

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» мая 2025 г. № 962

Регистрационный № 95523-25

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Калибраторы температуры ТКх-Теккноу

Назначение средства измерений

Калибраторы температуры ТКх-Теккноу (далее по тексту – калибраторы температуры или приборы) предназначены для воспроизведения и поддержания заданной температуры.

Описание средства измерений

Принцип действия калибраторов температуры в режиме воспроизведения температуры основан на возможности нагрева или охлаждения циркулирующего жидкого теплоносителя (жидкостные калибраторы температуры) или вставки в виде металлического блока сравнения с отверстиями разных диаметров (сухоблочные калибраторы температуры).

Калибраторы температуры конструктивно выполнены в настольном варианте, устанавливаемом на горизонтальной поверхности, и состоят из: корпуса, вставки в виде металлического блока сравнения или резервуара для жидкого теплоносителя, холодильной установки и системы регулирования температуры с внутренним контрольным датчиком. На передней панели корпуса калибраторов температуры расположен сенсорный дисплей, а также, в зависимости от серии и модели приборов, управляющие кнопки, разъемы для подключения внешних датчиков, коммуникационные порты и т.д.

Калибраторы температуры ТКх-Теккноу в зависимости от конструкции, характеристик и функциональных возможностей изготавливаются следующих серий и моделей:

- TKG-G (сухоблочные калибраторы температуры, модели: TKG-140G, TKG-150G, TKG-450G, TKG-660AG, TKG-660BG, TKG-1000G, TKG-1200AG, TKG-1200BG);

- TKG-MU-G (сухоблочные калибраторы температуры прецизионного типа, модели: TKG-MU-350G, TKG-MU-660G, TKG-MU-N40G);

- TKG-ETC-G (сухоблочные калибраторы температуры портативного типа, модели: TKG-ETC-150G, TKG-ETC-400G);

- TKS-BG (жидкостные калибраторы температуры, модели: TKS-10BG, TKS-20BG, TKS-30BG, TKS-40BG, TKS-180BG, TKS-300BG).

Калибраторы серии TKG-MU-G имеют встроенный измерительный модуль, предназначенный для измерений электрических сигналов силы и напряжения постоянного тока, сопротивления постоянному току, измерений и преобразования выходных сигналов термопреобразователей сопротивления (ТС) с НСХ по ГОСТ 6651-2009, преобразователей термоэлектрических (ТП) с НСХ по ГОСТ Р 8.585-2001 (МЭК 60584-1:2013) и различных датчиков с унифицированными выходными сигналами по ГОСТ 26.011-80.

Калибраторы температуры могут применяться при поверке, калибровке и градуировке средств измерений температуры погружного типа методом непосредственного сличения с внешним эталонным термометром.

Фотографии общего вида калибраторов температуры с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлены на рисунках 1-4.



Рисунок 1 – Общий вид калибраторов серии TKG-G



Место нанесения
заводского номера и
знака утверждения
типа

Рисунок 2 – Общий вид калибраторов серии TKG-MU-G



Рисунок 3 – Общий вид калибраторов серии TKG-ETC-G



Рисунок 4 – Общий вид калибраторов серии TKS-BG

Заводской номер в виде цифрового кода, состоящего из арабских цифр (и латинских букв), наносится на корпус калибратора температуры при помощи наклейки или на шильдик, прикрепляемый к корпусу прибора.

Конструкция приборов позволяет нанести знак поверки на средство измерений.

Пломбирование калибраторов температуры не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) калибраторов температуры состоит из метрологически значимого встроенного ПО, которое находится во внутренней памяти контроллера приборов. Данное ПО устанавливается предприятием-изготовителем во время производственного цикла и не подлежит внешней модификации на протяжении всего времени функционирования изделия.

Конструкция калибраторов температуры и структура встроенного ПО исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Уровень защиты данного ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с п. 4.3 рекомендации по метрологии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные программного обеспечения - отсутствуют.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные характеристики калибраторов температуры представлены в таблицах 1-8. Метрологические и основные технические характеристики калибраторов температуры прецизионного типа серии TKG-MU-G в части измерений электрических выходных сигналов от первичных преобразователей температуры и датчиков с унифицированным выходным сигналом представлены в таблице 9.

Таблица 1 – Метрологические и основные технические характеристики сухоблочных калибраторов температуры ТКх-Теккноу серии TKG-G моделей TKG-140G, TKG-150G, TKG-450G

Наименование характеристики	Значение (в зависимости от модели калибратора)		
	TKG-140G	TKG-150G	TKG-450G
Диапазон воспроизводимых температур, °C	от -20 до +140	от -35 до +150	от +50 до +450
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установления заданной температуры, °C	±0,2	±0,3	±0,5
Нестабильность поддержания заданной температуры в течение 30 минут (после достижения режима стабилизации по внутреннему термометру калибратора), °C	±0,15	±0,15	±0,2
Осевая неоднородность температуры по высоте рабочей зоны 40 мм от дна каналов блока сравнения (вертикальный градиент), °C, не более	±0,8	±0,8	±1,0
Разность воспроизводимых температур в каналах блока сравнения одного диаметра (горизонтальный градиент), °C, не более	±0,2	±0,2	±0,3
Значение единицы младшего разряда, °C	0,01	0,01	0,01
Время нагрева, мин, не более	35 (при нагреве от -20 до +25 °C); 15 (при нагреве от +25 до +140 °C)	10 (при нагреве от -30 до +23 °C); 30 (при нагреве от +23 до +150 °C)	17 (при нагреве от +50 до +450 °C)
Время охлаждения, мин, не более	25 (при охлаждении от +140 до +25 °C); 25 (при охлаждении от +25 до -20 °C)	20 (при охлаждении от +150 до +23 °C); 25 (при охлаждении от +23 до -30 °C)	120 (при охлаждении от +450 до +50 °C)
Напряжение питания, В	от 198 до 242		
Максимальная потребляемая мощность, Вт	400	400	600
Габаритные размеры корпуса калибратора (длина×ширина×высота), мм, не более	330×170×365	330×170×320	285×170×340
Габаритные размеры вставного (сменного) блока сравнения (диаметр×глубина), мм, не более	Ø29×170	Ø29×170	Ø29,6×170
Масса калибратора, кг, не более	8,8	8,8	9,5

Наименование характеристики	Значение (в зависимости от модели калибратора)		
	TKG-140G	TKG-150G	TKG-450G
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	40 000		
Средний срок службы, лет, не менее	8		
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	от +10 до +35 80 (без конденсации)		

Таблица 2 – Метрологические и основные технические характеристики сухоблочных калибраторов температуры ТКх-Теккноу серии TKG-G моделей TKG-660AG, TKG-660BG, TKG-1000G

Наименование характеристики	Значение (в зависимости от модели калибратора)		
	TKG-660AG	TKG-660BG	TKG-1000G
Диапазон воспроизводимых температур, °C	от +50 до +660	от +50 до +660	от +300 до +1000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установления заданной температуры, °C	±0,5	±0,5	±2,0
Нестабильность поддержания заданной температуры в течение 30 минут (после достижения режима стабилизации по внутреннему термометру калибратора), °C	±0,2	±0,1	±0,2
Осевая неоднородность температуры по высоте рабочей зоны 40 мм от дна каналов блока сравнения (вертикальный градиент), °C, не более	±1,0	±0,5	- (*)
Разность воспроизводимых температур в каналах блока сравнения одного диаметра (горизонтальный градиент), °C, не более	±0,3	±0,15	±0,8
Значение единицы младшего разряда, °C	0,01	0,01	0,1
Время нагрева, мин, не более	20 (при нагреве от +50 до +660 °C)	20 (при нагреве от +50 до +660 °C)	45 (при нагреве от +300 до +1000 °C)
Время охлаждения, мин, не более	150 (при охлаждении от +660 до +50 °C)	150 (при охлаждении от +660 до +50 °C)	90 (при охлаждении от +1000 до +300 °C)
Напряжение питания, В	от 198 до 242		
Максимальная потребляемая мощность, Вт	650	650	2200
Габаритные размеры корпуса калибратора (длина×ширина×высота), мм, не более	285×170×340	285×170×340	285×170×340
Габаритные размеры вставного (сменного) блока сравнения (диаметр×глубина), мм, не более	Ø29,6×170	Ø29,6×170	Ø29,8×170
Масса калибратора, кг, не более	9,5	9,5	12,3

Наименование характеристики	Значение (в зависимости от модели калибратора)		
	TKG-660AG	TKG-660BG	TKG-1000G
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	40 000		
Средний срок службы, лет, не менее	8		
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	от +10 до +35 80 (без конденсации)		
Примечание: (*) - не нормируется			

Таблица 3 – Метрологические и основные технические характеристики сухоблочных калибраторов температуры ТКх-Теккнуо серии TKG-G моделей TKG-1200AG, TKG-1200BG

Наименование характеристики	Значение (в зависимости от модели калибратора)	
	TKG-1200AG	TKG-1200BG
Диапазон воспроизводимых температур, °C	от +300 до +1200	от +300 до +1200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установления заданной температуры, °C	±2,0 (от +300 до +1000 °C включ.); ±3,0 (св. +1000 до +1200 °C)	
Нестабильность поддержания заданной температуры в течение 30 минут (после достижения режима стабилизации по внутреннему термометру калибратора), °C	±0,4	±0,2
Осевая неоднородность температуры по высоте рабочей зоны 40 мм от дна каналов блока сравнения (вертикальный градиент), °C, не более	- (*)	
Разность воспроизводимых температур в каналах блока сравнения одного диаметра (горизонтальный градиент), °C, не более	±1,0	±0,8
Значение единицы младшего разряда, °C	0,1	
Время нагрева, мин, не более	70 (при нагреве от +300 до +1200 °C)	
Время охлаждения, мин, не более	120 (при охлаждении от +1200 до +300 °C)	
Напряжение питания, В	от 198 до 242	
Максимальная потребляемая мощность, Вт	2200	
Габаритные размеры корпуса калибратора (длина×ширина×высота), мм, не более	285×170×340	
Габаритные размеры вставного (сменного) блока сравнения (диаметр×глубина), мм, не более	Ø29,8×170	
Масса калибратора, кг, не более	12,3	
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	40 000	
Средний срок службы, лет, не менее	8	
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	от +10 до +35 80 (без конденсации)	
Примечание: (*) - не нормируется		

Таблица 4 – Метрологические и основные технические характеристики сухоблочных калибраторов температуры ТКх-Теккнуо прецизионного типа серии TKG-MU-G моделей TKG-MU-350G, TKG-MU-660G, TKG-MU-N40G

Наименование характеристики	Значение (в зависимости от модели калибратора)		
	TKG-MU-350G	TKG-MU-660G	TKG-MU-N40G
Диапазон воспроизводимых температур, °C	от +33 до +350	от +50 до +660	от -40 до +150
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установления заданной температуры, °C	±0,2	±(0,25 + 0,0005·t) (*)	±0,2
Нестабильность поддержания заданной температуры в течение 30 минут (после достижения режима стабилизации по внутреннему термометру калибратора), °C	±0,02	±(0,02 + 0,00005·t) (*)	±0,005
Осевая неоднородность температуры по высоте рабочей зоны 40 мм от дна каналов блока сравнения (вертикальный градиент), °C, не более	±0,04 (при +33 °C); ±0,10 (при +200 °C); ±0,20 (при +350 °C)	±0,05 (при +50 °C); ±0,35 (при +420 °C); ±0,50 (при +660 °C)	±0,05
Разность воспроизводимых температур в каналах блока сравнения одного диаметра (горизонтальный градиент), °C, не более	±0,010 (при +33 °C); ±0,015 (при +200 °C); ±0,020 (при +350 °C)	±0,02 (при +50 °C); ±0,05 (при +420 °C); ±0,10 (при +660 °C)	±0,01
Значение единицы младшего разряда, °C	0,001		
Время нагрева, мин, не более	27 (при нагреве от +33 до +350 °C)	46 (при нагреве от +50 до +660 °C)	32 (при нагреве от +23 до +150 °C); 45 (при нагреве от -40 до +150 °C)
Время охлаждения, мин, не более	60 (при охлаждении от +350 до +50 °C)	150 (при охлаждении от +660 до +50 °C)	20 (при охлаждении от +150 до +23 °C); 45 (при охлаждении от +23 до -40 °C)
Напряжение питания, В	от 198 до 242		
Максимальная потребляемая мощность, Вт	1000		
Габаритные размеры корпуса калибратора (длина×ширина×высота), мм, не более	310×200×310		

