности	2 (БИК)	Densimeter SARASOTA модификации FD960 или преобразователь плотности жидкости «ТН-Плотномер-25-6,3»	ИВК	от 840 до 910	±0,3

Таблица 5 – Технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон избыточного давления нефти, МПа	от 0,25 до 2,50

Продолжение таблицы 5

Физико-химические свойства измеряемой среды: – вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, $мм^2/с$ (сСт) – плотность нефти в рабочем диапазоне температуры, $кг/м^3$ – температура, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, $мг/дм^3$, не более – массовая доля механических примесей, %, не более	 от 6 до 115 от 840 до 910 от +5 до +40 0,5 900 0,05
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	 380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки БИЛ – в месте установки ИВК	 от +5 до + 45 от +10 до + 35

Таблица 6 – Показатели надежности СИКН

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	25

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 443 ПСУ «Ухта»	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1
Методика поверки	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 443 ПСУ «Ухта» Ухтинского РНУ АО «Транснефть – Север», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 537-RA.RU.312546-2025.

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» пункт 6.1.1;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 года № 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

Акционерное общество «Транснефть – Север»
(АО «Транснефть – Север»)
ИНН 1102016594
Юридический адрес: 169300, Российская Федерация, Республика Коми, город Ухта, проспект А.И. Зерюнова, д. 2/1

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Север»
(АО «Транснефть – Север»)
ИНН: 1102016594
Адрес: 169300, Российская Федерация, Республика Коми, город Ухта, проспект А.И. Зерюнова, д. 2/1

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская набережная, д. 4, стр. 2
Телефон: (495) 950-87-00
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2026 г. № 271

Регистрационный № 97759-26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-50

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-50 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой стальные горизонтальные конструкции цилиндрической формы с коническими днищами наземного расположения.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью и нефтепродуктом до произвольного уровня, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочных таблицах резервуаров.

Резервуары оборудованы дыхательным и предохранительным клапанами, люком замерным для эксплуатации и приемо-раздаточными патрубками для приема и отпуска нефти и нефтепродукта.

Заводские номера в виде цифрового обозначения, нанесены на резервуар аэрографическим способом.

Нанесение знака поверки и пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

К резервуарам данного типа относятся резервуары с заводскими номерами; зав. №№ 1584 (тех. 31), 222 (тех. 32), 662 (тех. 33), 901 (тех. 34), 439 (тех. 35), 1601 (тех. 36), расположенные по адресу: город Хабаровск, улица Аэродромная, дом 1.

Общий вид резервуаров и место нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

Рисунок 1 – Общий вид резервуаров и место нанесения заводского номера РГС-50
зав. №№ 1584 (тех. 31), 222 (тех. 32), 662 (тех. 33), 901 (тех. 34), 439 (тех. 35), 1601 (тех. 36)

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, $м^3$	50
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, (объемный метод) %	±0,25
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	 от -50 до +40 от 84,0 до 106,0

Таблица 2 –Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	 от -50 до +40 от 84,0 до 106,0

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	50

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-50	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 7 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
Кузнецкий завод металлоконструкций ВПО «СОЮЗСТАЛЬКОНСТРУКЦИЯ»
Юридический адрес: г. Новокузнецк

Изготовитель
Кузнецкий завод металлоконструкций ВПО «СОЮЗСТАЛЬКОНСТРУКЦИЯ»
(изготовлены в 1983-1991 гг.)
Адрес: г. Новокузнецк

Испытательный центр
Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог»
(ООО фирма «Метролог»)
Юридический адрес: 420029, РТ, г. Казань, ул. 8 Марта, д.12, офис 33
Адрес местонахождения: 420043, РТ, г. Казань, ул. Вишневского, д. 26а, кабинет №19
Телефон: +7(843) 245-65-48
E-mail: metrolog-kazan@mail.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц RA.RU.312275

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2026 г. № 271

Регистрационный № 97760-26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС (далее – резервуары) предназначены для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой стальные горизонтальные конструкции цилиндрической формы с коническими днищами наземного расположения.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью и нефтепродуктом до произвольного уровня, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочных таблицах резервуаров.

Резервуары оборудованы дыхательным и предохранительным клапанами, люком замерным для эксплуатации и приемо-раздаточными патрубками для приема и отпуска нефти и нефтепродукта.

Заводские номера в виде цифрового обозначения, нанесены на резервуар аэрографическим способом.

Нанесение знака поверки и пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

К резервуарам данного типа относятся резервуары следующих модификаций с заводскими номерами: мод. РГС-25 зав.№№ 211 (тех. 37), 214 (тех. 38), 198 (тех. 39), 2 (тех. 47), мод. РГС-75 зав. № 3 (тех. 29)., расположенные по адресу: город Хабаровск, улица Аэродромная, дом 1.

Общий вид резервуаров и место нанесения заводского номера приведен на рисунках 1-2.

Рисунок 1 – Общий вид резервуаров и место нанесения заводского номера РГС-25 зав. №№ 211 (тех. 37), 214 (тех. 38), 198 (тех. 39), 2 (тех. 47)

Рисунок 2 – Общий вид резервуара и место нанесения заводского номера РГС-75 зав. № 3 (тех.29)

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Модификация	РГС-25	РГС-75
Номинальная вместимость, $м^3$	25	75
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, геометрический метод %	±0,25	

Таблица 2 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение	
Модификация	РГС-25	РГС-75
Средний срок службы, лет, не менее	50	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Модификация	РГС-25	РГС-75
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, ^oC - атмосферное давление, кПа	 от -50 до +40 от 84,0 до 106,0	

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 7 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
Общество с ограниченной ответственностью «ЧелябГазСтройкомплект»
(ООО «ЧГСК»)
ИНН: 7451193693
Юридический адрес: 454048, Челябинская обл., г. Челябинск, ул. Энгельса, д. 77, кв. 2
Телефон: +7 (351) 261-83-33

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЧелябГазСтройкомплект»
(ООО «ЧГСК»)
ИНН: 7451193693
Адрес: 454048, Челябинская обл., г. Челябинск, ул. Энгельса, д. 77, кв. 2
Телефон: +7 (351) 261-83-33

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог»
(ООО фирма «Метролог»)
Юридический адрес: 420029, РТ, г. Казань, ул. 8 Марта, д.12, офис 33
Адрес местонахождения: 420043, РТ, г. Казань, ул. Вишневского, д. 26а, кабинет №19
Телефон: +7(843) 245-65-48
E-mail: metrolog-kazan@mail.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц RA.RU.312275

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2026 г. № 271

Регистрационный № 97761-26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-20000

Назначение средства измерений

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-20000 (далее – резервуары) предназначены для измерений объема (вместимости) при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары РВС-20000 представляют собой теплоизолированные (со съёмной теплоизоляцией), наземные, стальные, сварные, вертикально стоящие конструкции, состоящие из цилиндрической стенки, днища, стационарной крыши, съёмной теплоизоляции и оборудования, обеспечивающего их эксплуатацию. Резервуары установлены на бетонном фундаменте, оборудованы шахтными лестницами, люками-лазами для обслуживания во время эксплуатации, замерными люками для определения уровня наполнения, трубопроводами приема и выдачи нефти и нефтепродуктов, предохранительными клапанами, контрольно-измерительными приборами и средствами автоматики. Заполнение и опорожнение резервуаров осуществляется через приёмо-раздаточные патрубки. К данному типу резервуаров относиться резервуары РВС-20000 с заводскими номерами 32 и 38.

Принцип действия резервуаров основан на определении объема (вместимости) при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов с использованием градуировочных таблиц и результатов измерения уровня их наполнения.

Место расположения резервуаров РВС-20000 заводской № 32 и РВС-20000 заводской № 38: 352800, Российская Федерация, Краснодарский край, г. Туапсе, ул. Индустриальная 4, ООО «РН-Морской терминал Туапсе» цех «Товарный парк».

В конструкции резервуаров РВС-20000 заводской № 32 и РВС-20000 заводской № 38 отсутствуют элементы настройки и регулировки, несанкционированный доступ к которым может оказать влияние на их метрологические характеристики, включая показатели точности.

Пломбирование (нанесения знака поверки) резервуаров РВС-20000 заводской № 32 и РВС-20000 заводской № 38 не предусмотрено.

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится:

- на свидетельство о поверке (в случае его оформления);
- на титульном и последующих листах градуировочных таблиц в местах подписи поверителя.

Заводской номер каждого резервуара, состоящий из арабских цифр однозначно идентифицирующий резервуар, нанесен с внешней стороны стенки резервуара методом окрашивания краской с использованием трафаретов, обеспечивающим сохранность номера в течении всего срока службы резервуаров, и в паспрот каждого резервуара типографским способом.

Знак утверждения типа нанесен на титульном листе паспорта каждого резервуара типографским способом.

Фотография общего вида резервуара РВС-20000 с обозначением заводского № 32, нанесенного на внешнюю стенку резервуара методом окрашивания краской через трафарет, представлена на рисунке 1.

Фотография горловины замерного люка резервуара РВС-20000 заводской № 38, представлена на рисунке 2.

Рисунок 1 – Фотография общего вида резервуара вертикального стального цилиндрического РВС-20000 заводской № 32

Рисунок 2 – Фотография горловины замерного люка резервуара вертикального стального цилиндрического РВС-20000 заводской № 32

Фотография общего вида резервуара РВС-20000 с обозначением заводского № 38, нанесенного на внешнюю стенку резервуара методом окрашивания краской через трафарет, представлена на рисунке 3.

Фотография горловины замерного люка резервуара РВС-20000 заводской № 38, представлена на рисунке 4.