Наименование характеристики	Значение (в зависимости от модели калибратора)		
	TKG-MU-350G	TKG-MU-660G	TKG-MU-N40G
Габаритные размеры вставного (сменного) блока сравнения (диаметр×глубина), мм, не более	Ø26×155	Ø26×155	Ø31×160
Масса калибратора, кг, не более	9,9	9,9	11,2
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	40 000		
Средний срок службы, лет, не менее	8		
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	от +10 до +35 80 (без конденсации)		
Примечания: (*) - где t —значение заданной температуры, °C			

Таблица 5 – Метрологические и основные технические характеристики сухоблочных калибраторов температуры ТКх-Теккнуу портативного типа серии TKG-ETC-G моделей TKG-ETC-150G, TKG-ETC-400G

Наименование характеристики	Значение (в зависимости от модели калибратора)	
	TKG-ETC-150G	TKG-ETC-400G
Диапазон воспроизводимых температур, °C	от -10 до +150	от +50 до +400
Нестабильность поддержания заданной температуры в течение 30 минут (после достижения режима стабилизации по внутреннему термометру калибратора), °C	±0,1	±0,1
Осевая неоднородность температуры по высоте рабочей зоны 40 мм от дна каналов блока сравнения (вертикальный градиент), °C, не более	±0,5	±0,5
Разность воспроизводимых температур в каналах блока сравнения одного диаметра (горизонтальный градиент), °C, не более	±0,2	±0,2
Значение единицы младшего разряда, °C	0,1	
Время нагрева, мин, не более	5 (при нагреве от -10 до +50 °C) 8 (при нагреве от -10 до +150 °C)	8 (при нагреве от +50 до +400 °C)
Время охлаждения, мин, не более	18 (при охлаждении от +150 до -10 °C) 10 (при охлаждении от +50 до -10 °C)	60 (при охлаждении от +400 до +50 °C)
Напряжение питания, В	от 198 до 242	
Максимальная потребляемая мощность, Вт	230	350
Габаритные размеры корпуса калибратора (длина×ширина×высота), мм, не более	230×180×125	220×160×110

Наименование характеристики	Значение (в зависимости от модели калибратора)	
	TKG-ETC-150G	TKG-ETC-400G
Габаритные размеры вставного (сменного) блока сравнения (диаметр×глубина), мм, не более	Ø12,5×120	Ø30×110
Глубина отверстий блока сравнения, мм	110	-
Масса калибратора, кг, не более	3,5	2,2
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	40 000	
Средний срок службы, лет, не менее	8	
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	от +10 до +35 80 (без конденсации)	

Таблица 6 – Метрологические и основные технические характеристики жидкостных калибраторов температуры ТКх-Теккнуоу серии TKS-BG моделей TKS-180BG, TKS-300BG

Наименование характеристики	Значение (в зависимости от модели калибратора)	
	TKS-180BG	TKS-300BG
Диапазон воспроизводимых температур, °C	от +60 до +180	от +60 до +300 (от +60 до +180; от +60 до +300) ⁽¹⁾
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установления заданной температуры, °C	±0,2	
Нестабильность поддержания заданной температуры в течение 30 минут (после достижения режима стабилизации по внутреннему термометру калибратора), °C	±0,01 (от +60 до +150 °C включ.); ±0,02 (св. +150 °C)	±0,01 (от +60 до +200 °C включ.); ±0,02 (св. +200 °C)
Неравномерность температуры в рабочем объеме (на расстоянии не менее 10 мм от поверхности теплоносителя), °C, не более	±0,01 (от +60 до +150 °C включ.); ±0,02 (св. +150 °C)	±0,01 (от +60 до +200 °C включ.); ±0,02 (св. +200 °C)
Значение единицы младшего разряда, °C	0,001	
Время нагрева, мин, не более	60 (при нагреве от +25 до +60 °C); 24 (при нагреве от +60 до +100 °C); 25 (при нагреве от +100 до +180 °C)	60 (при нагреве от +25 до +60 °C); 24 (при нагреве от +60 до +100 °C); 25 (при нагреве от +100 до +200 °C); 26 (при нагреве от +200 до +300 °C)
Напряжение питания, В	от 198 до 242	
Максимальная потребляемая мощность, Вт	700	
Габаритные размеры корпуса калибратора (длина×ширина×высота), мм, не более	500×220×480	
Габаритные размеры рабочей ванны калибратора (диаметр×глубина), мм, не более	Ø80×280, Ø100×280	

Наименование характеристики	Значение (в зависимости от модели калибратора)	
	TKS-180BG	TKS-300BG
Масса калибратора, кг, не более	17,5	
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	40 000	
Средний срок службы, лет, не менее	8	
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	от +10 до +35 80 (без конденсации)	
Примечание: (1) – В зависимости от типа используемого теплоносителя допускается применение калибраторов в более узких диапазонах воспроизводимых температур, приведенных в скобках после полных диапазонов. Информация о рекомендуемых типах теплоносителей в зависимости от рабочей температуры приведена в Руководстве по эксплуатации.		

Таблица 7 – Метрологические и основные технические характеристики жидкостных калибраторов температуры ТКх-Текноу серии TKS-BG моделей TKS-10BG, TKS-20BG.

Наименование характеристики	Значение (в зависимости от модели калибратора)	
	TKS-10BG	TKS-20BG
Диапазон воспроизводимых температур, °C	от -10 до +150; от -10 до +180 ⁽¹⁾ (от -10 до +5; от +4 до +80; от -10 до +180; от +70 до +180) ⁽²⁾	от -20 до +150; от -20 до +180 ⁽¹⁾ (от -20 до +5; от +4 до +80; от -20 до +180; от +70 до +180) ⁽²⁾
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установления заданной температуры, °C	±0,2	
Нестабильность поддержания заданной температуры в течение 30 минут (после достижения режима стабилизации по внутреннему термометру калибратора), °C	±0,01 (от -10 до +150 °C включ.); ±0,02 (св. +150 °C)	±0,01 (от -20 до +150 °C включ.); ±0,02 (св. +150 °C)
Неравномерность температуры в рабочем объеме (на расстоянии не менее 10 мм от поверхности теплоносителя), °C, не более	±0,02 (от t _{min} до 0 °C включ.); ±0,01 (св. 0 до +150 °C включ.); ±0,02 (св. +150 °C)	
Значение единицы младшего разряда, °C	0,001	
Время нагрева, мин, не более	15 (при нагреве от -10 до +25 °C); 30 (при нагреве от +25 до +150 °C); 40 (при нагреве от +25 до +180 °C)	15 (при нагреве от -20 до +25 °C); 30 (при нагреве от +25 до +150 °C); 40 (при нагреве от +25 до +180 °C)

Наименование характеристики	Значение (в зависимости от модели калибратора)	
	TKS-10BG	TKS-20BG
Время охлаждения, мин, не более	30/60 (при охлаждении от +150/+180 до +25 °C); 15 (при охлаждении от +25 до -10 °C)	30/60 (при охлаждении от +150/+180 до +25 °C); 30 (при охлаждении от +25 до -20 °C)
Напряжение питания, В	от 198 до 242	
Максимальная потребляемая мощность, Вт	1000	
Габаритные размеры корпуса калибратора (длина×ширина×высота), мм, не более	490×220×614	
Габаритные размеры рабочей ванны калибратора (диаметр×глубина), мм, не более	Ø80×280, Ø100×280	
Масса калибратора, кг, не более	24,5	
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	40 000	
Средний срок службы, лет, не менее	8	
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	от +10 до +35 80 (без конденсации)	
Примечания: (1) - Диапазон воспроизводимых температур выбирается при заказе и прописывается в паспорте, а также информация о нем наносится на наклейку или на шильдик, прикрепляемые к корпусу калибратора; (2) - В зависимости от типа используемого теплоносителя допускается применение калибраторов в более узких диапазонах воспроизводимых температур, приведенных в скобках после полных диапазонов. Информация о рекомендуемых типах теплоносителей в зависимости от рабочей температуры приведена в Руководстве по эксплуатации.		

Таблица 8 – Метрологические и основные технические характеристики жидкостных калибраторов температуры ТКх-Теккнуо серии TKS-BG моделей TKS-30BG, TKS-40BG

Наименование характеристики	Значение (в зависимости от модели калибратора)	
	TKS-30BG	TKS-40BG
Диапазон воспроизводимых температур, °С	от -30 до +150; от -30 до +180 ⁽¹⁾ (от -30 до +5; от +4 до +80; от -30 до +180; от +70 до +180) ⁽²⁾	от -40 до +95; от -40 до +125; от -40 до +150; от -40 до +180 ⁽¹⁾ (от -40 до +5; от +4 до +80; от -40 до +180; от +70 до +180) ⁽²⁾
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установления заданной температуры, °С	±0,2	

Наименование характеристики	Значение (в зависимости от модели калибратора)	
	TKS-30BG	TKS-40BG
Нестабильность поддержания заданной температуры в течение 30 минут (после достижения режима стабилизации по внутреннему термометру калибратора), °C	±0,01 (от -30 до +150 °C включ.); ±0,02 (св. +150 °C)	±0,01 (от -40 до +150 °C включ.); ±0,02 (св. +150 °C)
Неравномерность температуры в рабочем объеме (на расстоянии не менее 10 мм от поверхности теплоносителя), °C, не более	±0,035 (от t _{min} до 0 °C включ.); ±0,020 (св. 0 °C)	
Значение единицы младшего разряда, °C	0,001	
Время нагрева, мин, не более	16 (при нагреве от -30 до +25 °C); 30/40 (при нагреве от +25 до +150/180°C)	16 (при нагреве от -40 до +95 °C); 20 (при нагреве от -40 до +125 °C); 30 (при нагреве от -40 до +150 °C); 45 (при нагреве от -40 до +180 °C).
Время охлаждения, мин, не более	35 (при охлаждении от +25 до -30 °C)	50 (при охлаждении от +25 до -40 °C)
Напряжение питания, В	от 198 до 242	
Максимальная потребляемая мощность, Вт	1000	
Габаритные размеры корпуса калибратора (длина×ширина×высота), мм, не более	490×220×614	
Габаритные размеры рабочей ванны калибратора (диаметр×глубина), мм, не более	Ø80×280, Ø100×280	
Масса калибратора, кг, не более	24,5	
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	40 000	
Средний срок службы, лет, не менее	8	
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	от +10 до +35 80 (без конденсации)	
Примечания: (1) - Диапазон воспроизводимых температур выбирается при заказе и прописывается в паспорте, а также наносится на наклейку или на шильдик, прикрепляемые к корпусу калибратора; (2) - В зависимости от типа используемого теплоносителя допускается применение калибраторов в более узких диапазонах воспроизводимых температур, приведенных в скобках после полных диапазонов. Информация о рекомендуемых типах теплоносителей в зависимости от рабочей температуры приведена в Руководстве по эксплуатации.		

Таблица 9 - Метрологические и основные технические характеристики калибраторов температуры серии TKG-MU-G в части измерений электрических выходных сигналов от первичных преобразователей температуры и датчиков с унифицированным выходным сигналом

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений электрического сопротивления, Ом	от 0,01 до 400
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений электрического сопротивления (вход для внешнего рабочего термопреобразователя сопротивления) в зависимости от диапазона, Ом: - от 0,01 до 25 Ом включ. - в остальном диапазоне	$\pm 0,0025$ $\pm 8 \cdot 10^{-5} \cdot R^{(1)}$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений электрического сопротивления (вход для внешнего термопреобразователя сопротивления повышенной точности) в зависимости от диапазона, Ом: - от 0,01 до 42 Ом включ. - в остальном диапазоне	$\pm 0,0025$ $\pm 6 \cdot 10^{-5} \cdot R^{(1)}$
Диапазон измерений напряжения постоянного тока (термо-ЭДС), мВ	от -10 до +75
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений напряжения постоянного тока (термо-ЭДС), мВ	$\pm (0,01 + 2,5 \cdot 10^{-4} \cdot U)^{(2)}$
Диапазон измерений силы постоянного тока, мА	от 4 до 24
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений силы постоянного тока, мА	$\pm (0,002 + 2 \cdot 10^{-4} \cdot I)^{(3)}$
Напряжение встроенного источника питания, В	24
Типы номинальных статических характеристик преобразования (НСХ) подключаемых ТС в соответствии с ГОСТ 6651-2009 (МЭК 60751 (2022))	Pt100 ($\alpha = 0,00385 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$)
Типы НСХ подключаемых термоэлектрических преобразователей (ТП) в соответствии с ГОСТ Р 8.585-2001 (МЭК 60584-1:2013)	E, J, M, T, K, N, R, S, C, L ⁽⁴⁾ , U ⁽⁴⁾
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры холодных спаев ТП (внутренняя схема компенсации), °С	$\pm 0,35$
Примечания: (1) R – значение измеряемого электрического сопротивления, Ом; (2) U – значение измеряемого напряжения постоянного тока (термо-ЭДС), мВ; (3) I – значение измеряемой силы постоянного тока, мА; (4) По стандарту DIN 43710.	