Рисунок 3 – Фотография общего вида резервуара вертикального стального цилиндрического РВС-20000 заводской № 38

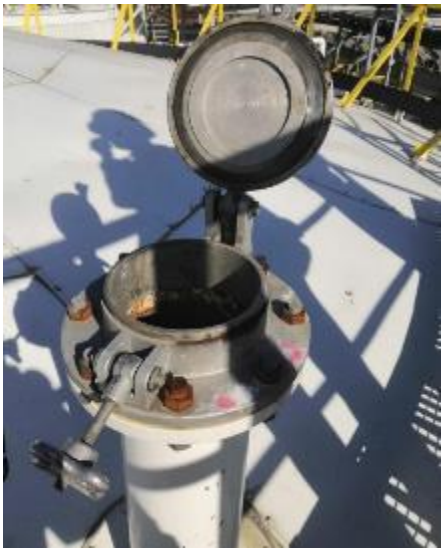


Рисунок 4 – Фотография горловины замерного люка резервуара вертикального стального цилиндрического РВС-20000 заводской № 38

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Номинальная вместимость (номинальный объём) резервуара, $м^3$	20000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (геометрический метод), %	± 0,1

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Номинальное значение внутреннего диаметра резервуара (внутреннего диаметра стенки резервуара), мм	39900
Номинальное значение высоты резервуара (высоты стенки резервуара), мм	18000
Условия эксплуатации	
- температура окружающей среды, ºС	от -30 до +50
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7

Таблица 3 – Показатели надёжности

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

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерения

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический	РВС-20000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в МИ 3649-2021 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных стальных резервуарах», свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/16807-21, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2022.41952.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 31385-2023 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Морской терминал Туапсе»
(ООО «РН-Морской терминал Туапсе»)
ИНН 2365004417
Юридический адрес: 352800, Российская Федерация, Краснодарский край, г. Туапсе, ул. Индустриальная, д. 4
Тел./факс 8 (86167) 43900 доб. 23-14; 23-53
E-mail: mail@tunp.rosneft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Морской терминал Туапсе»
(ООО «РН-Морской терминал Туапсе»)
ИНН 2365004417
Адрес: 352800, Российская Федерация, Краснодарский край, г. Туапсе, ул. Индустриальная, д. 4
Тел./факс 8 (86167) 43900 доб. 23-14; 23-53
E-mail: mail@tunp.rosneft.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации метрологии и испытаний в Краснодарском крае и Республике Адыгея»
(ФБУ «Краснодарский ЦСМ»)
Адрес: 350040, Российская Федерация, г. Краснодар, ул. Айвазовского, д. 104А
Телефон (факс): (861) 235 36 57; (861) 235 36 58
Web-сайт: www.krasnodarcsm.ru
E-mail: info@ krasnodarcsm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311581

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2026 г. № 271

Регистрационный № 97762-26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВС-10000

Назначение средства измерений

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВС-10000 (далее – резервуар) предназначен для измерений объема (вместимости) при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар РВС-10000 представляет собой теплоизолированную (со съёмной теплоизоляцией), наземную, стальную, сварную, вертикально стоящую конструкцию, состоящую из цилиндрической стенки, днища, стационарной крыши, съёмной теплоизоляции и оборудования, обеспечивающего его эксплуатацию. Резервуар установлен на бетонном фундаменте, оборудован шахтными лестницами, люками-лазами для обслуживания во время эксплуатации, замерным люком для определения уровня наполнения, трубопроводами приема и выдачи нефти и нефтепродуктов, предохранительными клапанами, контрольно-измерительными приборами и средствами автоматики. Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приёмо-раздаточные патрубки.

Принцип действия резервуара основан на определении объема (вместимости) при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов с использованием градуировочной таблицы и результатов измерения уровня его наполнения. К данному типу резервуара относится резервуар РВС-10000 с заводским номером 41.

Место расположения резервуара РВС-10000 заводской № 41: 352800, Российская Федерация, Краснодарский край, г. Туапсе, ул. Индустриальная 4, ООО «РН-Морской терминал Туапсе» цех «Товарный парк».

В конструкции резервуара РВС-10000 заводской № 41 отсутствуют элементы настройки и регулировки, несанкционированный доступ к которым может оказать влияние на его метрологические характеристики, включая показатели точности.

Пломбирование (нанесения знака поверки) резервуара РВС-10000 заводской № 41 не предусмотрено.

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится:

- на свидетельство о поверке (в случае его оформления);
- на титульном и последующих листах градуировочной таблицы в местах подписи поверителя.

Заводской номер резервуара, состоящий из арабских цифр однозначно идентифицирующий резервуар, нанесен с внешней стороны стенки резервуара методом окрашивания краской с использованием трафаретов, обеспечивающим сохранность номера в течении всего срока службы резервуара, и в паспрот резервуара типографским способом.

Знак утверждения типа нанесен на титульном листе паспорта резервуара типографским способом.

Фотография общего вида резервуара РВС-10000 с обозначением заводского № 41, нанесенного на внешнюю стенку резервуара методом окрашивания краской через трафарет, представлена на рисунке 1.

Фотография горловины замерного люка резервуара РВС-10000 заводской № 41, представлена на рисунке 2.

Рисунок 1 – Фотография общего вида резервуара вертикального стального цилиндрического РВС-10000 заводской № 41

Рисунок 2 – Фотография горловины замерного люка резервуара вертикального стального цилиндрического РВС-10000 заводской № 41

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Номинальная вместимость (номинальный объём) резервуара, $м^3$	10000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (геометрический метод), %	± 0,1

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Номинальное значение внутреннего диаметра резервуара (внутреннего диаметра стенки резервуара), мм	28500
Номинальное значение высоты резервуара (высоты стенки резервуара), мм	17880
Условия эксплуатации	
- температура окружающей среды, ºС	от -30 до +50
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7

Таблица 3 – Показатели надёжности

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

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерения

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический	РВС-10000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в МИ 3649-2021 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных стальных резервуарах», свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/16807-21, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2022.41952.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 31385-2023 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

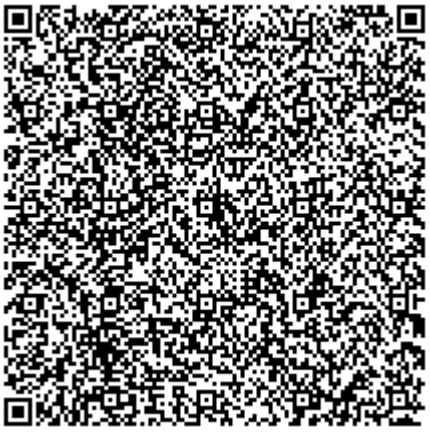
Общество с ограниченной ответственностью «РН-Морской терминал Туапсе»
(ООО «РН-Морской терминал Туапсе»)
ИНН 2365004417
Юридический адрес: 352800, Российская Федерация, Краснодарский край, г. Туапсе, ул. Индустриальная, д. 4
Тел./факс 8 (86167) 43900 доб. 23-14; 23-53
E-mail: mail@tunp.rosneft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Морской терминал Туапсе»
(ООО «РН-Морской терминал Туапсе»)
ИНН 2365004417
Адрес: 352800, Российская Федерация, Краснодарский край, г. Туапсе, ул. Индустриальная, д. 4
Тел./факс 8 (86167) 43900 доб. 23-14; 23-53
E-mail: mail@tunp.rosneft.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации метрологии и испытаний в Краснодарском крае и Республике Адыгея»
(ФБУ «Краснодарский ЦСМ»)
Адрес: 350040, Российская Федерация, г. Краснодар, ул. Айвазовского, д. 104А
Телефон (факс): (861) 235 36 57; (861) 235 36 58
Web-сайт: www.krasnodarcsm.ru
E-mail: info@ krasnodarcsm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311581



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2026 г. № 271

Регистрационный № 97763-26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Центрэнерго», шестая очередь

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ИВК, устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа УССВ-2, автоматизированное рабочее место (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Дополнительно уровень ИВК может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде.

Передача информации в ПАК АО «АТС» с электронной цифровой подписью (ЭЦП) субъекта оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), в филиалы АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется с уровня ИВК по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в формате XML-макетов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание национальной шкалы координированного времени UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации системного времени типа УССВ-2, сравнивающее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, но не реже одного раза в сутки, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УССВ-2 и при расхождении ±1 с. и более, сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ-2.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени сервера ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени сервера на величину более чем ±1 с., выполняется синхронизация шкалы времени счетчиков.

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

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер 004 АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера ИВК, типографским способом. Дополнительно заводской номер 004 указан в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню – «средний» 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 «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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 ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Городская-2, РУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч. 26, КЛ-10 кВ	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	МИРТЕК-32-РУ-W32-A0.5R1-57,7-5-10A-T-RS485-RS485-P2-HLMOQ2V3Z-D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 65634-16	УССВ-2, рег. №54074-13, сервер ИВК
2	ПС 110 кВ Городская-3, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 20, КЛ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	МИРТЕК-32-РУ-W32-A0.5R1-57,7-5-10A-T-RS485-RS485-P2-HLMOQ2V3Z-D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 65634-16	
3	ПС 110 кВ Городская-3, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 5, КЛ-10 кВ	ТОЛ 10ХЛ3 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-82	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	МИРТЕК-32-РУ-W32-A0.5R1-57,7-5-10A-T-RS485-RS485-P2-HLMOQ2V3Z-D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 65634-16	
4	ПС 110 кВ Городская-3, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 18, КЛ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	МИРТЕК-32-РУ-W32-A0.5R1-57,7-5-10A-T-RS485-RS485-P2-HLMOQ2V3Z-D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 65634-16	
5	КТП-ГраСС 35 кВ, ОРУ-35 кВ, Ввод 35 кВ Т-1	ТЛ-ЭК-35 150/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 62786-15	НАЛИ-НТЗ-IV 35000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 78303-20	МИРТЕК-32-РУ-W32-A0.5R1-57,7-5-10A-T-RS485-RS485-P2-HLMOQ2V3Z-D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 65634-16	
6	ПС 35 кВ КПД, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 524	ТОЛ-10-I 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	МИРТЕК-32-РУ-W32-A0.5R1-57,7-5-10A-T-RS485-G/5-P2-HLMOQ2V3Z-D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 65634-16	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ЗТП-5/527 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	-	МИРТЕК-32-РУ-W32-A0.5R1-230-5-10A-T-RS485-G/5-P2-HLMOQ2V3Z-D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 65634-16	УССВ-2, рег. №54074-13, сервер ИВК
8	КРУН-10 кВ ф. 616, ВЛ-10 кВ ф. 616, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-ЭК 10000√3/100√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 68841-17	CE308 S31.503.OAG.SYUVJLFZ GS01 SPDS Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	
9	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 18, КЛ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 69606-17	НОМ-6 6000√3/100√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	
10	ЩУ-0,4 кВ БС, Ввод 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	-	-	МИРТЕК-32-РУ-W32-A1R1-230-5-100A-T-RS485-G/5-P2-HKLMOQ2V3-D Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 65634-16	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УССВ на аналогичное, утвержденного типа.
3. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4
1, 6, 9	Активная Реактивная	1,2 2,4	3,4 5,9
2-4	Активная Реактивная	1,0 2,2	3,4 5,9
5	Активная Реактивная	0,8 1,4	2,4 4,4
7	Активная Реактивная	1,0 2,1	3,4 5,9