Знак утверждения типа

наносится на корпус калибратора при помощи наклейки, а также на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом или методом штемпелевания.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки калибраторов температуры приведен в таблице 10.

Таблица 10

Наименование	Обозначение	Количество
Калибратор температуры	ТКх-Теккноу	1 шт.
Металлический блок сравнения (для калибраторов серий TKG-G, TKG-MU-G)	-	1 шт.
Сливной шланг (для калибраторов серий TKS-BG)	-	1 шт.
Кабель сетевой	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РЭ	1 экз.
Паспорт	ПС	1 экз.
По дополнительному заказу: - металлический блок сравнения с количеством отверстий и диаметрами, отличающихся от стандартных; - кейс для транспортировки; - теплоноситель (для калибраторов серии TKS-BG).		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Порядок работы» Руководства по эксплуатации на средство измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 6651-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний;

ГОСТ Р 8.585-2001 ГСИ. Термопары. Номинальные статические характеристики преобразования;

Международный стандарт МЭК 60584-1:2013 Термопары. Часть 1. Градуировочные таблицы и допуски;

Международный стандарт МЭК 60751 (2022) Промышленные платиновые термометры сопротивления и температурные датчики;

ГОСТ 26.011-80 Средства измерений и автоматизации. Сигналы тока и напряжения электрические непрерывные входные и выходные;

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 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

ТУ 26.51.70-032-44345622-2022 «Калибраторы температуры ТКх-Теккноу. Технические условия».

Правообладатель

Акционерное общество «Теккноу» (АО «Теккноу»)

ИНН 7801079340

Юридический адрес: 199155, г. Санкт-Петербург, ул. Уральская, д. 17, к. 3, лит. Е, помещ. 24Н, оф. 4

Телефон/факс: +7 (812) 324-56-27 / 324-56-29

E-mail: info@tek-know.ru

Web-сайт: www.tek-know.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Теккноу» (АО «Теккноу»)

ИНН 7801079340

Юридический адрес: 199155, г. Санкт-Петербург, ул. Уральская, д. 17, к. 3, лит. Е, помещ. 24Н, оф. 4

Адрес места осуществления деятельности: 192148, г. Санкт-Петербург, пр-кт Елизарова, д. 31, к. 2, лит. А

Телефон/факс: +7 (812) 324-56-27 / 324-56-29

E-mail: info@tek-know.ru

Web-сайт: www.tek-know.ru

Производственная площадка

Tai'an Dearto Automation Instruments Co. Ltd, Китай

Адрес: Tai'an High-tech development zone, Shandong Province, China

Тел./факс: +86 (0538) 5089056 / 5059718

E-mail: tadt17@dearto.cn

Web-сайт: www.dearto.cn

Испытательный центр

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

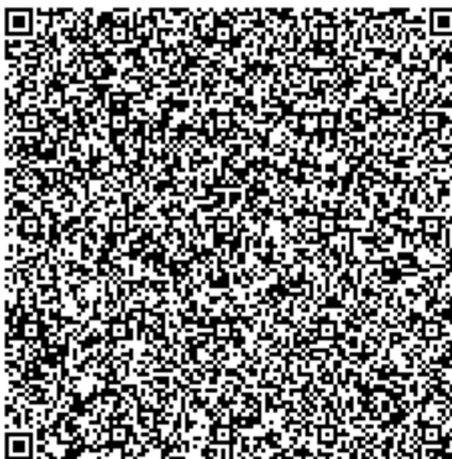
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» мая 2025 г. № 962

Регистрационный № 95474-25

Лист № 1
Всего листов 31

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) для энергоснабжения потребителей ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) для энергоснабжения потребителей ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначены для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного порядка.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ являются проектно-компонуемыми изделиями из выпускаемых различными изготовителями технических средств и представляют собой многоуровневые многофункциональные автоматизированные системы с централизованным управлением и распределенной функцией измерений, которые включают в себя измерительные каналы (ИК), состоящие из компонентов (средств измерений), приведенных в таблице 1. АИИС КУЭ могут включать в себя все или некоторые компоненты из перечисленных в таблице 1. В АИИС КУЭ может входить несколько компонентов одного типа. Конкретный состав, структура и конфигурация каждого экземпляра АИИС КУЭ определяется технической документацией предприятия-изготовителя под задачи конкретного объекта.

ИК АИИС КУЭ могут состоять из двух (ИИК и ИВК), либо трех уровней (ИИК, ИВКЭ и ИВК).

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя одно или несколько устройств сбора и передачи данных (УСПД), устройства синхронизации системного времени (УССВ) и каналообразующую аппаратуру;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» и иные серверы на базе специализированного программного обеспечения (ПО) (возможно построение на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации), устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной

вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, программное обеспечение, автоматизированные рабочие места персонала.

Все средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ, являются средствами измерений утвержденного типа и внесенными в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. Для счетчиков прямого включения первичные токи и напряжения по измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия (активная и реактивная), как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Для АИИС КУЭ, состоящей из трех уровней, цифровой сигнал с выходов счетчиков измерительных каналов при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД (уровень ИВКЭ), где осуществляется обработка измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Для АИИС КУЭ, состоящей из двух уровней, цифровой сигнал с выходов счетчиков измерительных каналов при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на верхний уровень системы.

Верхний уровень АИИС КУЭ может в себя включать как один сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», так и промежуточные серверы, принадлежащие третьим лицам. Передача информации об энергопотреблении между различными серверами уровня ИВК производится автоматически, путем межсерверного обмена, автоматической отправки/приемкой XML макетов согласованных форматов, а также иными согласованными способами.

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Обработка измерительной информации в части умножения на коэффициенты трансформации ТТ и ТН происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК. Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

Таблица 1 – Компонентный состав ИК АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Рег. №
1	2	3
Приборы учета электрической энергии		
Трансформаторы тока классов точности 0,2, 0,2S, 0,5, 0,5S по ГОСТ 7746, утвержденного типа, зарегистрированные в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	-	-
Трансформаторы напряжения классов точности 0,2, 0,5 по ГОСТ 1983, утвержденного типа, зарегистрированные в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	-	-
Счетчики электрической энергии, утвержденного типа, зарегистрированные в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, в том числе перечисленные ниже:		
Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные	КВАНТ ST 1000-9	71483-18
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	КВАНТ ST 2000-12	71461-18
Счетчики электрической энергии статические	Милур 107	76141-19, 81364-21
Счетчики электрической энергии статические	Милур 307	66824-17, 81365-21
Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные	МИРТЕК-12-РУ	61891-15
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	МИРТЕК-32-РУ	65634-16
Счетчики электрической энергии однофазные многотарифные	НЕВА МТ 1	61544-15
Счетчики электрической энергии трехфазные многотарифные	НЕВА МТ 3	64506-16
Счетчики электрической энергии однофазные	НЕВА СП1	75447-19
Счетчики электрической энергии трехфазные	НЕВА СП3	75453-19
Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные	НЕВА СТ2	87229-22
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	НЕВА СТ4	73138-18
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03МТ, СЭТ-4ТМ.02МТ	74679-19
Счетчики электрической энергии многофункциональные - измерители ПКЭ	СЭТ-4ТМ.03МК	74671-19
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М	36697-08, 36697-12, 36697-17
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04

Продолжение таблицы 1

1	2	3
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	20175-01
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ТЕ1000	82562-21
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ТЕ2000	83048-21
Счетчики электрической энергии многофункциональные - измерители ПКЭ	ТЕ3000	77036-19
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	СТЭМ-300	71771-18
Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные	СЕ 207	72632-18
Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные	СЕ 208	55454-13
Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные	СЕ 303	33446-08
Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные	СЕ 304	31424-07
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЕ 307	66691-17
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЕ 308	59520-14
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.06Т	82640-21
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МНТ	76415-19
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МН	57574-14, 57574-18
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МКТ	75459-19
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	46634-11, 50460-12, 64450-16, 50460-18
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05Д	41135-09
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД	51593-12, 51593-18
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05	27779-04
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 236, Mercury 236	80589-20
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 236	47560-11
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	48266-11

Продолжение таблицы 1

1	2	3
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 233	34196-07
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 231, Mercury 231	80591-20
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230АМ, Mercury 230АМ	80221-20
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230АМ	25617-03, 25617-07
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230, Mercury 230	80590-20
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	23345-04, 23345-07
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 204, Меркурий 208, Mercury 204, Mercury 208, Меркурий 234, Меркурий 238, Mercury 234, Mercury 238	75755-19
Счетчики электрической энергии	МИР С-04, МИР С-05, МИР С-07	61678-15
Счетчики электрической энергии	МИР С-04, МИР С-05, МИР С-07	51597-12
Счетчики электрической энергии трехфазные интеллектуальные	НАРТИС-300	77263-20
Счетчики электроэнергии однофазные интеллектуальные	НАРТИС-И100	86199-22
Счетчики электроэнергии трехфазные интеллектуальные	НАРТИС-И300	86200-22
Счетчики электрической энергии электронные многофункциональные трехфазные	Протон	29292-06
Счетчики электрической энергии цифровые многозадачные трехфазные	Протон-К	35437-07
Счетчики электрической энергии однофазные	РиМ 189	83137-21
Счетчики электрической энергии однофазные статические	РиМ 189.1Х: РиМ 189.11, РиМ 189.12, РиМ 189.13, РиМ 189.14, РиМ 189.15, РиМ 189.16, РиМ 189.17, РиМ 189.18	56546-14
Счетчики электрической энергии однофазные статические	РиМ 289.21, РиМ 289.22, РиМ 289.23, РиМ 289.24	74461-19
Интеллектуальные приборы учета электроэнергии	РиМ 389.01	69358-17
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	РиМ 489	68807-17
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	РиМ 489.01, РиМ 489.02	48457-11

Продолжение таблицы 1

1	2	3
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25, РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.34, РиМ 489.36, РиМ 489.38	64195-16
Счетчики электрической энергии трехфазные статические многофункциональные	РиМ 889 исп. РиМ 889.00, РиМ 889.01, РиМ 889.02, РиМ 889.10, РиМ 889.11, РиМ 889.12	43158-09
Счетчики электрической энергии электронные	АИСТ	60513-15
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	16666-07
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	16666-97
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А3	27429-04
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А2	27428-04, 27428-09
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	31857-06, 31857-11
Счетчики электрической энергии трехфазные электронные	Альфа А1140	33786-07
Счетчики электрической энергии трехфазные электронные	Альфа А1140	33786-20
Счетчики электроэнергии многофункциональные	Альфа	14555-99
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа	14555-95, 14555-02
Счетчики электрической энергии статические однофазные	ФОБОС 1	66753-17
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	ФОБОС 3	66754-17
Счетчики электрической энергии	ЦЭ6850	20176-03, 20176-04
Счетчики электрической энергии	ЦЭ6850, ЦЭ6850М	20176-06
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	AD13S, AD13A, AD13B	70525-18
Счетчики электрической энергии однофазные статические	AD11A.M, AD11S.M	81345-21
Счетчики-измерители показателей качества электрической энергии многофункциональные	BINOM3	60113-15
Счетчики электронные	BINOM334i	59815-15
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	ZMD и ZFD	53319-13
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Dialog ZMD и ZFD	22422-07
Счетчики электрической энергии электронные многофункциональные	Landis & Gyr Dialog серии ZMD и ZFD	22422-02

Продолжение таблицы 1

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	EPQS	25971-03, 25971-06
Счетчики электрической энергии однофазные	NP71	48362-11
Счетчики электрической энергии трехфазные	NP73	48837-12
Счетчики электрической энергии трехфазные	ST40x	79429-20
Счетчики электрической энергии однофазные	SM40x	79430-20
Устройства сбора и передачи данных (УСПД)		
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327, RTU-327L, RTU-327LV	41907-09
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325, RTU-325L	37288-08
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325T, RTU-325H	44626-10
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С1	15236-03
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С50	28523-05
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	28822-05
Контроллеры многофункциональные	SM160-02M	71337-18
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	17049-14, 17049-19
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	17049-04 ⁴ , 17049-09 ⁴
Устройства сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	TK16L	36643-07
Устройства сбора и передачи данных	ТОPAZ IEC DAS	65921-16
Устройства синхронизации системного времени (УССВ)		
Устройства синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS	УСВ-Г	61380-15
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	82570-21
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	51644-12, 64242-16, 84823-22
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	54074-13
Радиосерверы точного времени	PCTB-01	40586-12
Серверы точного времени	Метроном-50М	68916-17
Комплексы измерительно-вычислительные	СТВ-01	49933-12
Серверы точного времени	СТВ-01	86603-22
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	58301-14
Блоки коррекции времени	ЭНКС-2	37328-15
Модемы и прочие каналообразующие устройства для передачи данных по выделенным и коммутируемым линиям связи	-	-

Продолжение таблицы 1

1	2	3
Примечания: 1 Состав конкретного экземпляра АИИС КУЭ (типы и количество входящих средств измерений, технических устройств и программного обеспечения) определяется технической документацией. 2. ЭКОМ-3000, произведенные в соответствии с описаниями типа регистрационные номера 17049-04, 17049-09, используются только в качестве устройств сбора и передачи данных, модуль GPS не используется, синхронизация времени в УСПД производится от внешнего УССВ, подключаемого на уровнях ИВК или ИВКЭ.		

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 14.

СОЕВ включает в себя устройства синхронизации системного времени (УССВ) различного принципа работы, часы серверов, часы УСПД и счётчиков. Устройства синхронизации системного времени различного принципа работы осуществляют прием и обработку сигналов точного времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе сервера точного времени типа Метроном-50М. УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сличение шкалы времени сервера и меток времени УССВ осуществляется во время сеанса связи сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с УССВ, не реже 1 раза в сутки. Коррекция шкалы времени сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» осуществляется при обнаружении рассогласования со шкалой времени УССВ – при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» равна ± 1 с (параметр программируемый).

В АИИС КУЭ возможна коррекция системного времени в следующих вариантах:

Для АИИС КУЭ, состоящей из двух уровней:

Уровень ИВК оснащён УССВ. Сличение шкалы времени сервера и меток времени УССВ осуществляется во время сеанса связи сервера с УССВ, не реже 1 раза в сутки. Коррекция шкалы времени сервера осуществляется при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени сервера настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Счётчики уровня ИИК синхронизируются от часов оборудования уровня ИВК. Сличение шкалы времени счётчиков и шкалы времени оборудования уровня ИВК осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Коррекция шкалы времени счётчиков осуществляется при обнаружении рассогласования со шкалой времени оборудования уровня ИВК. Уставка коррекции времени счётчиков настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Для АИИС КУЭ, состоящей из трех уровней (вариант 1):

Уровень ИВК оснащён УССВ. Сличение шкалы времени сервера и меток времени УССВ осуществляется во время сеанса связи сервера с УССВ, не реже 1 раза в сутки. Коррекция шкалы времени сервера осуществляется при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени сервера настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД уровня ИВКЭ синхронизируется от часов оборудования уровня ИВК. Сличение шкалы времени УСПД и шкалы времени оборудования уровня ИВК осуществляется во время сеанса

связи, но не реже 1 раза в сутки. Коррекция шкалы времени УСПД осуществляется при обнаружении рассогласования со шкалой времени оборудования уровня ИВК. Уставка коррекции времени УСПД настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики уровня ИИК синхронизируются УСПД (уровень ИВКЭ). Сличение шкалы времени счетчиков и шкалы времени УСПД осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Коррекция шкалы времени счетчиков осуществляется при обнаружении рассогласования со шкалой времени УСПД. Уставка коррекции времени счетчиков настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Для АИИС КУЭ, состоящей из трех уровней (вариант 2):

УСПД уровня ИВКЭ оснащено УССВ. Сличение шкалы времени УСПД и меток времени УССВ осуществляется во время сеанса связи УСПД с УССВ, не реже 1 раза в сутки. Коррекция шкалы времени УСПД осуществляется при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени УСПД настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Часы оборудования уровня ИВК синхронизируются от часов оборудования уровня ИВКЭ. Сличение шкалы времени оборудования уровня ИВК и шкалы времени оборудования уровня ИВКЭ осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Коррекция шкалы времени оборудования уровня ИВК осуществляется при обнаружении рассогласования со шкалой времени оборудования уровня ИВКЭ. Уставка коррекции времени оборудования ИВК настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики уровня ИИК синхронизируются УСПД (уровень ИВКЭ). Сличение шкалы времени счетчиков и шкалы времени УСПД осуществляется во время сеанса связи УСПД со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Коррекция шкалы времени счетчиков осуществляется при обнаружении рассогласования со шкалой времени УСПД. Уставка коррекции времени счетчиков настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Для АИИС КУЭ, состоящей из трех уровней (вариант 3):

Уровень ИВК оснащен УССВ. Сличение шкалы времени сервера и меток времени УССВ осуществляется во время сеанса связи сервера с УССВ, не реже 1 раза в сутки. Коррекция шкалы времени сервера осуществляется при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени сервера настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

УСПД уровня ИВКЭ оснащен УССВ. Сличение шкалы времени УСПД и меток времени УССВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Коррекция шкалы времени УСПД осуществляется при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени УСПД настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики уровня ИИК синхронизируются УСПД (уровень ИВКЭ). Сличение шкалы времени счетчиков и шкалы времени УСПД осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Коррекция шкалы времени счетчиков осуществляется при обнаружении рассогласования со шкалой времени УСПД. Уставка коррекции времени счетчиков настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

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

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер средства измерений указывается в формуляре типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ. Настоящее описание типа может быть использовано для серийного производства АИИС КУЭ, а также для работы на оптовом рынке электроэнергии и мощности Российской Федерации исключительно Изготовителем ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО серверов уровня ИВК АИИС КУЭ представлены в таблицах 2 - 13.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, библиотека Eac.MetrologicallySignificantComponents.dll)	54b0a65fcdd6b713b20fff43655da81b

Таблица 5 – Идентификационные данные ПО «ТЕЛЕСКОП+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТЕЛЕСКОП+
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО: Сервер сбора данных SERVER_MZ4.dll АРМ Энергетика ASCUE_MZ4.dll (MD 5)	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca

Таблица 6 – Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО (MD5, DataServer.exe, DataServer_USPD.exe)	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218

Таблица 7 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CalcClients.dll)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CalcLeakage.dll)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CalcLosses.dll)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, Metrology.dll)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ParseBin.dll)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ParseIEC.dll)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ParseModbus.dll)	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ParsePiramida.dll)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SynchroNSI.dll)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, VerifyTime.dll)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Таблица 8 – Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
ОС MS Windows	
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, pso_metr.dll)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b (для 32-разрядного сервера опроса)
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, pso_metr.dll)	6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93 (для 64-разрядного сервера опроса)
Linux-подобные ОС	
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, libpso_metr.so)	01e3eae897f3ce5aa58ff2ea6b948061

Таблица 9 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, BinaryPackControls.dll)	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CheckDataIntegrity.dll)	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ComIECFunctions.dll)	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ComModbusFunctions.dll)	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ComStdFunctions.dll)	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, DateTimeProcessing.dll)	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D

Продолжение таблицы 9

1	2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SafeValuesDataUpdate.dll)	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SimpleVerifyDataStatuses.dll)	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SummaryCheckCRC.dll)	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ValuesDataProcessing.dll)	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645

Таблица 10 – Идентификационные данные ПО «Пирамида-Сети»

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

Таблица 11 – Идентификационные данные ПО (КТС) «Энергия+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Комплекс технических средств (КТС) «Энергия+»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 6.5
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, Расчетное ядро Энергия+: kernel6.exe)	4d0260de227fb05135ee97ff6cc94c39
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, Запись в БД Энергия+: writer.exe)	f943380cfd432145a676d5778871323d
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, Сервер устройств Энергия+: IcServ.exe)	ce0ba170724ca9a1d9f692a320115719

Таблица 12 – Идентификационные данные ПО «Энфорс АСКУЭ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энфорс АСКУЭ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.1.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5, bp_admin.exe)	CB1CE1CD05B9E3C399BAF22060BDB976

Таблица 13 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	39989384CC397C1B48D401302C722B02

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ», ПО «ТЕЛЕСКОП+», СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), ПО «Пирамида 2000. Сервер», ПО «Пирамида 2000», ПО «Пирамида 2.0», ПО ПК «Энергосфера», ПО «Пирамида-Сети», ПО (КТС) «Энергия+», ПО «Энфорс АСКУЭ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Основные технические характеристики АИИС КУЭ представлены в таблице 14. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ представлены в таблицах 15-17.

Метрологические характеристики ИК при измерении активной электрической энергии приводятся в таблице 15, при измерении реактивной электрической энергии приводятся в таблице 16 для всех счетчиков за исключением счетчиков, в соответствии с регистрационными номерами: 16666-97, 20175-01, 20176-03, 20176-04, 22422-02, 27524-04, 27779-04, 27428-04, 27429-04, 23345-04. Метрологические характеристики ИК, содержащих перечисленные счетчики, приводятся в таблице 17.

Счетчики в соответствии с регистрационными номерами: 14555-95, 14555-99, 14555-02, 25971-03, 16666-97 (счетчики, произведенные до 2004 года, с заводскими/серийными номерами до 01090981), не применяются в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений для измерений и учета реактивной электрической энергии, в связи с чем для ИК, содержащих такие счетчики, метрологические характеристики при измерении реактивной электрической энергии не приводятся.

Для счетчиков, выпущенных по техническим условиям (ТУ) или стандартам предприятий (СТП), метрологические и технические характеристики не превышают значений, установленных в государственных стандартах (ГОСТ), которые указаны в разделе о нормативных и/или технических документах описания типа на конкретный тип.

Таблица 14 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков трансформаторного включения), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), % от I_b	от 99 до 101 от 1(2) до 120 / от 5 до 120 ¹ от 5 до $I_{макс}$

Продолжение таблицы 14

1	2
- коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной и реактивной энергии - для счетчиков реактивной энергии, в соответствии с регистрационными номерами: 16666-97, 20175-01, 20176-03, 20176-04, 22422-02, 27524-04, 27779-04, 27428-04, 27429-04, 23345-04	от 0,5 до 1,0 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации АИИС КУЭ: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков трансформаторного включения), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), % от I_6 - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - частота, Гц - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C - потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения – счетчик», %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 / от 5 до 120 ¹ от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 0,5 от +5 до + 35 0,25
Дискретность измерения активной и реактивной электрической энергии, мин	30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - время восстановления, ч, не более	35000 72 35000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - профиль нагрузки с получасовым интервалом, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - результаты измерений в тридцатиминутных интервалах измерений и нарастающим итогом на начало расчетного периода по каждому каналу, сут, не менее ИВК: - результаты измерений активной и реактивной электроэнергии в тридцатиминутных интервалах измерений и нарастающим итогом на начало расчетного периода по соответствующим измерительным каналам и направлениям, лет, не менее	45 45 3
Пределы смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU) ($\pm\Delta$), с	± 5
Примечания: 1. Нижний предел тока 1(2) % - при использовании в составе уровня ИИК измерительных трансформаторов тока классов точности 0,2S и 0,5S; 5 % - при использовании в составе уровня ИИК измерительных трансформаторов тока классов точности 0,2 и 0,5.	