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
8	Активная Реактивная	1,2 2,3	3,5 4,9
10	Активная Реактивная	1,1 1,1	3,5 4,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно национальной шкалы 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 при cos φ=0,87, токе ТТ, равном 100 % от Iном для нормальных условий, для рабочих условий для ИК №№ 1-4, 6, 9, 10 при cos φ=0,8, токе ТТ, равном 5 % от Iном и для ИК № 5, 7, 8 при cos φ=0,8, токе ТТ, равном 2 % от Iном, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -10°С до +30°С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	10
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С	 от 98 до 102 от 100 до 120 0,87 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	 от 90 до 110 от 1(2) до 120 от $0,5_{инд}$ до $0,87_{емк}$ от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -10 до +30 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: МИРТЕК-32-РУ (рег.№ 65634-16): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СЕ308 (рег.№ 59520-14): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ПСЧ-4ТМ.05МК (рег.№ 50460-18): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	 350000 2 400000 2 165000 2

Продолжение таблицы 4

1	2
УССВ-2 (рег.№ 54074-13):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	74500
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
Сервер ИВК	
- коэффициент готовности, не менее	0,99
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
Глубина хранения информации:	
Счетчики:	
МИРТЕК-32-РУ (рег.№ 65634-16):	
- 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	128
СЕ308 (рег.№ 59520-14):	
- 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	90
ПСЧ-4ТМ.05МК (рег.№ 50460-18):	
- 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
Сервер ИВК:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

– в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера ИВК.

– защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер ИВК.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	МИРТЕК-32-РУ-W32-A0.5R1-57,7-5-10A-T-RS485-RS485-P2-HLMOQ2V3Z-D	5
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	МИРТЕК-32-РУ-W32-A0.5R1-57,7-5-10A-T-RS485-G/5-P2-HLMOQ2V3Z-D	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	МИРТЕК-32-РУ-W32-A0.5R1-230-5-10A-T-RS485-G/5-P2-HLMOQ2V3Z-D	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	CE308 S31.503.OAG.SYUVJLFZ GS01 SPDS	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	МИРТЕК-32-РУ-W32-A1R1-230-5-100A-T-RS485-G/5-P2-HKLMOQ2V3-D	1
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
	ТОЛ-СЭЩ-10	4
	ТОЛ 10ХЛ3	2
	ТЛ-ЭК-35	3
	ТОЛ-10-I	2
	ТТИ	3
	ТОЛ-НТЗ	5
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
	НАМИ-10	2
	НАЛИ-НТЗ-IV	1
	НТМИ-10-66	1
	ЗНОЛП-ЭК	3
	НОМ-6	3
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер ИВК	-	1
Документация		
Паспорт-формуляр	17254302.384106.122.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 «Центрэнерго», шестая очередь, МВИ 26.51/371/25, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ». г. Самара. Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311290 от 16.11.2015.

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

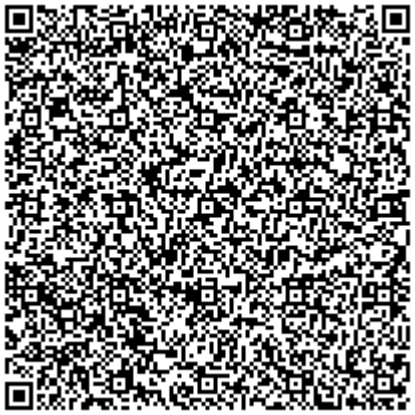
Общество с ограниченной ответственностью Энергосбытовая компания «Центрэнерго» (ООО «Центрэнерго»)
ИНН 7703728269
Юридический адрес: 123242, г. Москва, пер. Кудринский, д. 3Б, стр. 2, эт 2, пом I, ком 21
Телефон: +7 (495) 641-81-05
E-mail: info@centrenergo.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Энергосбытовая компания «Центрэнерго» (ООО «Центрэнерго»)
ИНН 7703728269
Адрес: 123242, г. Москва, пер. Кудринский, д. 3Б, стр. 2, эт 2, пом I, ком 21
Телефон: +7 (495) 641-81-05
E-mail: info@centrenergo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль» (ООО «Энерготестконтроль»)
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещ. №1
Телефон: +7 (495) 647-88-18
E-mail: golovkonata63@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312560



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2026 г. № 271

Регистрационный № 97764-26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РСК Сбыт» (ООО «Мега-А») четвертая очередь

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), 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 баз данных (далее – сервер БД), сервер сбора данных (далее – сервер СД), устройство синхронизации времени УСВ-3, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на уровень ИВК, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) с электронной цифровой подписью в виде макетов XML форматов 80020, 80040, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется с уровня ИВК по каналу связи Internet через Интернет-провайдера.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание национальной шкалы координированного времени UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени УСВ-3, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер СД периодически по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3. и при расхождении ±1 с. и более, сервер СД производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сервер БД периодически по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени сервера СД и независимо от расхождения производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени сервера СД.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера СД происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени сервера СД на величину более чем ±2 с., выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ 001 нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, маркировочная табличка крепится на корпус сервера БД. Дополнительно заводской номер 001 указан в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». 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 «АльфаЦЕНТР»

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

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 ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	ПС-182 «Слобода Весны», ЗРУ 10 кВ, 5 с.ш. 10 кВ, яч.75	ТЛО-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3, рег. № 84823-22, сервер БД, сервер СД
2	ПС-182 «Слобода Весны», ЗРУ 10 кВ, 6 с.ш. 10 кВ, яч.52	ТЛО-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
3	ПС-182 «Слобода Весны», ЗРУ 10 кВ, 5 с.ш. 10 кВ, яч.77	ТЛО-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
4	ПС-182 «Слобода Весны», ЗРУ 10 кВ, 6 с.ш. 10 кВ, яч.56	ТЛО-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
5	ПС-182 «Слобода Весны», ЗРУ 10 кВ, 5 с.ш. 10 кВ, яч.81	ТЛО-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
6	ПС-182 «Слобода Весны», ЗРУ 10 кВ, 6 с.ш. 10 кВ, яч.58	ТЛО-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
7	ПС-182 «Слобода Весны», ЗРУ 10 кВ, 5 с.ш. 10 кВ, яч.83	ТЛО-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4
1-7	Активная Реактивная	1,2 2,4	3,4 5,7

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно национальной шкалы 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 при cos φ=0,87, токе ТТ, равном 100 % от Iном для нормальных условий, для рабочих условий для ИК №№ 1-7 при cos φ=0,8, токе ТТ, равном 2 % от Iном, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до + 35°С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	7
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С	 от 98 до 102 от 100 до 120 0,87 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для серверов, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	 от 90 до 110 от 1(2) до 120 от $0,5_{инд}$ до $0,87_{емк}$ от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +35 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R (рег.№ 75755-19): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ-3 (рег.№ 84823-22): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Серверы: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	 320000 2 180000 2 0,99 1
Глубина хранения информации: Счетчики: Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R (рег.№ 75755-19): - 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Серверы: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 90 3,5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R	7
Трансформатор тока	ТЛО-10	21
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	6
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер БД	-	1
Сервер СД	-	1
Документация		
Паспорт-формуляр	17254302.384106.121.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе "Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РСК Сбыт» (ООО «Мега-А») четвертая очередь, МВИ 26.51/370/25, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ». г. Самара. Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311290 от 16.11.2015.

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 «Региональная сбытовая компания»
(ООО «РСК Сбыт»)
ИНН 2463209268
Юридический адрес: 660077, Красноярский край, г.о. город Красноярск, г Красноярск, ул Авиаторов, д. 47, помещ. 163/2, помещ. 4
Телефон: +7 (391) 263-21-00
E-mail: opt@oesk24.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго»
(ООО «Альфа-Энерго»)
ИНН 7707798605
Адрес: 111622, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Косино-Ухтомский, ул Большая Косинская, д. 27, стр. 1Б
Телефон: +7 (499) 917-03-54
E-mail: info@a-energo.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещ. №1
Телефон: +7 (495) 647-88-18
E-mail: golovkonata63@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312560

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2026 г. № 271

Регистрационный № 97765-26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установка поверочная счетчиков газа ТАУ-ТЕСТ

Назначение средства измерений

Установка поверочная счетчиков газа ТАУ-ТЕСТ (далее – установка), предназначена для измерений, воспроизведения, хранения и передачи единиц объема и объемного расхода газа.

Область применения – градуировка, калибровка, испытания и поверка средств измерений объемного расхода (объема) и количества газа.

Установка может применяться в качестве рабочего эталона 1 разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений объемного и массового расходов газа.

Установка также позволяет измерять перепад давления на испытуемых (поверяемых) образцах, давление, влажность и температуру в ходе проведения градуировки, калибровки и испытаний.

Описание средства измерений

Принцип действия установки основан на воспроизведении единиц объема и объемного расхода газа посредством сопел критических, сравнении показаний объемного расхода или объема воздуха, измеренного испытуемым (поверяемым) средством измерений с объемным расходом или объемом воздуха, воспроизведенным установкой.

Установка состоит из блока измерения объема и расхода воздуха, блока обработки данных, блока задания расхода воздуха.

Блок измерения объема и расхода воздуха состоит из набора сопел критических, первичных преобразователей давления, разности (перепада) давлений, температуры, влажности, устройств съема сигналов с испытуемых (поверяемых) средств измерений, соединительных трубопроводов и монтажных рам измерительных линий.

Блок обработки данных состоит из преобразователей цифровых и аналоговых интерфейсов, измерительных каналов давления, температуры, влажности, времени и счета импульсов, блоков питания, автоматизированного рабочего места оператора на базе персонального компьютера с предустановленным программным обеспечением (далее – ПО).

Блок задания расхода воздуха состоит из вакуумного насоса и запорной арматуры.

Блок задания расхода воздуха создает разряжение с помощью вакуумного насоса, в результате чего воздух из помещения начинает поступать через испытуемое (поверяемое) средство измерений, а затем проходит через блок измерения объема и расхода воздуха. На основании измеренного количества импульсов и времени, а также измеренных значений давления, разности (перепада) давлений, температуры и влажности с помощью блока обработки данных рассчитывается объем (объемный расход) воздуха, прошедший через установку, приведенный к условиям измерений испытуемого (поверяемого) средства измерения или к стандартным условиям.