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
 - результат самодиагностики;
 - перерывы питания;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - результат самодиагностики;
 - перерывы питания;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике, УСПД и сервере;
 - пропадание и восстановление связи с УСПД/счетчиком;
 - результат самодиагностики;
 - перерывы питания.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Таблица 15 – Метрологические характеристики ИК при измерении активной электрической энергии для счетчиков (ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012)

Состав ИК	Диапазон измерений силы тока	Основная относительная погрешность ИК ($\pm\delta$), %					Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %			
		$\cos\varphi=1,0$	$\cos\varphi=0,9$	$\cos\varphi=0,8$	$\cos\varphi=0,5$	$\cos\varphi=1,0$	$\cos\varphi=0,9$	$\cos\varphi=0,8$	$\cos\varphi=0,5$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
ТТ – 0,2S ТН – 0,2 СЧ – 0,2S	$0,02I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{номI}}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 2,0$	$\pm 1,2$	$\pm 1,3$	$\pm 1,4$	$\pm 2,2$	
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I < 0,1I_{\text{ном}}$	$\pm 0,6$	$\pm 0,7$	$\pm 0,8$	$\pm 1,3$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,4$	
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I < 0,2I_{\text{ном}}$	$\pm 0,6$	$\pm 0,6$	$\pm 0,7$	$\pm 1,2$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,4$	
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I < I_{\text{ном}}$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	$\pm 0,6$	$\pm 0,9$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,2$	
	$I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2I_{\text{ном}}$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	$\pm 0,6$	$\pm 0,9$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,2$	
ТТ – 0,2 ТН – 0,2 СЧ – 0,2S	$0,05I_{\text{ном}} \leq I < 0,1I_{\text{ном}}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 2,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 2,2$	
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I < 0,2I_{\text{ном}}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 2,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 2,1$	
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I < I_{\text{ном}}$	$\pm 0,6$	$\pm 0,6$	$\pm 0,7$	$\pm 1,2$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,4$	
	$I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2I_{\text{ном}}$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	$\pm 0,6$	$\pm 0,9$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,2$	
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{номI}}$	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$	$\pm 2,8$	$\pm 5,3$	$\pm 1,9$	$\pm 2,3$	$\pm 2,9$	$\pm 5,4$	
ТТ – 0,5S ТН – 0,2 СЧ – 0,2S	$0,05I_{\text{ном}} \leq I < 0,1I_{\text{ном}}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 2,7$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,6$	$\pm 2,8$	
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I < 0,2I_{\text{ном}}$	$\pm 0,7$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,9$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 2,0$	
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I < I_{\text{ном}}$	$\pm 0,7$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,9$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 2,0$	
	$I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2I_{\text{ном}}$	$\pm 0,7$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,9$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 2,0$	
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I < 0,1I_{\text{ном}}$	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$	$\pm 2,8$	$\pm 5,3$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,8$	$\pm 5,4$	
ТТ – 0,5 ТН – 0,2 СЧ – 0,2S	$0,1I_{\text{ном}} \leq I < 0,2I_{\text{ном}}$	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$	$\pm 2,8$	$\pm 5,3$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,8$	$\pm 5,3$	
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I < I_{\text{ном}}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 2,7$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,6$	$\pm 2,8$	
	$I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2I_{\text{ном}}$	$\pm 0,7$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,9$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 2,0$	
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{номI}}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$	$\pm 1,3$	$\pm 1,4$	$\pm 1,6$	$\pm 2,4$	
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I < 0,1I_{\text{ном}}$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,8$	
ТТ – 0,2S ТН – 0,5 СЧ – 0,2S	$0,1I_{\text{ном}} \leq I < 0,2I_{\text{ном}}$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,7$	
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I < I_{\text{ном}}$	$\pm 0,7$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,4$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,6$	
	$I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2I_{\text{ном}}$	$\pm 0,7$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,4$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,6$	
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{номI}}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$	$\pm 1,3$	$\pm 1,4$	$\pm 1,6$	$\pm 2,4$	
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I < 0,1I_{\text{ном}}$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,8$	

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТТ – 0,2 ТН – 0,5 СЧ – 0,2S	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 1,5$	$\pm 2,4$
	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$	$\pm 1,2$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 2,4$
	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,7$
	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 0,7$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,4$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,6$
ТТ – 0,5S ТН – 0,5 СЧ – 0,2S	$0,02I_{НОМ} \leq I < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,9$	$\pm 5,4$	$\pm 1,9$	$\pm 2,4$	$\pm 2,9$	$\pm 5,5$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,6$	$\pm 3,0$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 1,7$	$\pm 3,0$
	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,6$	$\pm 2,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 1,7$	$\pm 3,0$
	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 2,2$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$
ТТ – 0,5 ТН – 0,5 СЧ – 0,2S	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 2,2$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,8$	$\pm 5,4$	$\pm 1,9$	$\pm 2,4$	$\pm 2,9$	$\pm 5,5$
	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,8$	$\pm 5,4$	$\pm 1,9$	$\pm 2,4$	$\pm 2,9$	$\pm 5,4$
	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,6$	$\pm 2,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 1,7$	$\pm 3,0$
ТТ – 0,2S ТН – нет СЧ – 0,2S	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 2,2$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$
	$0,02I_{НОМ} \leq I < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,3$	$\pm 1,4$	$\pm 2,1$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 0,4$	$\pm 0,5$	$\pm 0,6$	$\pm 1,1$	$\pm 0,7$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,3$
	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 0,4$	$\pm 0,5$	$\pm 0,6$	$\pm 1,0$	$\pm 0,7$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,2$
ТТ – 0,5S ТН – нет СЧ – 0,2S	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 0,3$	$\pm 0,4$	$\pm 0,4$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$	$\pm 0,8$	$\pm 1,0$
	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 0,3$	$\pm 0,4$	$\pm 0,4$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$	$\pm 0,8$	$\pm 1,0$
	$0,02I_{НОМ} \leq I < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$	$\pm 2,8$	$\pm 5,3$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,8$	$\pm 5,3$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,4$	$\pm 2,7$	$\pm 1,0$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 2,8$
ТТ – 0,5 ТН – нет СЧ – 0,2S	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,4$	$\pm 2,6$	$\pm 1,0$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 2,7$
	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 0,6$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,8$	$\pm 0,8$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,9$
	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 0,6$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,8$	$\pm 0,8$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,9$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$	$\pm 2,7$	$\pm 5,3$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,8$	$\pm 5,3$
ТТ – 0,5 ТН – нет СЧ – 0,2S	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$	$\pm 2,7$	$\pm 5,2$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,8$	$\pm 5,3$
	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,4$	$\pm 2,6$	$\pm 1,0$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 2,7$
	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 0,6$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,8$	$\pm 0,8$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,9$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$	$\pm 2,7$	$\pm 5,3$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,8$	$\pm 5,3$

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТТ – 0,2S ТН – 0,2 СЧ – 0,5S	$0,02I_{НОМ} \leq I < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 1,4$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$	$\pm 2,2$	$\pm 2,7$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$
	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 2,0$
	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$	$\pm 0,8$	$\pm 1,1$	$\pm 1,4$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,9$
	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$	$\pm 0,8$	$\pm 1,1$	$\pm 1,4$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,9$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$	$\pm 1,6$	$\pm 1,8$	$\pm 1,9$	$\pm 2,7$
ТТ – 0,2 ТН – 0,2 СЧ – 0,5S	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,3$	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,9$	$\pm 2,6$
	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 2,0$
	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$	$\pm 0,8$	$\pm 1,1$	$\pm 1,4$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,9$
	$0,02I_{НОМ} \leq I < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 2,0$	$\pm 2,5$	$\pm 3,0$	$\pm 5,4$	$\pm 2,5$	$\pm 2,9$	$\pm 3,3$	$\pm 5,6$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,6$	$\pm 2,9$	$\pm 1,6$	$\pm 1,9$	$\pm 2,1$	$\pm 3,3$
	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 2,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,8$	$\pm 2,0$	$\pm 3,2$
ТТ – 0,5S ТН – 0,2 СЧ – 0,5S	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,8$	$\pm 2,5$
	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,8$	$\pm 2,5$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,9$	$\pm 5,4$	$\pm 2,2$	$\pm 2,6$	$\pm 3,2$	$\pm 5,6$
	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,8$	$\pm 5,3$	$\pm 2,2$	$\pm 2,6$	$\pm 3,1$	$\pm 5,5$
	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 2,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,8$	$\pm 2,0$	$\pm 3,2$
	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,8$	$\pm 2,5$
ТТ – 0,2S ТН – 0,5 СЧ – 0,5S	$0,02I_{НОМ} \leq I < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 2,5$	$\pm 2,1$	$\pm 2,2$	$\pm 2,3$	$\pm 2,9$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,9$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,8$	$\pm 2,4$
	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 2,3$
	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 2,1$
	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 2,1$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 1,2$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$	$\pm 1,7$	$\pm 1,9$	$\pm 2,0$	$\pm 2,9$
ТТ – 0,2 ТН – 0,5 СЧ – 0,5S	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 1,2$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,8$	$\pm 2,0$	$\pm 2,8$
	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 2,3$
	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 2,1$
	$0,02I_{НОМ} \leq I < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 2,0$	$\pm 2,5$	$\pm 3,0$	$\pm 5,4$	$\pm 2,5$	$\pm 2,9$	$\pm 3,3$	$\pm 5,6$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,6$	$\pm 2,9$	$\pm 1,6$	$\pm 1,9$	$\pm 2,1$	$\pm 3,3$
	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 2,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,8$	$\pm 2,0$	$\pm 3,2$

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТТ – 0,5S ТН – 0,5 СЧ – 0,5S	$0,02I_{НОМ} \leq I < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 2,1$	$\pm 2,5$	$\pm 3,0$	$\pm 5,5$	$\pm 2,6$	$\pm 2,9$	$\pm 3,4$	$\pm 5,7$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 1,7$	$\pm 3,1$	$\pm 1,7$	$\pm 1,9$	$\pm 2,2$	$\pm 3,4$
	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 1,7$	$\pm 3,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,9$	$\pm 2,1$	$\pm 3,3$
	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 2,3$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,9$	$\pm 2,7$
	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 2,3$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,9$	$\pm 2,7$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 1,8$	$\pm 2,4$	$\pm 2,9$	$\pm 5,5$	$\pm 2,2$	$\pm 2,7$	$\pm 3,2$	$\pm 5,7$
ТТ – 0,5 ТН – 0,5 СЧ – 0,5S	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,9$	$\pm 5,4$	$\pm 2,2$	$\pm 2,7$	$\pm 3,2$	$\pm 5,6$
	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 1,7$	$\pm 3,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,9$	$\pm 2,1$	$\pm 3,3$
	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 2,3$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,9$	$\pm 2,7$
	$0,02I_{НОМ} \leq I < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 1,4$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$	$\pm 2,1$	$\pm 2,2$	$\pm 2,6$
ТТ – 0,2S ТН – нет СЧ – 0,5S	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 0,7$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 2,1$
	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$	$\pm 0,8$	$\pm 1,1$	$\pm 1,4$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,9$
	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 0,6$	$\pm 0,6$	$\pm 0,7$	$\pm 0,9$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,5$	$\pm 1,7$
	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 0,6$	$\pm 0,6$	$\pm 0,7$	$\pm 0,9$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,5$	$\pm 1,7$
	$0,02I_{НОМ} \leq I < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 2,0$	$\pm 2,4$	$\pm 2,9$	$\pm 5,4$	$\pm 2,5$	$\pm 2,8$	$\pm 3,3$	$\pm 5,6$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,3$	$\pm 1,6$	$\pm 2,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,8$	$\pm 2,1$	$\pm 3,2$
ТТ – 0,5S ТН – нет СЧ – 0,5S	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 1,5$	$\pm 2,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,8$	$\pm 2,0$	$\pm 3,1$
	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,9$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 2,4$
	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,9$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 2,4$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 1,7$	$\pm 2,3$	$\pm 2,8$	$\pm 5,4$	$\pm 2,1$	$\pm 2,6$	$\pm 3,1$	$\pm 5,6$
	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$	$\pm 2,8$	$\pm 5,3$	$\pm 2,1$	$\pm 2,6$	$\pm 3,1$	$\pm 5,5$
	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 1,5$	$\pm 2,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,8$	$\pm 2,0$	$\pm 3,1$
ТТ – 0,5 ТН – нет СЧ – 0,5S	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,9$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 2,4$

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТТ – нет ТН – нет СЧ – 0,5S	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	$\pm 0,5$	$\pm 0,6$	$\pm 0,7$	$\pm 1,0$	$\pm 1,4$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,9$
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	$\pm 0,6$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$
	$0,2I_6 \leq I < I_6$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	$\pm 0,6$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$
	$I_6 \leq I \leq I_{\text{maxc}}$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	$\pm 0,6$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 3,2$	$\pm 3,3$	$\pm 3,3$	$\pm 3,3$
ТТ – нет ТН – нет СЧ – 1,0	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,5$	$\pm 2,8$	$\pm 3,0$	$\pm 3,1$	$\pm 3,3$
	$0,2I_6 \leq I < I_6$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 2,8$	$\pm 2,8$	$\pm 2,9$	$\pm 3,1$
	$I_6 \leq I \leq I_{\text{maxc}}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 2,8$	$\pm 2,8$	$\pm 2,9$	$\pm 3,1$

Примечания к таблице 15:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности $P=0,95$.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.
4. Измерительные ТТ, ТН и счетчики входят в состав АИИС КУЭ.
5. Класс точности трансформаторов тока по ГОСТ 7746.
6. Класс точности трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983.