Для измерения влажности измеряемой среды в установке применяется измеритель влажности и температуры ИВТМ-7 (регистрационный номер 71394-18).

Измерение объёма газа с испытуемых (поверяемых) счётчиков газа может осуществляться визуально со счетного механизма или при помощи устройств съема сигналов.

Общий вид установки и информационной таблички с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлен на рисунках 1 и 2.

Рисунок 1 – Общий вид установки

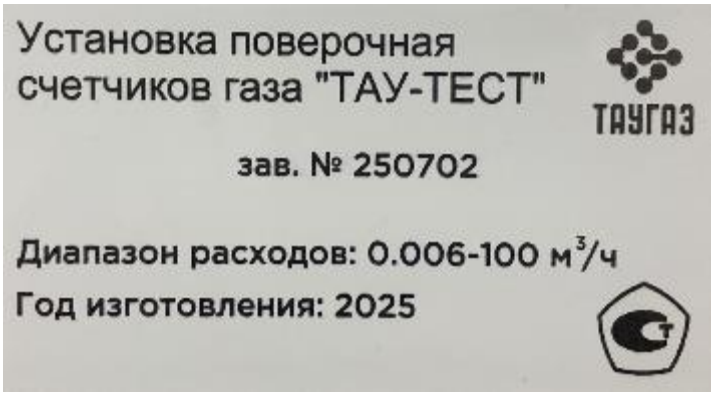


Рисунок 2 – Внешний вид информационной таблички установки

Пломбировка установки не предусмотрена.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Шестизначный цифровой заводской номер нанесен методом лазерной гравировки на маркировочную табличку, которая крепится на измерительную линию установки.

Программное обеспечение

ПО установки встроенное.

ПО установки предназначено для ввода исходных данных, выполнения математической обработки результатов измерений, обеспечения взаимодействия с периферийными устройствами, защиты от несанкционированного доступа к работе и данным установки.

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части осуществляется разграничением прав доступа групп пользователей с помощью системы паролей.

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

Метрологические характеристики установки нормированы с учетом влияния ПО.

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТАУ-ТЕСТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.XX*
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	79f7b3e38ce19179a227d5d6b5d6310b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
* Вторая и третья цифры номера версии ПО установки относится к обозначению метрологически незначимой части ПО	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений (воспроизведения) объёмного расхода газа*, $м^3/ч$	от 0,006 до 100
Диапазон измерений каналов разности (перепада) давлений, кПа	от 0 до 10
Диапазон измерений каналов температуры, °С	от 0 до 50
Диапазон измерений канала абсолютного давления, кПа	от 70 до 110
Диапазон измерений времени, с	от 1 до 28800
Доверительные границы относительной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) измерения (воспроизведения) объемного расхода и объема газа, %	±0,3
Пределы допускаемой приведенной (к диапазону измерений) погрешности измерения разности (перепада) давлений, %	±0,25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры, °С	±0,1
Пределы допускаемой приведенной (к диапазону измерений) погрешности измерения абсолютного давления, %	±0,1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений времени, %	±0,05
*Диапазон измерений (воспроизведения) расхода определяется набором критических сопел и не превышает указанного значения	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда (поверочная среда)	атмосферный воздух
Диапазон измерений каналов вакуумметрического давления, кПа	от -100 до 0
Температура измеряемой среды, °С Относительная влажность измеряемой среды, % Абсолютное давление измеряемой среды, кПа	от +10 до +30 от 30 до 80 от 84 до 106,7
Напряжение питания, В	(230±10 %) (400±10 %)
Габаритные размеры измерительной линии (Длина×Ширина×Высота), мм, не более	3400×1300×2000
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность окружающего воздуха, % - атмосферное давление, кПа	 от +10 до +30 от 30 до 80 от 84 до 106,7

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
1	2
Средний срок службы, лет, не менее	12
Средняя наработка на отказ, ч	20000

Знак утверждения типа
наносится на маркировочную табличку, закрепленную на измерительной линии установки, методом лазерной гравировки и на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации установки типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерения

Наименование	Обозначение/Заводской №	Количество
Установка поверочная счетчиков газа ТАУ-ТЕСТ	250702	1 шт.
Паспорт	УРГП.ТО.701.000.000 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	УРГП.ТО.701.000.000 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделах 2, 3 документа «Установка поверочная ТАУ-ТЕСТ. Руководство по эксплуатации. УРГП.ТО.700.000.000 РЭ.

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 объёмного и массового расходов газа»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 ноября 2024 г. № 2712 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 06 декабря 2019 № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ - $1 \cdot 10^{7}$ Па»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2022 г. № 2653 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 10 марта 2025 г. № 472 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений разности давлений до $1 \cdot 10^{5}$ Па»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. №2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ТАУГАЗ»
(ООО «ТАУГАЗ»)
ИНН 5243041600
Юридический адрес: 607222, Нижегородская область, г.о. город Арзамас, г. Арзамас, ул. Рабочий Порядок, д. 14, помещ. 4
Телефон: (831)235-70-10
E-mail: info@arzge.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТАУГАЗ» (ООО «ТАУГАЗ»)
ИНН 5243041600
Адрес: 607222, Нижегородская область, г.о. город Арзамас, г. Арзамас, ул. Рабочий Порядок, д. 14, помещ. 4
Телефон: (831)235-70-10
E-mail: info@arzge.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева»
(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19
Фактический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Телефон (факс): (843) 272-70-62, (843) 272-00-32
Web-сайт: www.vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2026 г. № 271

Регистрационный № 97766-26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВСП-20000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВСП-20000 (далее – резервуары) предназначены для измерений объема, а также для приема, хранения и отпуска нефти.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные вертикальные цилиндрические, номинальной вместимостью 20000 м^3.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары представляют собой наземные вертикально расположенные стальные сосуды, состоящие из цилиндрической стенки, днища, крыши и понтона.

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

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, нанесены аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара.

Резервуары РВСП-20000 с заводскими номерами 38, 39 расположены на территории ЛПДС «Каркатеевы» по адресу: Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нефтеюганский район, пос. Каркатеевы.

Общий вид резервуаров РВСП-20000 представлен на рисунках 1, 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВСП-20000 № 38

Рисунок 2 – Общий вид резервуара РВСП-20000 № 39

Пломбирование резервуаров РВСП-20000 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, $м^3$	20000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,10

Таблица 2 – Технические характеристики

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

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	50

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВСП-20000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

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 расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть – Сибирь»
(АО «Транснефть – Сибирь»)
ИНН 7201000726
Юридический адрес: 625027, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Республики, д. 139

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Сибирь»
(АО «Транснефть – Сибирь»)
ИНН 7201000726
Адрес: 625027, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Республики, д. 139

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ»

(ООО «МетроКонТ»)

Адрес места осуществления деятельности: 420036, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тэцевская, д. 4б, пом. 1011

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

Телефон: +7 9196969693

E-mail: trifonovua@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312640

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2026 г. № 271

Регистрационный № 97767-26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСПК-50000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСПК-50000 (далее – резервуар) предназначен для измерений объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной вертикальный цилиндрический, номинальной вместимостью 50000 $м^3$.

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

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

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

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр, нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара.

Резервуар РВСПК-50000 с заводским номером 505 расположен на территории АО «Газпромнефть-МНПЗ» по адресу: 109429, г. Москва, кв-л Капотня 2-й, д.1, к.3.

Общий вид резервуара РВСПК-50000 представлен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВСПК-50000 № 505

Пломбирование резервуара РВСПК-50000 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, $м^3$	50000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,10

Таблица 2 – Технические характеристики

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

Таблица 3 – Показатели надежности

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

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВСПК-50000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

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 расходов жидкости».

Правообладатель
Акционерное общество «Газпромнефть-Московский НПЗ»
(АО «Газпромнефть-МНПЗ»)
ИНН 7723006328
Юридический адрес: 109429, г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный Округ Капотня, кв-л Капотня 2-й, д.1, к.3.
Телефон/ факс: +7 (495) 734-92-00 / (495) 355-62-52

Изготовитель
Акционерное общество «Газпромнефть-Московский НПЗ»
(АО «Газпромнефть-МНПЗ»)
ИНН 7723006328
Адрес: 109429, г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный Округ Капотня, кв-л Капотня 2-й, д.1, к.3.
Телефон/ факс: +7 (495) 734-92-00 / (495) 355-62-52

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ»

(ООО «МетроКонТ»)

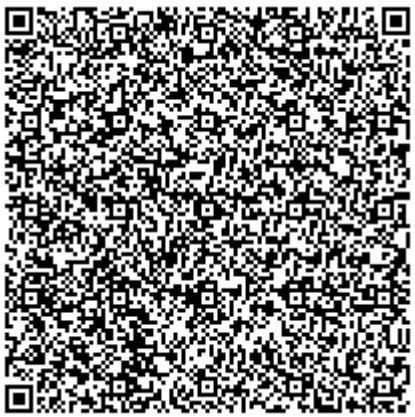
Адрес места осуществления деятельности: 420036, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тэцевская, д. 4б, пом. 1011

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

Телефон: +7 9196969693

E-mail: trifonovua@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312640



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2026 г. № 271

Регистрационный № 97768-26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

– измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;

– периодический (один раз в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

– хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

– передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;

– предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций-участников оптового рынка электроэнергии;

– обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

– диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

– конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

– ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ИВК с программным обеспечением (ПО), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Первичные фазные 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 вычислениеполной 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.

Опрос счетчиков ИК № 1-18, 20, 21 осуществляется УСПД по проводным линиям связи интерфейса RS-485.

Со счётчиков удаленных энергообъектов (ИК № 19, 22, 23) опрос организован с помощью GSM-терминалов, подключенных к счетчикам через преобразователи интерфейсов.

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

Опрос УСПД с уровня ИВК осуществляется по проводным линиям стандарта Ethernet.

На верхнем, третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется с уровня ИВК по внешним каналам связи. В качестве внешнего основного канала связи используется выделенный канал связи стандарта Ethernet, а в качестве резервного канала связи может быть использовано коммутируемое соединение с сетью Интернет с использованием телефонной сети связи общего пользования.

Регламентированный доступ к информации базы данных сервера уровня ИВК с АРМ операторов осуществляется через сегмент ЛВС предприятия по интерфейсуEthernet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ: ИИК, ИВКЭ и ИВК. СОЕВ предусматривает поддержание шкалы координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК).

УССВ на основе приемника сигналов точного времени от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам ГЛОНАСС/GPS с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение шкалы времени сервера ИВК со шкалой времени УССВ осуществляется периодически (не реже 1 раза в 1 час). Независимо от наличия расхождения производится синхронизация шкалы времени сервера со шкалой времени УССВ.

Сличение времени УСПД со временем сервера ИВК один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера ИВК и УСПД более чем ± 1 с.

УСПД автоматически осуществляет коррекцию времени счетчиков. Сличение времени счетчиков ИК № 1-18, 20, 21 со временем УСПД один раз в 30 мин, счетчиков ИК № 19, 22, 23 со временем УСПД один раз в сутки. Корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков и УСПД более чем ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств с фиксацией времени до и после коррекции в момент, непосредственно предшествующий корректировке, или величину коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ (№ 1432) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, а также в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0 Пром». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0 Пром»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.10
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39

Продолжение таблицы 1

Идентификационные признаки	Значение
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	Кузнецкая ТЭЦ, ТГ-3 6 кВ	ТШЛП-10 Кл. т. 0,2S Ктт 2000/5 Рег. № 3972-03	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ИВК УСВ-3 Рег. № 84823-22
2	Кузнецкая ТЭЦ, ТГ-4 10 кВ	ТПЛ 20 Кл. т. 0,2S Ктт 1500/5 Рег. № 21254-06	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		
3	Кузнецкая ТЭЦ, ТГ-6 6 кВ	GSR-380/240 Кл. т. 0,5 Ктт 5000/5 Рег. № 25477-08	ЗНОЛП.06-6У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		
4	Кузнецкая ТЭЦ, ТГ-9 10 кВ	ТШЛП-10 Кл. т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 3972-03	ЗНОЛ.06-10У3 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		
5	Кузнецкая ТЭЦ, ТГ-11 10 кВ	ТЛШ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 2000/5 Рег. № 11077-07	ЗНОЛ.06-10У3 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	Кузнецкая ТЭЦ, ТГ-12 10 кВ	ТШЛП-10 Кл. т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 3972-03	ЗНОЛ.06-10У3 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ИВК УСВ-3 Рег. № 84823-22
7	Кузнецкая ТЭЦ, ТГ-13 6 кВ	ТЛШ-10 Кл. т. 0,2 Ктт 2000/5 Рег. № 11077-07 (ф. А, С) ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 2000/5 Рег. № 11077-07 (ф. В)	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		
8	Кузнецкая ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч.19, КЛ-6 кВ Т-7500	ТПЛ 20 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 21254-06	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		
9	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.2 (Елань-1), ВЛ 110 кВ Кузнецкая ТЭЦ - Еланская I цепь с отпайкой на ПС Орджоникидзевская	ТВГ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 22440-07	НКФ-110-57 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (осн. ТН) НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (рез. ТН)	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
10	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.3 (Елань-2), ВЛ 110 кВ Кузнецкая ТЭЦ - Еланская II цепь с отпайкой на ПС Орджоникидзевская	ТВГ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 22440-07	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (осн. ТН) НКФ-110-57 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (рез. ТН)	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ИВК УСВ-3 Рег. № 84823-22
11	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.4 (Елань-3), ВЛ 110 кВ Кузнецкая ТЭЦ - Еланская III цепь	ТВГ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 22440-07	НКФ-110-57 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (осн. ТН) НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (рез. ТН)	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.11 (КФЗ-1), ВЛ 110 кВ Кузнецкая ТЭЦ - КФЗ-2 I цепь с отпайкой на ПС КФЗ-1	ТВГ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 22440-07	НКФ-110-57 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (осн. ТН) НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (рез. ТН)	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		
13	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.12 (КФЗ-2), ВЛ 110 кВ Кузнецкая ТЭЦ - КФЗ-2 II цепь с отпайкой на ПС КФЗ-1	ТВГ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 22440-07	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (осн. ТН) НКФ-110-57 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (рез. ТН)	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ИВК УСВ-3 Рег. № 84823-22

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.4А (АЗ-1), ВЛ-110 кВ Кузнецкая ТЭЦ - АЗ-1	ТГФ110 Кл. т. 0,5S Ктт 750/5 Рег. № 16635-05	НКФ-110-57 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (осн. ТН) НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (рез. ТН)	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		
15	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.6 (АЗ-2), ВЛ-110 кВ Кузнецкая ТЭЦ - АЗ-2	ТГФ110 Кл. т. 0,5S Ктт 750/5 Рег. № 16635-05	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (осн. ТН) НКФ-110-57 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (рез. ТН)	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.8 (АЗ-3), ВЛ-110 кВ Кузнецкая ТЭЦ - АЗ-3	ТГФ-110 Кл. т. 0,2 Ктт 1500/5 Рег. № 16635-97	НКФ-110-57 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (осн. ТН) НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (рез. ТН)	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ИВК УСВ-3 Рег. № 84823-22
17	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.10 (АЗ-4), ВЛ-110 кВ Кузнецкая ТЭЦ - АЗ-4	ТВГ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 22440-07	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (осн. ТН) НКФ-110-57 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (рез. ТН)	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
18	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.13А (МШВ-110 кВ)	ТГФ110-II* Кл. т. 0,2S Ктт 1500/5 Рег. № 34096-07	НКФ-110-57 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (осн. ТН) НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (рез. ТН)	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		
19	Кузнецкая ТЭЦ, КРУ-6 кВ НОВ, яч. 8, КЛ-6 кВ Сады	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 15128-01	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ИВК УСВ-3 Рег. № 84823-22
20	Кузнецкая ТЭЦ, РУСН-3,15 кВ, 3 секция, яч.1, КЛ-3,15 кВ ООО КузбассКентек	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 814-53	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 3000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
21	Кузнецкая ТЭЦ, сборка 0,4 кВ №1 в подвале физио кабинета, КЛ-0,4 кВ ИП Борисенко Р.В.	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 15174-06	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		
22	Кузнецкая ТЭЦ, РУ-0,4 кВ КТП 163Т, ВЛ-0,4 кВ ООО Томь	ТОП-0,66 Кл. т. 0,2S Ктт 150/5 Рег. № 47959-11	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		
23	ТП-350 6 кВ, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 47959-16	–	ТЕ2000.65.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		

Примечания:

1. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.

2. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

3. Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденного типа.

4. Допускается замена сервера ИВК без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях, (±δ), %	Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU), с
1, 2, 4-6, 18 (ТТ кл.т. 0,2S, ТН кл.т. 0,5, счетчик кл.т. 0,5S/1 по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012)	активная реактивная	1,0 1,8	2,2 4,0	±5
3, 7 (ТТ кл.т. 0,5, ТН кл.т. 0,5, счетчик кл.т. 0,5S/1 по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012)	активная реактивная	1,2 2,5	3,3 5,6	±5
8-15, 17 (ТТ кл.т. 0,5S, ТН кл.т. 0,5, счетчик кл.т. 0,5S/1 по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012)	активная реактивная	1,2 2,5	3,1 5,3	±5
16 (ТТ кл.т. 0,2, ТН кл.т. 0,5, счетчик кл.т. 0,5S/1 по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012)	активная реактивная	1,0 1,8	2,1 4,1	±5
19 (ТТ кл.т. 0,5, ТН кл.т. 0,2, счетчик кл.т. 0,5S/1 по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012)	активная реактивная	1,1 2,2	4,1 7,1	±5
20 (ТТ кл.т. 0,5, ТН кл.т. 0,5, счетчик кл.т. 0,5S/1 по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005)	активная реактивная	1,2 2,5	4,1 7,1	±5
21, 23 (ТТ кл.т. 0,5, счетчик кл.т. 0,5S/1 по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012)	активная реактивная	1,0 2,1	4,1 7,1	±5
22 (ТТ кл.т. 0,2S, счетчик кл.т. 0,5S/1 по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012)	активная реактивная	0,7 1,3	3,3 5,9	±5

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Границы погрешности результатов измерений приведены:

– при cos φ=0,87, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий;

– при cos φ=0,8, токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$ для рабочих условий для ИК № 1, 2, 4-6, 8-15, 17, 18, 22;

– при cos φ=0,8, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для рабочих условий для ИК № 3, 7, 16, 19-21, 23;

и температуре окружающего воздуха в местах расположения счетчиков:

– для ИК № 1-18 от +5 °С до +35 °С;

– для ИК № 19-23 от –40 °С до +60 °С.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	23
Нормальные условия:	
– параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	99 до 101
- ток, % от $I_{ном}$	100 до 120
- частота, Гц	от 49,85 до 50,15
- коэффициент мощности cos φ	0,87
– температура окружающей среды, ºС	от +21 до +25
Условия эксплуатации:	
– параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- ток, % от $I_{ном}$	от 2(5) до 120
- частота, Гц	от 49,5 до 50,5
- коэффициент мощности cos φ	от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$
– температура окружающей среды в месте расположения:	
- ТТ и ТН, ºС	от –40 до +45
- счетчиков электроэнергии, ºС	
- для ИК № 1-18	от +5 до +35
- для ИК № 19-23	от –40 до +60
- УСПД, ºС	от +15 до +25
- сервера ИВК, ºС	от +20 до +25
- УССВ, ºС	от –25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики электроэнергии:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
– среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
УСПД:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	75000
– среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
Сервер ИВК:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000

Продолжение таблицы 4

1	2
– среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
УССВ:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	180000
– среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
Глубина хранения информации:	
Счетчики электроэнергии:	
– тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
– при отключении питания, год, не менее	40
УСПД:	
– суточные данные о тридцатиминутных значениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
– при отключении питания, год, не менее	5
Сервер ИВК:	
– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	3,5

Надежность системных решений:

− резервирование электрического 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:

− факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;

− факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

− формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;

− отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;

− перерывы питания с фиксацией времени пропадания и восстановления.