Таблица 16 – Метрологические характеристики ИК при измерении реактивной энергии для счетчиков (ГОСТ 31819.23-2012)

Состав ИК	Диапазон измерений силы тока	Основная относительная погрешность ИК (±δ), %				Относительная погрешность условиях эксплуатации (±δ), %			
		cosφ=0,9 sinφ=0,44	cosφ=0,8 sinφ=0,6	cosφ=0,5 sinφ=0,87	cosφ=0,9 sinφ=0,44	cosφ=0,8 sinφ=0,6	cosφ=0,5 sinφ=0,87		
1	2	3	4	5	6	7	8		
ТТ – 0,2S ТН – 0,2 СЧ – 0,5	$0,02I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{ном}}$	±2,5	±2,0	±1,5	±2,9	±2,5	±2,2		
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I < 0,1I_{\text{ном}}$	±1,7	±1,4	±0,9	±2,3	±2,0	±1,6		
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I < 0,2I_{\text{ном}}$	±1,5	±1,1	±0,8	±2,1	±1,8	±1,6		
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I < I_{\text{ном}}$	±1,2	±1,0	±0,8	±2,0	±1,7	±1,5		
	$I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2I_{\text{ном}}$	±1,2	±1,0	±0,8	±2,0	±1,7	±1,5		
ТТ – 0,2 ТН – 0,2 СЧ – 0,5	$0,05I_{\text{ном}} \leq I < 0,1I_{\text{ном}}$	±2,6	±1,9	±1,3	±3,0	±2,4	±1,8		
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I < 0,2I_{\text{ном}}$	±2,4	±1,7	±1,2	±2,8	±2,3	±1,8		
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I < I_{\text{ном}}$	±1,5	±1,1	±0,8	±2,1	±1,8	±1,6		
	$I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2I_{\text{ном}}$	±1,2	±1,0	±0,8	±2,0	±1,7	±1,5		
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{ном}}$	±6,3	±4,3	±2,6	±6,5	±4,6	±3,0		
ТТ – 0,5S ТН – 0,2 СЧ – 0,5	$0,05I_{\text{ном}} \leq I < 0,1I_{\text{ном}}$	±3,4	±2,4	±1,4	±3,7	±2,8	±1,9		
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I < 0,2I_{\text{ном}}$	±3,2	±2,2	±1,4	±3,6	±2,7	±1,9		
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I < I_{\text{ном}}$	±2,3	±1,6	±1,0	±2,7	±2,2	±1,7		
	$I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2I_{\text{ном}}$	±2,3	±1,6	±1,0	±2,7	±2,2	±1,7		
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I < 0,1I_{\text{ном}}$	±6,3	±4,3	±2,5	±6,5	±4,6	±2,8		
ТТ – 0,5 ТН – 0,2 СЧ – 0,5	$0,1I_{\text{ном}} \leq I < 0,2I_{\text{ном}}$	±6,2	±4,3	±2,4	±6,4	±4,5	±2,8		
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I < I_{\text{ном}}$	±3,2	±2,2	±1,4	±3,6	±2,7	±1,9		
	$I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2I_{\text{ном}}$	±2,3	±1,6	±1,0	±2,7	±2,2	±1,7		
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{ном}}$	±2,8	±2,1	±1,6	±3,2	±2,6	±2,2		
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I < 0,1I_{\text{ном}}$	±2,1	±1,6	±1,1	±2,6	±2,2	±1,7		
ТТ – 0,2S ТН – 0,5 СЧ – 0,5	$0,1I_{\text{ном}} \leq I < 0,2I_{\text{ном}}$	±1,9	±1,4	±1,0	±2,5	±2,0	±1,7		
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I < I_{\text{ном}}$	±1,7	±1,3	±1,0	±2,3	±2,0	±1,6		
	$I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2I_{\text{ном}}$	±1,7	±1,3	±1,0	±2,3	±2,0	±1,6		

Продолжение таблицы 16

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

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8
ТТ – 0,2S ТН – 0,2 СЧ – 1,0	$0,02I_{НОМ} \leq I < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 2,8$	$\pm 2,4$	$\pm 2,0$	$\pm 4,3$	$\pm 4,0$	$\pm 3,8$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$	$\pm 1,4$	$\pm 3,9$	$\pm 3,7$	$\pm 3,4$
	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	$\pm 1,3$	$\pm 3,7$	$\pm 3,5$	$\pm 3,3$
	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 1,5$	$\pm 1,3$	$\pm 1,2$	$\pm 3,6$	$\pm 3,4$	$\pm 3,3$
	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 1,5$	$\pm 1,3$	$\pm 1,2$	$\pm 3,6$	$\pm 3,4$	$\pm 3,3$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 2,8$	$\pm 2,2$	$\pm 1,6$	$\pm 4,3$	$\pm 3,9$	$\pm 3,6$
ТТ – 0,2 ТН – 0,2 СЧ – 1,0	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 2,5$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 4,1$	$\pm 3,7$	$\pm 3,4$
	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	$\pm 1,3$	$\pm 3,7$	$\pm 3,5$	$\pm 3,3$
	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 1,5$	$\pm 1,3$	$\pm 1,2$	$\pm 3,6$	$\pm 3,4$	$\pm 3,3$
	$0,02I_{НОМ} \leq I < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 6,4$	$\pm 4,5$	$\pm 2,9$	$\pm 7,2$	$\pm 5,6$	$\pm 4,4$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 3,6$	$\pm 2,6$	$\pm 1,8$	$\pm 4,8$	$\pm 4,2$	$\pm 3,6$
	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 3,4$	$\pm 2,4$	$\pm 1,7$	$\pm 4,7$	$\pm 4,0$	$\pm 3,5$
ТТ – 0,5 ТН – 0,2 СЧ – 1,0	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 2,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$	$\pm 4,1$	$\pm 3,7$	$\pm 3,4$
	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 2,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$	$\pm 4,1$	$\pm 3,7$	$\pm 3,4$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 6,4$	$\pm 4,5$	$\pm 2,7$	$\pm 7,2$	$\pm 5,5$	$\pm 4,1$
	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 6,3$	$\pm 4,3$	$\pm 2,6$	$\pm 7,1$	$\pm 5,4$	$\pm 4,0$
	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 3,4$	$\pm 2,4$	$\pm 1,7$	$\pm 4,7$	$\pm 4,0$	$\pm 3,5$
	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 2,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$	$\pm 4,1$	$\pm 3,7$	$\pm 3,4$
ТТ – 0,2S ТН – 0,5 СЧ – 1,0	$0,02I_{НОМ} \leq I < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 3,1$	$\pm 2,5$	$\pm 2,1$	$\pm 4,5$	$\pm 4,1$	$\pm 3,9$
	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,1I_{НОМ}$	$\pm 2,5$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 4,1$	$\pm 3,8$	$\pm 3,5$
	$0,1I_{НОМ} \leq I < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	$\pm 3,9$	$\pm 3,6$	$\pm 3,3$
	$0,2I_{НОМ} \leq I < I_{НОМ}$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$	$\pm 3,8$	$\pm 3,5$	$\pm 3,3$
	$I_{НОМ} \leq I \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$	$\pm 3,8$	$\pm 3,5$	$\pm 3,3$

Продолжение таблицы 16

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

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8
ТТ – нет ТН – нет СЧ – 1,0	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$	$\pm 3,7$	$\pm 3,6$	$\pm 3,6$
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$	$\pm 3,7$	$\pm 3,5$	$\pm 3,4$
	$0,2I_6 \leq I < I_6$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 3,4$	$\pm 3,1$	$\pm 3,1$
	$I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 3,2$	$\pm 3,1$	$\pm 3,1$
ТТ – нет ТН – нет СЧ – 2,0	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	$\pm 2,6$	$\pm 2,6$	$\pm 2,6$	$\pm 6,1$	$\pm 6,1$	$\pm 6,1$
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	$\pm 2,6$	$\pm 2,4$	$\pm 2,1$	$\pm 6,1$	$\pm 6,0$	$\pm 5,8$
	$0,2I_6 \leq I < I_6$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 5,8$	$\pm 5,6$	$\pm 5,4$
	$I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 5,8$	$\pm 5,6$	$\pm 5,4$

Примечания к таблице 16:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности $P=0,95$.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.
4. Измерительные ТТ, ТН и счетчики входят в состав АИИС КУЭ.
5. Класс точности трансформаторов тока по ГОСТ 7746.
6. Класс точности трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983.
7. Класс точности счетчиков при измерении реактивной энергии – по ГОСТ 31819.23-2012 (ввиду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности 0,2; 0,5, пределы погрешностей реактивной энергии счетчиков класса точности 0,2 и 0,5 устанавливаются в соответствии с руководствами их эксплуатации, в которых указаны, 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 17 – Метрологические характеристики ИК при измерении реактивной электрической энергии для счетчиков, в соответствии с регистрационными номерами: 16666-97, 20175-01, 20176-03, 20176-04, 22422-02, 27524-04, 27779-04, 27428-04, 27429-04, 23345-04

Состав ИК	Диапазон измерений силы тока	Основная относительная погрешность ИК ($\pm\delta$), %				Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %			
		$\cos\varphi=0,9$ $\sin\varphi=0,44$	$\cos\varphi=0,8$ $\sin\varphi=0,6$	$\cos\varphi=0,5$ $\sin\varphi=0,87$	$\cos\varphi=0,9$ $\sin\varphi=0,44$	$\cos\varphi=0,8$ $\sin\varphi=0,6$	$\cos\varphi=0,5$ $\sin\varphi=0,87$		
1	2	3	4	5	6	7	8		
ТТ – 0,2S ТН – 0,2 СЧ – 0,5	$0,02I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 2,8$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 3,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$		
	$0,05I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 1,7$	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$	$\pm 1,5$		
	$0,2I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < I_{НОМ}$	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 0,8$	$\pm 1,5$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$		
	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$	$\pm 0,8$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,1$		
ТТ – 0,2 ТН – 0,2 СЧ – 0,5	$0,05I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 2,6$	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$	$\pm 2,9$	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$		
	$0,2I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < I_{НОМ}$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	$\pm 0,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$		
	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$	$\pm 0,8$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,1$		
	$0,02I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 6,5$	$\pm 4,5$	$\pm 2,7$	$\pm 6,8$	$\pm 4,9$	$\pm 3,1$		
ТТ – 0,5S ТН – 0,2 СЧ – 0,5	$0,05I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 3,4$	$\pm 2,4$	$\pm 1,5$	$\pm 3,7$	$\pm 2,7$	$\pm 1,8$		
	$0,2I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < I_{НОМ}$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,1$	$\pm 2,5$	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$		
	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 2,3$	$\pm 1,6$	$\pm 1,1$	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$		
	$0,05I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 6,3$	$\pm 4,4$	$\pm 2,5$	$\pm 6,5$	$\pm 4,5$	$\pm 2,7$		
ТТ – 0,5 ТН – 0,2 СЧ – 0,5	$0,2I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < I_{НОМ}$	$\pm 3,3$	$\pm 2,3$	$\pm 1,4$	$\pm 3,4$	$\pm 2,4$	$\pm 1,6$		
	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 2,3$	$\pm 1,6$	$\pm 1,1$	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$		
	$0,02I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 3,1$	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$	$\pm 3,7$	$\pm 3,1$	$\pm 2,4$		
	$0,05I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$	$\pm 1,2$	$\pm 2,5$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$		
ТТ – 0,2S ТН – 0,5 СЧ – 0,5	$0,2I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < I_{НОМ}$	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$		
	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 1,9$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$		
	$0,05I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 2,8$	$\pm 2,1$	$\pm 1,5$	$\pm 3,2$	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$		
	$0,2I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < I_{НОМ}$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,1$	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$	$\pm 1,3$		
ТТ – 0,5 ТН – 0,5 СЧ – 0,5	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 1,9$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$		
	$0,02I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 6,6$	$\pm 4,6$	$\pm 2,8$	$\pm 6,9$	± 5	$\pm 3,2$		
	$0,05I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 3,6$	$\pm 2,6$	$\pm 1,6$	$\pm 3,9$	$\pm 2,8$	$\pm 1,9$		
	$0,2I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < I_{НОМ}$	$\pm 2,6$	$\pm 1,9$	$\pm 1,3$	$\pm 2,8$	± 2	$\pm 1,5$		
	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 2,6$	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 2,7$	± 2	$\pm 1,4$		