– журнал УСПД:

− ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);

− попыток несанкционированного доступа;

− фактов связи с УСПД, приведших к каким-либо изменениям данных и конфигурации;

− перезапусков УСПД;

− фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

− формирования обобщенного события (или по каждому факту) по результатам самодиагностики;

− перерывов питания с фиксацией времени пропадания и восстановления.

– журнал сервера ИВК:

– изменение или сброс значений результатов измерений, данных о состоянии средств измерений, данных о состоянии объектов измерений;

– изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;

– факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
– сбой, перерыв питания;
– замена прибора учета;
– полученные журналы событий УСПД и счетчиков.

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

Возможность коррекции времени:
– счетчиков (функция автоматизирована);
– УСПД (функция автоматизирована);
– сервера ИВК (функция автоматизирована).

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

Цикличность:
– измерений 30 мин (функция автоматизирована);
– сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки (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 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-110	18
Трансформаторы тока	ТГФ110	6
Трансформаторы тока	ТГФ-110	3
Трансформаторы тока	ТГФ110-II*	3
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	2
Трансформаторы тока	ТПЛ 20	6
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2
Трансформаторы тока	ТШЛП-10	9
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	9
Трансформаторы тока	GSR-380/240	3
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06-10У3	9
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06-6У3	9

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП.06-6У3	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М.03	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.09	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ТЕ2000.61.00.00	18
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ТЕ2000.65.00.00	1
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	–	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0 Пром»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1432 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 «Кузнецкая ТЭЦ», 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 «Кузнецкая ТЭЦ»
(АО «Кузнецкая ТЭЦ»)
ИНН 4205243178
Юридический адрес: 654084, Кемеровская обл. - Кузбасс, г.о. Новокузнецкий, г. Новокузнецк, р-н Кузнецкий, ул. Новороссийская, д. 35, этаж 2, помещ. 26
Телефон: +7 (3843) 394-359

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600029, Владимирская обл., г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная, д. 14А

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Проектный институт комплексной автоматизации»
(ООО «ПИКА»)
ИНН 3328009874
Адрес: 600016, Владимирская обл., г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Большая Нижегородская, д. 81, каб. 307
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314709

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» февраля 2026 г. № 271

Регистрационный № 97769-26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АГМ» Шушары

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

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

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством каналообразующей аппаратуры поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение измерительной информации.

На верхнем, втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и оформление отчетных документов.

Сервер БД ежесуточно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet с использованием электронной подписи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (далее – ОРЭМ).

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), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит устройство синхронизации времени, которое синхронизировано с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера БД с УССВ проводится автоматически. При расхождении шкал времени сервера БД и УССВ, равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени сервера БД.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера БД осуществляется автоматически с периодичностью 1 раз в сутки. При расхождении шкал времени счетчиков и сервера БД, равном или более 2 с, проводится коррекция шкалы времени счетчиков.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств с фиксацией времени до и после коррекции или величиной коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1472) 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 «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «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 измерительных каналов (далее – 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 условиях, %
1	РП 10 кВ ООО АГМ, РУ-10 кВ Ввод 1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 25433-07	VR Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 21988-01	A1805RAL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±10,9
2	РП 10 кВ ООО АГМ, РУ-10 кВ Ввод 2	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 25433-07	VR Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 21988-01	A1805RAL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±10,9
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 и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0{,}8$инд, $I=0{,}02 \cdot I$ном и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от –40 °С до +65 °С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, 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 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	2
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cos φ – температура окружающей среды, ºС	 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 φ – температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, ºС - счетчиков электроэнергии, ºС - сервера БД, ºС - УССВ, ºС	 от 90 до 110 от 2 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$ от –45 до +40 от –40 до +65 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 УССВ: – 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	 120000 2 45000 2 70000 1
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 БД 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:

– журнал счетчика:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике;

– журнал сервера БД:
– изменения значений результатов измерений;
– изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;
– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекции времени в счетчике и сервере БД.
Защищённость применяемых компонентов:
– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
–счётчика;
– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
– испытательной коробки;
– сервера БД;
– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
– счётчика;
– сервера БД.
Возможность коррекции времени в:
– счётчиках (функция автоматизирована);
– сервере БД (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
– о состоянии средств измерений;
– о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
– измерений 30 мин (функция автоматизирована);
– сбора 30 мин (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.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы напряжения	VR	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RAL-P4G-DW-4	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	ПЭС.411711.АИИС.1472 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) ООО «АГМ» Шушары, 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 «Петроэлектросбыт»
(АО «ПЭС»)
ИНН 7812013775
Юридический адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Михайлова, д. 10, лит. А, пом. 1Н
Телефон: (812) 334-76-01
Web-сайт: www.petroelektrosbyt.ru
E-mail: pes@pes.spb.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Петроэлектросбыт»
(АО «ПЭС»)
ИНН 7812013775
Адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Михайлова, д. 10, лит. А, пом. 1Н
Телефон: (812) 334-76-01
Web-сайт: www.petroelektrosbyt.ru
E-mail: pes@pes.spb.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 «17» февраля 2026 г. № 271

Регистрационный № 97770-26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Мультиметры прецизионные РИП-МП

Назначение средства измерений

Мультиметры прецизионные РИП-МП (далее по тексту – мультиметры) предназначены для измерений напряжения постоянного тока, силы постоянного тока, сопротивления постоянного тока, напряжения переменного тока, силы переменного тока.

Описание средства измерений

Мультиметры выполнены в ударопрочном металлическом корпусе и представляют собой цифровые приборы, питающиеся от сети переменного тока.

Принцип действия мультиметров основан на измерениях мгновенных значений аналоговых входных сигналов с их последующим преобразованием в цифровую форму быстродействующим АЦП и индикацией сигналов на цифровом дисплее.

Мультиметры допускают как ручное, так и программное управление.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид мультиметров представлен на рисунках 1 и 2.

Для предотвращения несанкционированного доступа к внутренним частям мультиметра осуществляется пломбировка путём установки пломбы в месте, указанном на рисунке 3, в виде несъёмной наклейки, предотвращающей открывание корпуса мультиметра. Установленная на корпус наклейка не должна препятствовать считыванию показаний с дисплея мультиметра, а также не должна закрывать органы управления и входные гнёзда.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на шильдик, наклеиваемый на верхнюю часть корпуса мультиметров в месте, указанном на рисунке 4.

Рисунок 1 – Общий вид средства измерений (вид передней панели)

Рисунок 2 – Общий вид средства измерений (вид задней панели)

Рисунок 3 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа

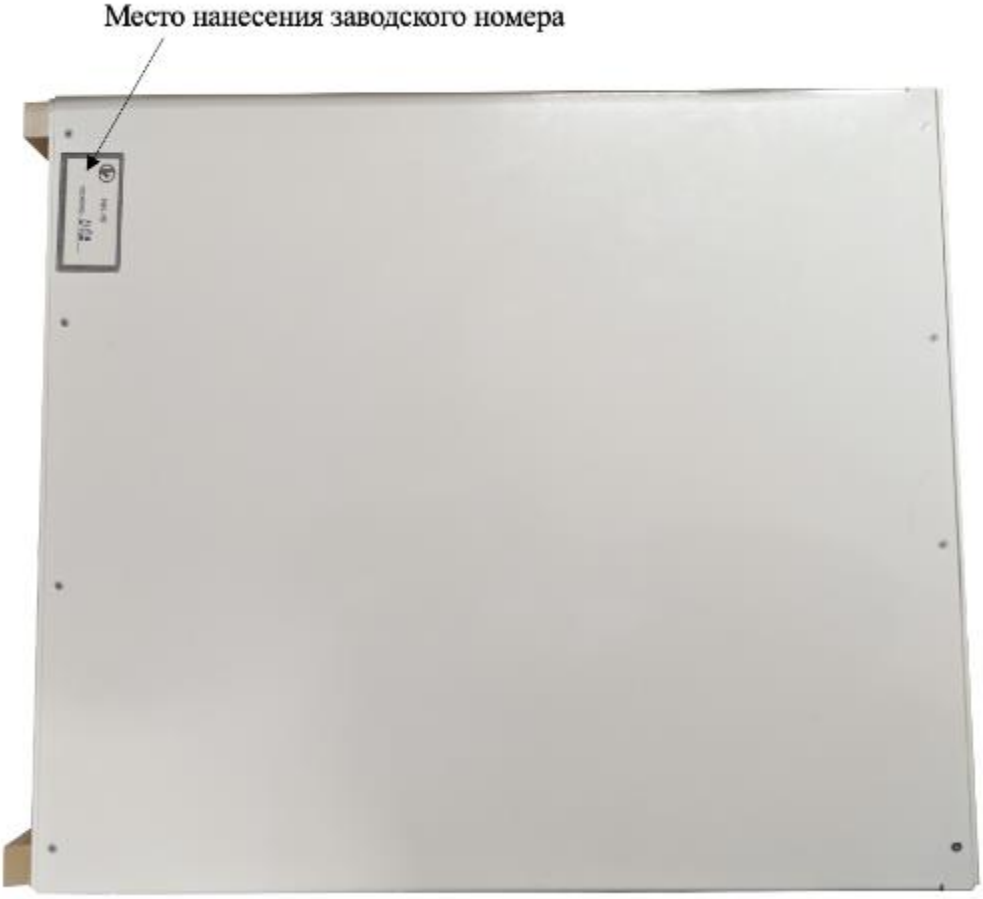


Рисунок 4 – Место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Встроенное ПО реализовано аппаратно, установлено фиксировано на внутренний микроконтроллер и служит для управления режимами работы, формирования сигналов управления и вывода графической информации на дисплей. Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при их нормировании. ПО недоступно для изменения пользователем.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MDP8050
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	0.1
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Пределы измерений напряжения постоянного тока

Предел измерений	Диапазон измерений	Разрешение
100 мВ	от –120,00000 до 120,00000 мВ	10 нВ
1 В	от –1,20000000 до 1,20000000 В	10 нВ
10 В	от –12,0000000 до 12,0000000 В	100 нВ
100 В	от –120,000000 до 120,000000 В	1 мкВ
1000 В	от –1050,00000 до 1050,00000 В	10 мкВ

Таблица 3 – Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений напряжения постоянного тока

Предел измерений	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений напряжения постоянного тока	Дополнительная погрешность измерений напряжения постоянного тока на каждый °С для условий окружающей среды, отличных от нормальных
100 мВ	$\pm(4\cdot10^{-6}\cdot U_{изм}^{1)} + 4\cdot10^{-6}\cdot U_{пр}^{2)})$ мВ	$\pm(1{,}2\cdot10^{-6}\cdot U_{изм} + 10^{-6}\cdot U_{пр})$ мВ
1 В	$\pm(1{,}5\cdot10^{-6}\cdot U_{изм} + 0{,}3\cdot10^{-6}\cdot U_{пр})$ В	$\pm(1{,}2\cdot10^{-6}\cdot U_{изм} + 0{,}1\cdot10^{-6}\cdot U_{пр})$ В
10 В	$\pm(0{,}5\cdot10^{-6}\cdot U_{изм} + 0{,}05\cdot10^{-6}\cdot U_{пр})$ В	$\pm(0{,}5\cdot10^{-6}\cdot U_{изм} + 0{,}01\cdot10^{-6}\cdot U_{пр})$ В
100 В	$\pm(2{,}5\cdot10^{-6}\cdot U_{изм} + 0{,}3\cdot10^{-6}\cdot U_{пр})$ В	$\pm(2\cdot10^{-6}\cdot U_{изм} + 0{,}4\cdot10^{-6}\cdot U_{пр})$ В
1000 В	$\pm(2{,}6\cdot10^{-6}\cdot U_{изм} + 3\cdot10^{-6}\cdot U_{пр})$ В	$\pm(2{,}5\cdot10^{-6}\cdot U_{изм} + 2{,}5\cdot10^{-6}\cdot U_{пр})$ В
$^{1)}$ $U_{изм}$ – измеренное мультиметром значение напряжения постоянного тока, мВ (В) $^{2)}$ $U_{пр}$ – значение предела измерений напряжения постоянного тока, мВ (В)		

Таблица 4 – Пределы измерений напряжения переменного тока (частота от 10 Гц до 2 МГц)

Предел измерений	Диапазон измерений	Разрешение
10 мВ	от 0 до 12,00000 мВ	10 нВ
100 мВ	от 0 до 120,00000 мВ	10 нВ
1 В	от 0 до 1,2000000 В	100 нВ
10 В	от 0 до 12,0000000 В	100 нВ
100 В	от 0 до 120,000000 В	1 мкВ
1000 В	от 0 до 700,00000 В	10 мкВ

Таблица 5 – Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений напряжения переменного тока

Частота	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений напряжения переменного тока в зависимости от предела измерений					
	10 мВ	100 мВ	1 В	10 В	100 В	1000 В
от 10 до 20 Гц	$\pm(0{,}004\cdot U_{изм}^{1)} + 0{,}0002\cdot U_{пр}^{2)})$ мВ		$\pm(0{,}004\cdot U_{изм} + 0{,}0002\cdot U_{пр})$ В		$\pm(0{,}0042\cdot U_{изм} + 0{,}003\cdot U_{пр})$ В	$\pm(0{,}004\cdot U_{изм} + 0{,}0002\cdot U_{пр})$ В
от 20 до 40 Гц	$\pm(0{,}0015\cdot U_{изм} + 0{,}002\cdot U_{пр})$ мВ		$\pm(0{,}0015\cdot U_{изм} + 0{,}002\cdot U_{пр})$ В		$\pm(0{,}0017\cdot U_{изм} + 0{,}003\cdot U_{пр})$ В	$\pm(0{,}0015\cdot U_{изм} + 0{,}002\cdot U_{пр})$ В
от 40 до 100 Гц	$\pm(0{,}0006\cdot U_{изм} + 0{,}0003\cdot U_{пр})$ мВ	$\pm(0{,}0006\cdot U_{изм} + 0{,}0001\cdot U_{пр})$ мВ	$\pm(0{,}0006\cdot U_{изм} + 0{,}0001\cdot U_{пр})$ В		$\pm(0{,}0006\cdot U_{изм} + 0{,}0002\cdot U_{пр})$ В	$\pm(0{,}0006\cdot U_{изм} + 0{,}0003\cdot U_{пр})$ В

Продолжение таблицы 5

Частота	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений напряжения переменного тока в зависимости от предела измерений					
	10 мВ	100 мВ	1 В	10 В	100 В	1000 В
от 100 Гц до 20 кГц	±(0,00062·$U_{изм}$ + 0,00031·$U_{пр}$) мВ	±(0,00056·$U_{изм}$ + 0,00028·$U_{пр}$) мВ	±(0,0002·$U_{изм}$ + 0,0001·$U_{пр}$) В	±(0,00044·$U_{изм}$ + 0,00022·$U_{пр}$) В	±(0,0006·$U_{изм}$ + 0,0002·$U_{пр}$) В	±(0,00062·$U_{изм}$ + 0,00031·$U_{пр}$) В
от 20 до 50 кГц	±(0,0015·$U_{изм}$ + 0,0004·$U_{пр}$) мВ		±(0,0015·$U_{изм}$ + 0,0004·$U_{пр}$) В			
от 50 до 100 кГц	±(0,006·$U_{изм}$ + 0,0008·$U_{пр}$) мВ		±(0,006·$U_{изм}$ + 0,0008·$U_{пр}$) В		±(0,006·$U_{изм}$ + 0,002·$U_{пр}$) В	±(0,006·$U_{изм}$ + 0,0008·$U_{пр}$) В
от 100 до 250 кГц	±(0,02·$U_{изм}$ + 0,005·$U_{пр}$) мВ		±(0,02·$U_{изм}$ + 0,005·$U_{пр}$) В			
от 250 до 500 кГц	±(0,03·$U_{изм}$ + 0,006·$U_{пр}$) мВ		±(0,03·$U_{изм}$ + 0,006·$U_{пр}$) В		_ [3]	±(0,03·$U_{изм}$ + 0,006·$U_{пр}$) В
от 500 кГц до 1 МГц	±(0,05·$U_{изм}$ + 0,02·$U_{пр}$) мВ		±(0,05·$U_{изм}$ + 0,02·$U_{пр}$) В		_	±(0,05·$U_{изм}$ + 0,02·$U_{пр}$) В
от 1 МГц до 2 МГц	±(0,01·$U_{изм}$ + 0,05·$U_{пр}$) мВ		±(0,01·$U_{изм}$ + 0,05·$U_{пр}$) В	_	_	±(0,01·$U_{изм}$ + 0,05·$U_{пр}$) мВ

[1] $U_{изм}$ – измеренное мультиметром значение напряжения переменного тока, мВ (В)
[2] $U_{пр}$ – значение предела измерений напряжения переменного тока, мВ (В)
[3] для предела измерений 100 В в диапазонах частот от 250 кГц до 2 МГц и предела измерений 10 В в диапазоне частот от 1 до 2 МГц погрешность не нормируется

Таблица 6 – Пределы измерений силы постоянного тока

Предел измерений	Диапазон измерений	Разрешение
100 нА	от –120,000 до 120,000 нА	1 пА
1 мкА	от –1,200000 до 1,200000 мкА	1 пА
10 мкА	от –12,000000 до 12,000000 мкА	1 пА
100 мкА	от –120,00000 до 120,00000 мкА	10 пА
1 мА	от –1,2000000 до 1,2000000 мА	100 пА
10 мА	от –12,000000 до 12,000000 мА	1 нА
100 мА	от –120,00000 до 120,00000 мА	10 нА
1 А	от –1,2000000 до 1,2000000 А	100 нА
3 А	от –3,0500000 до 3,0500000 А	100 нА

Таблица 7 – Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений силы постоянного тока

Предел измерений	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений силы постоянного тока	Дополнительная погрешность измерений силы постоянного тока на каждый °С для условий окружающей среды, отличных от нормальных
100 нА	$\pm 0{,}0221 \cdot I_{пр}$ [1)] нА	$\pm(3 \cdot 10^{-6} \cdot I_{изм}$ [2)] $+ 10^{-6} \cdot I_{пр})$ нА
1 мкА	$\pm 0{,}002 \cdot I_{пр}$ мкА	$\pm(3 \cdot 10^{-6} \cdot I_{изм} + 10^{-6} \cdot I_{пр})$ мкА
10 мкА	$\pm(10^{-3} \cdot I_{изм} + 9 \cdot 10^{-5} \cdot I_{пр})$ мкА	$\pm(3 \cdot 10^{-6} \cdot I_{изм} + 10^{-7} \cdot I_{пр})$ мкА
100 мкА	$\pm(10^{-4} \cdot I_{изм} + 2 \cdot 10^{-5} \cdot I_{пр})$ мкА	$\pm(3 \cdot 10^{-6} \cdot I_{изм} + 10^{-7} \cdot I_{пр})$ мкА
1 мА	$\pm(4 \cdot 10^{-5} \cdot I_{изм} + 5 \cdot 10^{-6} \cdot I_{пр})$ мА	$\pm(3 \cdot 10^{-6} \cdot I_{изм} + 10^{-7} \cdot I_{пр})$ мА
10 мА	$\pm(2 \cdot 10^{-5} \cdot I_{изм} + 10^{-5} \cdot I_{пр})$ мА	$\pm(10^{-6} \cdot I_{изм} + 10^{-6} \cdot I_{пр})$ мА
100 мА	$\pm(3{,}5 \cdot 10^{-5} \cdot I_{изм} + 1{,}8 \cdot 10^{-5} \cdot I_{пр})$ мА	$\pm(2 \cdot 10^{-5} \cdot I_{изм} + 2 \cdot 10^{-5} \cdot I_{пр})$ мА
1 А	$\pm(4{,}2 \cdot 10^{-4} \cdot I_{изм} + 10^{-4} \cdot I_{пр})$ А	$\pm(10^{-4} \cdot I_{изм} + 0{,}2 \cdot 10^{-4} \cdot I_{пр})$ А
3 А	$\pm(5 \cdot 10^{-3} \cdot I_{изм} + 10^{-5} \cdot I_{пр})$ А	$\pm(10^{-3} \cdot I_{изм} + 2 \cdot 10^{-5} \cdot I_{пр})$ А
[1)] $I_{пр}$ – значение предела измерений напряжения постоянного тока, нА (мкА, мА, А) [2)] $I_{изм}$ – измеренное мультиметром значение напряжения постоянного тока, нА (мкА, мА, А)		

Таблица 8 – Пределы измерений силы переменного тока (частота от 10 Гц до 100 кГц)