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8
ТТ – 0,5	$0,05I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 6,5$	$\pm 4,4$	$\pm 2,6$	$\pm 6,6$	$\pm 4,6$	$\pm 2,8$
ТН – 0,5	$0,2I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < I_{НОМ}$	$\pm 3,5$	$\pm 2,5$	$\pm 1,5$	$\pm 3,6$	$\pm 2,6$	$\pm 1,7$
СЧ – 0,5	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 2,6$	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 2,7$	$\pm 2,0$	$\pm 1,4$
ТТ – 0,5S	$0,02I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 6,4$	$\pm 4,5$	$\pm 2,7$	$\pm 6,7$	$\pm 4,9$	$\pm 3,1$
ТН – нет	$0,05I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 3,3$	$\pm 2,3$	$\pm 1,5$	$\pm 3,6$	$\pm 2,6$	$\pm 1,8$
СЧ – 0,5	$0,2I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < I_{НОМ}$	$\pm 2,2$	$\pm 1,6$	$\pm 1,0$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,3$
	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 2,2$	$\pm 1,5$	$\pm 1,0$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,2$
ТТ – 0,5	$0,05I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 6,3$	$\pm 4,3$	$\pm 2,5$	$\pm 6,4$	$\pm 4,5$	$\pm 2,7$
ТН – нет	$0,2I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < I_{НОМ}$	$\pm 3,2$	$\pm 2,2$	$\pm 1,3$	$\pm 3,3$	$\pm 2,4$	$\pm 1,5$
СЧ – 0,5	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 2,2$	$\pm 1,5$	$\pm 1,0$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,2$
ТТ – 0,2S	$0,02I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 4,0$	$\pm 3,5$	$\pm 2,7$	$\pm 5,7$	$\pm 5,3$	$\pm 4,1$
ТН – 0,2	$0,05I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 2,5$	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$	$\pm 3,7$	$\pm 3,1$	$\pm 2,7$
СЧ – 1,0	$0,2I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < I_{НОМ}$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	$\pm 1,3$	$\pm 2,4$	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$
	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$	$\pm 1,3$	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$	$\pm 1,9$
ТТ – 0,2	$0,05I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 3,1$	$\pm 2,5$	$\pm 1,9$	$\pm 4,2$	$\pm 3,4$	$\pm 2,8$
ТН – 0,2	$0,2I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < I_{НОМ}$	$\pm 1,9$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$	$\pm 2,5$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$
СЧ – 1,0	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$	$\pm 1,3$	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$	$\pm 1,9$
ТТ – 0,5S	$0,02I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 7,0$	$\pm 5,2$	$\pm 3,4$	$\pm 8,2$	$\pm 6,5$	$\pm 4,6$
ТН – 0,2	$0,05I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 3,9$	$\pm 2,9$	$\pm 2,0$	$\pm 4,7$	$\pm 3,7$	$\pm 2,9$
СЧ – 1,0	$0,2I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < I_{НОМ}$	$\pm 2,6$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 3,1$	$\pm 2,5$	$\pm 2,1$
	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 2,5$	$\pm 1,9$	$\pm 1,5$	$\pm 2,9$	$\pm 2,4$	$\pm 2,0$
ТТ – 0,5	$0,05I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 6,6$	$\pm 4,6$	$\pm 2,9$	$\pm 7,1$	$\pm 5,2$	$\pm 3,5$
ТН – 0,2	$0,2I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < I_{НОМ}$	$\pm 3,5$	$\pm 2,5$	$\pm 1,7$	$\pm 3,8$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$
СЧ – 1,0	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 2,5$	$\pm 1,9$	$\pm 1,5$	$\pm 2,9$	$\pm 2,4$	$\pm 2,0$

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8
ТТ – 0,2S ТН – 0,5 СЧ – 1,0	$0,02I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 4,2$	$\pm 3,6$	$\pm 2,7$	$\pm 5,9$	$\pm 5,3$	$\pm 4,2$
	$0,05I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 2,8$	$\pm 2,3$	$\pm 1,8$	$\pm 3,9$	$\pm 3,3$	$\pm 2,7$
	$0,2I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < I_{НОМ}$	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	$\pm 2,7$	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$
	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$	$\pm 2,5$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$
ТТ – 0,2 ТН – 0,5 СЧ – 1,0	$0,05I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 3,4$	$\pm 2,6$	$\pm 2,0$	$\pm 4,4$	$\pm 3,5$	$\pm 2,9$
	$0,2I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < I_{НОМ}$	$\pm 2,3$	$\pm 1,8$	$\pm 1,5$	$\pm 2,8$	$\pm 2,4$	$\pm 2,1$
	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$	$\pm 2,5$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$
	$0,02I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 7,1$	$\pm 5,3$	$\pm 3,5$	$\pm 8,2$	$\pm 6,6$	$\pm 4,7$
ТТ – 0,5S ТН – 0,5 СЧ – 1,0	$0,05I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 4,1$	$\pm 3,0$	$\pm 2,1$	$\pm 4,9$	$\pm 3,8$	$\pm 2,9$
	$0,2I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < I_{НОМ}$	$\pm 2,9$	$\pm 2,2$	$\pm 1,6$	$\pm 3,3$	$\pm 2,7$	$\pm 2,2$
	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 2,8$	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$	$\pm 3,1$	$\pm 2,6$	$\pm 2,1$
	$0,05I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 6,7$	$\pm 4,7$	$\pm 2,9$	$\pm 7,3$	$\pm 5,3$	$\pm 3,6$
ТТ – 0,5 ТН – 0,5 СЧ – 1,0	$0,2I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < I_{НОМ}$	$\pm 3,7$	$\pm 2,7$	$\pm 1,8$	$\pm 4,0$	$\pm 3,1$	$\pm 2,4$
	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 2,8$	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$	$\pm 3,1$	$\pm 2,6$	$\pm 2,1$
	$0,02I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 3,9$	$\pm 3,4$	$\pm 2,6$	$\pm 5,7$	$\pm 5,2$	$\pm 4,1$
	$0,05I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 2,4$	$\pm 2,0$	$\pm 1,7$	$\pm 3,7$	$\pm 3,1$	$\pm 2,6$
ТТ – 0,2S ТН – нет СЧ – 1,0	$0,2I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < I_{НОМ}$	$\pm 1,5$	$\pm 1,3$	$\pm 1,2$	$\pm 2,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$	$\pm 2,0$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
	$0,02I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 7,0$	$\pm 5,2$	$\pm 3,4$	$\pm 8,1$	$\pm 6,5$	$\pm 4,6$
	$0,05I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 3,8$	$\pm 2,8$	$\pm 2,0$	$\pm 4,7$	$\pm 3,7$	$\pm 2,8$
ТТ – 0,5S ТН – нет СЧ – 1,0	$0,2I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < I_{НОМ}$	$\pm 2,5$	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$	$\pm 3,0$	$\pm 2,4$	$\pm 2,1$
	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$	$\pm 1,4$	$\pm 2,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,0$
	$0,05I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < 0,2I_{НОМ}$	$\pm 6,6$	$\pm 4,6$	$\pm 2,9$	$\pm 7,1$	$\pm 5,2$	$\pm 3,5$
	$0,2I_{НОМ} \leq I_{НОМ} < I_{НОМ}$	$\pm 3,4$	$\pm 2,5$	$\pm 1,7$	$\pm 3,8$	$\pm 2,9$	$\pm 2,2$
ТТ – 0,5 ТН – нет СЧ – 1,0	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ} \leq 1,2I_{НОМ}$	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$	$\pm 1,4$	$\pm 2,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,0$
	$0,05I_6 \leq I < 0,2I_6$	$\pm 2,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$	$\pm 3,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,6$
	$0,2I_6 \leq I < I_6$	$\pm 1,2$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$	$\pm 1,9$
	$I_6 \leq I \leq I_{макс}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8
Примечания к таблице 17:							
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).							
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности $P=0,95$.							
3. Погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.							
4. Измерительные ТТ, ТН и счетчики входят в состав АИИС КУЭ.							
5. Класс точности трансформаторов тока по ГОСТ 7746.							
6. Класс точности трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983.							

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ указана в таблице 18.

Таблица 18 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) для энергоснабжения потребителей ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»	-	1 ¹
Формуляр	РЭС 13526821.4611.000 ФО	1
Руководство по эксплуатации	РЭС 13526821.4611.000 РЭ	1
Примечание: 1. Состав конкретного экземпляра АИИС КУЭ ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (типы и количество входящих средств измерений с указанием заводских номеров, а также технических устройств и программного обеспечения) приводится в формуляре на конкретный экземпляр АИИС КУЭ ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) для энергоснабжения потребителей ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Формуляр» РЭС 13526821.4611.000 ФО.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

РЭС 13526821.4611.000 ТУ Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) для энергоснабжения потребителей ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Технические условия.

Правообладатель

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

ИНН 7706284124

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7

Телефон: +7 (495) 926-99-00

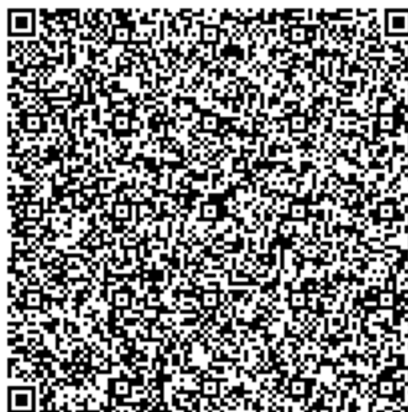
Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

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

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН 7444052356
Адрес места осуществления деятельности: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск,
ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2, помещ. 1, ком. № 510
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23
Телефон: +7 (351) 951-02-67
E-mail: encomplex@yandex.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» мая 2025 г. № 962

Регистрационный № 95475-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительно-вычислительные объема газа ТАУ-СГЭКР

Назначение средства измерений

Комплексы измерительно-вычислительные объема газа ТАУ-СГЭКР (далее – комплекс) предназначены для измерения объема и объемного расхода неагрессивного, сухого газа при рабочих и стандартных условиях (температура 293,15 К, давление 101,325 кПа), а также для измерения температуры, абсолютного давления и контроля технологических параметров (разности давлений, температуры при наличии преобразователей).

Описание средства измерений

Принцип действия комплекса основан на вычислении объема газа, приведенного к стандартным условиям, на основе измеренного счетчиком газа объема газа при рабочих условиях, а также температуры и давления газа в трубопроводе, измеренных корректором и вычисленного или подстановочного значения коэффициента сжимаемости. Информация о рабочем объеме со счетчиков в корректор передается с помощью импульсного электрического сигнала.

Комплексы состоят из счетчика газа, корректора и коммутационных элементов. Опционально комплекс может включать преобразователь разности (перепада) давлений и дополнительный преобразователь температуры, входящие в состав корректора, для контроля технологических параметров.

В комплексе используется корректор объема газа ТАУ-ЭК (регистрационный номер 92613-24 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ) или смарт корректор АКСИФЛОУ (регистрационный номер 93499-24 в ФИФОЕИ).