Предел измерений	Диапазон измерений	Разрешение
100 мкА	от 0 до 120,0000 мкА	100 пА
1 мА	от 0 до 1,200000 мА	1 нА
10 мА	от 0 до 12,00000 мА	10 нА
100 мА	от 0 до 120,0000 мА	100 нА
1 А	от 0 до 1,200000 А	1 мкА
3 А	от 0 до 3,05000 А	10 мкА

Таблица 9 – Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений силы переменного тока

Частота	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений силы переменного тока в зависимости от предела измерений					
	100 мкА	1 мА	10 мА	100 мА	1 А	3 А
от 10 до 20 Гц	$\pm(0{,}004 \cdot I_{изм} + 0{,}0003 \cdot I_{пр})$ мкА	$\pm(0{,}004 \cdot I_{изм} + 0{,}0002 \cdot I_{пр})$ мА			$\pm(0{,}0042 \cdot I_{изм} + 0{,}003 \cdot I_{пр})$ А	$\pm(0{,}004 \cdot I_{изм} + 0{,}0002 \cdot I_{пр})$ А
от 20 до 45 Гц	$\pm(0{,}0015 \cdot I_{изм} + 0{,}003 \cdot I_{пр})$ мкА	$\pm(0{,}0015 \cdot I_{изм} + 0{,}002 \cdot I_{пр})$ мА			$\pm(0{,}0016 \cdot I_{изм} + 0{,}0002 \cdot I_{пр})$ А	$\pm(0{,}002 \cdot I_{изм} + 0{,}0002 \cdot I_{пр})$ А
от 45 до 100 Гц	$\pm(0{,}0006 \cdot I_{изм} + 0{,}003 \cdot I_{пр})$ мкА	$\pm(0{,}0008 \cdot I_{изм} + 0{,}0004 \cdot I_{пр})$ мА	$\pm(0{,}0006 \cdot I_{изм} + 0{,}002 \cdot I_{пр})$ мА		$\pm(0{,}0034 \cdot I_{изм} + 0{,}0017 \cdot I_{пр})$ А	$\pm(0{,}0009 \cdot I_{изм} + 0{,}003 \cdot I_{пр})$ А
от 100 Гц до 20 кГц			$\pm(0{,}0003 \cdot I_{изм} + 0{,}0002 \cdot I_{пр})$ мА		$\pm(0{,}0025 \cdot I_{изм} + 0{,}0013 \cdot I_{пр})$ А	$\pm(0{,}0015 \cdot I_{изм} + 0{,}0003 \cdot I_{пр})$ А
от 20 до 50 кГц	– [3)]	$\pm(0{,}0003 \cdot I_{изм} + 0{,}0002 \cdot I_{пр})$ мА			$\pm(0{,}001 \cdot I_{изм} + 0{,}0002 \cdot I_{пр})$ А	$\pm(0{,}0015 \cdot I_{изм} + 0{,}0003 \cdot I_{пр})$ А

Продолжение таблицы 9

Частота	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений силы переменного тока в зависимости от предела измерений					
	100 мкА	1 мА	10 мА	100 мА	1 А	3 А
от 50 до 100 кГц	–	$\pm(0{,}0006\cdot I_{изм} + 0{,}0002\cdot I_{пр})$ мА			$\pm(0{,}003\cdot I_{изм} + 0{,}0002\cdot I_{пр})$ А	$\pm(0{,}0035\cdot I_{изм} + 0{,}0003\cdot I_{пр})$ А

[1] $I_{изм}$ – измеренное мультиметром значение силы переменного тока, мкА (мА, А)
[2] $I_{пр}$ – значение предела измерений силы переменного тока, мкА (мА, А)
[3] для предела измерений 100 мкА в диапазонах частот от 20 до 100 кГц погрешность не нормируется

Таблица 10 – Пределы измерений сопротивления постоянного тока

Предел измерений	Диапазон измерений	Разрешение
10 Ом	от 0 до 12,00000 Ом	10 мкОм
100 Ом	от 0 до 120,00000 Ом	10 мкОм
1 кОм	от 0 до 1,2000000 кОм	100 мкОм
10 кОм	от 0 до 12,000000 кОм	1 мОм
100 кОм	от 0 до 120,00000 кОм	10 мОм
1 МОм	от 0 до 1,2000000 МОм	100 мОм
10 МОм	от 0 до 12,000000 МОм	1 Ом
100 МОм	от 0 до 120,00000 МОм	10 Ом
1 ГОм	от 0 до 1,2000000 ГОм	100 Ом

Таблица 11 – Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений сопротивления постоянного тока

Предел измерений	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений сопротивления постоянного тока	Дополнительная погрешность измерений сопротивления постоянного тока на каждый °С для условий окружающей среды, отличных от нормальных
10 Ом	$\pm(5\cdot10^{-5}\cdot R_{изм}^{1)} + 3\cdot10^{-5}\cdot R_{пр}^{2)})$ Ом	$\pm(3\cdot10^{-5}\cdot R_{изм} + 10^{-5}\cdot R_{пр})$ Ом
100 Ом	$\pm(3\cdot10^{-5}\cdot R_{изм} + 3\cdot10^{-5}\cdot R_{пр})$ Ом	$\pm(3\cdot10^{-5}\cdot R_{изм} + 10^{-5}\cdot R_{пр})$ Ом
1 кОм	$\pm(2\cdot10^{-5}\cdot R_{изм} + 0{,}2\cdot10^{-5}\cdot R_{пр})$ кОм	$\pm(3\cdot10^{-5}\cdot R_{изм} + 10^{-6}\cdot R_{пр})$ кОм
10 кОм	$\pm(2\cdot10^{-5}\cdot R_{изм} + 0{,}2\cdot10^{-5}\cdot R_{пр})$ кОм	$\pm(3\cdot10^{-5}\cdot R_{изм} + 10^{-6}\cdot R_{пр})$ кОм
100 кОм	$\pm(2\cdot10^{-5}\cdot R_{изм} + 0{,}2\cdot10^{-5}\cdot R_{пр})$ кОм	$\pm(3\cdot10^{-5}\cdot R_{изм} + 10^{-6}\cdot R_{пр})$ кОм
1 МОм	$\pm(10^{-5}\cdot R_{изм} + 10^{-5}\cdot R_{пр})$ МОм	$\pm(10^{-5}\cdot R_{изм} + 10^{-5}\cdot R_{пр})$ МОм
10 МОм	$\pm(5\cdot10^{-5}\cdot R_{изм} + 5\cdot10^{-5}\cdot R_{пр})$ МОм	$\pm(2\cdot10^{-5}\cdot R_{изм} + 2\cdot10^{-5}\cdot R_{пр})$ МОм
100 МОм	$\pm(5\cdot10^{-5}\cdot R_{изм} + 10^{-5}\cdot R_{пр})$ МОм	$\pm(10^{-5}\cdot R_{изм} + 2\cdot10^{-5}\cdot R_{пр})$ МОм
1 ГОм	$\pm(5\cdot10^{-5}\cdot R_{изм} + 10^{-5}\cdot R_{пр})$ ГОм	$\pm(10^{-5}\cdot R_{изм} + 2\cdot10^{-5}\cdot R_{пр})$ ГОм

[1] $R_{изм}$ – измеренное мультиметром значение сопротивления постоянного тока, Ом (кОм, МОм, ГОм)
[2] $R_{пр}$ – значение предела измерений сопротивления постоянного тока, Ом (кОм, МОм, ГОм)

Таблица 12 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	 от 198 до 242 от 49 до 51
Габаритные размеры, мм, не более – длина – ширина – высота	 190 430 452
Масса, кг, не более	12
Нормальные условия применения: – температура окружающей среды, ºС – атмосферное давление, кПа – относительная влажность, %, не более	 от +18 до +28 от 98 до 105 90
Рабочие условия применения: – температура окружающей среды, ºС – атмосферное давление, кПа – относительная влажность, %, не более	 от +5 до +40 от 98 до 105 90

Таблица 13 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	11000

Знак утверждения типа

наносится на заднюю панель мультиметров методом трафаретной печати в месте, указанном на рисунке 2, и на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 14 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Мультиметр прецизионный	РИП-МП	1
Руководство по эксплуатации	ВРПЕ.411182.001 РЭ	1
Паспорт	ВРПЕ.411182.001 ПС	1
Кабель питания сетевой	–	1
Комплект щупов	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Использование по назначению» руководства по эксплуатации ВРПЕ.411182.001 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 28.07.2023 №1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Росстандарта от 18.08.2023 №1706 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^{9}$ Гц»;

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

Приказ Росстандарта от 17.03.2022 №668 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^{6}$ Гц»;

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 №3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

Технические условия ВРПЕ.411182.001 ТУ «Мультиметр прецизионный РИП-МП».

Правообладатель

Акционерное общество «Научно-исследовательский институт «Вектор»
(АО «НИИ «Вектор»)
ИНН 7813491943
Юридический адрес: 197022, г. Санкт-Петербург, вн.тер.г. Муниципальный округ Аптекарский остров, ул. Академика Павлова, д. 14, литера А, офис 26-Н, пом. 10
Телефон: +7 (812) 438-75-97
Факс: +7 (812) 591-72-74
Web-сайт: www.nii-vektor.ru
E-mail: nii@nii-vektor.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Научно-исследовательский институт «Вектор»
(АО «НИИ «Вектор»)
ИНН 7813491943
Адрес: 197022, г. Санкт-Петербург, вн.тер.г. Муниципальный округ Аптекарский остров, ул. Академика Павлова, д. 14, литера А, офис 26-Н, пом. 10
Телефон: +7 (812) 438-75-97
Факс: +7 (812) 591-72-74
Web-сайт: www.nii-vektor.ru
E-mail: nii@nii-vektor.ru

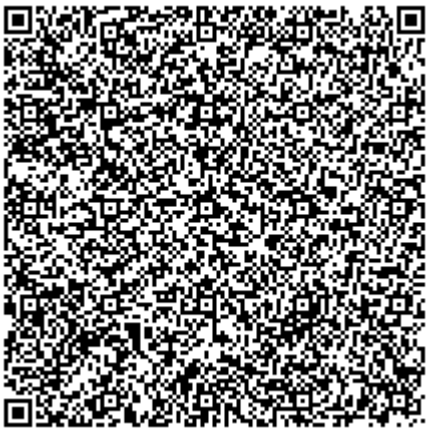
Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест»

(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: http://www.rostest.ru

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