В зависимости от типа применяемого счетчика комплексы имеют два исполнения:

- ТАУ-СГЭКР-Т на базе счетчиков газа турбинных ТАУ-ТСГ (регистрационный номер 93082-24 в ФИФОЕИ), счетчиков газа СГ (регистрационный номер 14124-14 в ФИФОЕИ);
- ТАУ-СГЭКР-Р на базе счетчиков газа ротационных РВГ (регистрационный номер 87075-22 в ФИФОЕИ).

Корректор может быть смонтирован удаленно от счетчика газа. В случае установки корректора на стену (кронштейн) при заказе согласуется длина кабеля преобразователя температуры, импульсных трубок преобразователя давления и разности давлений, длина импульсного кабеля к датчикам импульсов. Комплекс может иметь исполнение с вертикальным расположением счетчика.

Температура газа измеряется термопреобразователем сопротивления Pt500 (500П) по ГОСТ 6651–2009, входящим в состав корректора и установленным в потоке газа. Давление газа измеряется преобразователем давления, входящим в состав корректора.

Комплексы обеспечивают выполнение следующих функций:

- измерение объема газа при рабочих условиях, температуры и давления газа;
- вычисление коэффициента сжимаемости по ГОСТ 30319.2–2015, ГОСТ Р 70927–2023;

- вычисление объема газа, приведенного к стандартным условиям;
- обработку, отображение и хранение измеренной информации и настроечных параметров комплекса;
- ведение архива потребления газа, нештатных ситуаций и изменения условно-постоянных величин;
- передачу измеренной и рассчитанной информации по цифровым интерфейсам;
- опционально измерение разности давлений и температуры для контроля технологических параметров;
- передачу данных по каналу GSM и выдачу на верхний уровень текущих и архивных данных (комплексы со смарт корректором АКЦИФЛОУ).

Структура условного обозначения комплекса:

ТАУ-СГЭКР-[1]-[2]-[3]-[4]/[5], где:

ТАУ-СГЭКР – наименование комплекса;

[1] – обозначение применяемого счетчика: турбинный – Т, ротационный – Р;

[2] – верхний предел измерения абсолютного давления, МПа;

[3] – максимальный измеряемый объемный расход газа при рабочих условиях, определяемый установленным в состав комплекса счетчиком газа согласно его описанию типа, м³/ч;

[4] – наличие высокочастотного датчика импульсов ДИ-В – «В», при отсутствии датчика импульсов ДИ-В символ «В» отсутствует;

[5] – максимальное допустимое рабочее избыточное давление счетчика газа, МПа.

Общий вид основных исполнений комплексов представлен на рисунке 1.

Знак поверки наносится путем давления на пломбы:

– на корректор путем пломбирования пластиковой крышки, закрывающей доступ к плате управления, клеммам подключения преобразователей давления и температуры, кнопке перевода в режим «Поверка», крышки импульсных входов с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы и путем нанесения знака поверки на специальную мастику;

– на счетчике газа путем пломбирования крышки счетного механизма счетчика с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы;

– в местах присоединения преобразователя температуры к корпусу счетчика газа с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы (за исключением случаев удаленного монтажа);

– в местах соединения импульсных линий преобразователя давления с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы (за исключением случаев удаленного монтажа);

– в месте присоединения датчика импульсов с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы.

Пломбу поставщика газа наносят:

– на ручку крана в открытом положении после выполнения монтажных работ;

– на места присоединения преобразователей температуры и давления в комплексах, имеющих в своем составе счетчики газа без предусмотренного места отбора температуры и давления, а также при удаленном монтаже корректора после выполнения монтажных работ.

Схемы пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунках 2, 3.



Рисунок 1 – Общий вид основных исполнений комплексов

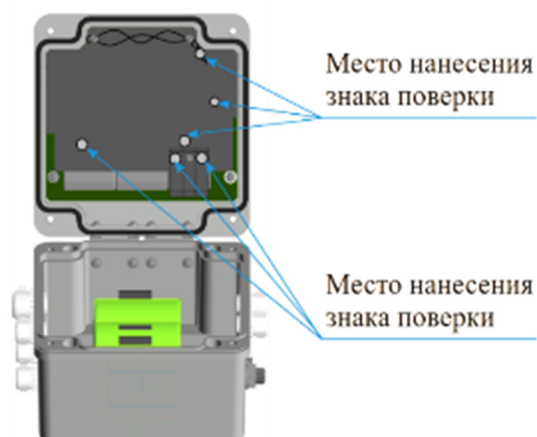


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа корректора, обозначение места нанесения знака поверки

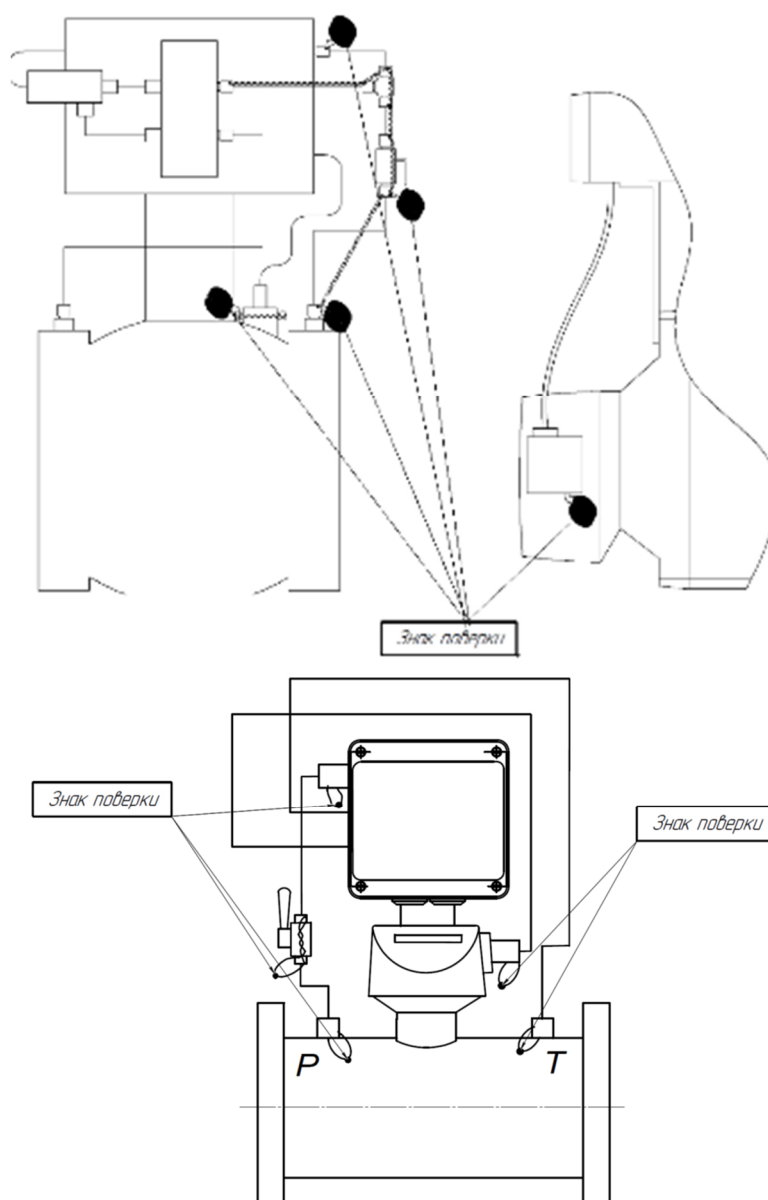


Рисунок 3 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа счетчика газа, обозначение места нанесения знака поверки

Заводской номер в виде 10 арабских цифр наносится методом термопечати, металлографии и/или гравировки на шильдик, расположенный на крепежной пластине корректора. Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – Место нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) комплексов является встроенным ПО корректора и разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Идентификационные данные метрологически значимой части приведены в таблице 1. ПО комплекса защищено многоуровневой системой защиты, которая предоставляет доступ только уполномоченным пользователям и одновременно определяет, какие из данных пользователь может вводить или изменять. Уровни доступа пользователей задают доступ к изменению данных по паролю через пользовательские интерфейсы. Для защиты параметров, подлежащих калибровке, используется калибровочный замок, который открывается нажатием кнопки на плате, защищаемой пломбой поверителя.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	AXIFLOW	ТАУ-ЭК22
Номер версии ПО (VersM, ВерсМ)	3.XX*	1.XX*
Цифровой идентификатор ПО (ChkM, ТестМ)	51694**	47614**
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16	CRC32
* Номер версии состоит из двух частей: старшая часть (до точки) номер версии метрологически значимой части ПО, младшая часть – номер версии метрологически незначимой части.		
** Контрольная сумма для метрологически значимой части ПО.		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значение
Диапазон объемного расхода при рабочих условиях*, м³/ч: – исполнение ТАУ-СГЭКР-Т – исполнение ТАУ-СГЭКР-Р	от 5 до 4000 от 0,4 до 650,0
Диапазон измерений абсолютного давления**, МПа	от 0,08 до 7,50
Диапазон измерений температуры газа, °С	от -23 до +60 от -30 до +60
Диапазон измерений температуры для контроля технологических параметров (дополнительный преобразователь температуры), °С	от -40 до +60
Диапазон измерений разности давлений**, кПа	от 0 до 40
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема газа при рабочих условиях, %: – в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от $Q_{\min}$ до Q_t – в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от Q_t до $Q_{\max}$ включ. – в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от $Q_{\min}$ до $Q_{\max}$ со счетчиками исполнения «2У»	$\pm 2,0$ $\pm 1,0$ $\pm 0,9$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения абсолютного давления, %	$\pm 0,35$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения температуры, %	$\pm 0,1$
Пределы допускаемой относительной погрешности приведения объема газа к стандартным условиям с учетом погрешности измерения давления, температуры и вычисления коэффициента коррекции, %	$\pm 0,37$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям, без учета погрешности определения исходных данных для вычисления коэффициента сжимаемости, %: – в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от $Q_{\min}$ до Q_t – в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от Q_t до $Q_{\max}$ включ. – в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от $Q_{\min}$ до $Q_{\max}$ со счетчиками в исполнении «2У»	$\pm 2,1$ $\pm 1,1$ $\pm 1,0$
Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений погрешности измерений разности давлений, %: – основной – дополнительной от изменения температуры окружающей среды в диапазоне рабочих температур на каждые 10 °С	$\pm 0,1$ $\pm 0,1$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры для контроля технологических параметров (дополнительный преобразователь температуры), °С	± 1

Наименование параметра	Значение
Нормальные условия измерений: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 95 от 84,0 до 106,7
* Диапазон измерений объемного расхода комплекса при рабочих условиях определяется типоразмером применяемого счетчика. ** Диапазон измерений определяется диапазоном применяемого преобразователя давления (разности давлений). Примечание – Приняты следующие обозначения: $Q_{\min}$ – минимальный объемный расход при рабочих условиях, м³/ч; Q_t – значение переходного объемного расхода при рабочих условиях, которое зависит от типа счетчика, м³/ч; $Q_{\max}$ – максимальный объемный расход при рабочих условиях, м³/ч.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Измеряемая среда	Природный газ по ГОСТ 5542–2022, пропан, аргон, азот, воздух и другие неагрессивные сухие газы
Выходной импульсный сигнал: – максимальное напряжение, В – максимальный ток нагрузки, мА – максимальное число одновременно подключенных каналов, шт.	30 100 4
Интерфейс связи	RS-232/RS-485, оптический интерфейс по ГОСТ ИЕС 61107–2011, GSM*
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока (встроенное), В – напряжение постоянного тока (внешний источник), В	7,2 9±0,9
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды **, °C – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от –40 до +60 95 от 84,0 до 106,7
Габаритные размеры исполнение ТАУ-СГЭКР-Т, мм, не более: – ширина – высота – длина	от 240 до 500 от 450 до 690 от 240 до 600
Габаритные размеры исполнение ТАУ-СГЭКР-Р, мм, не более: – ширина – высота – длина	от 240 до 520 от 480 до 545 от 305 до 530
Масса, кг, не более: – исполнение ТАУ-СГЭКР-Т – исполнение ТАУ-СГЭКР-Р	от 10,3 до 78,5 от 18 до 47

Наименование параметра	Значение
Маркировка взрывозащиты	1 Ex ib IIB T4 Gb X
* Для комплексов со смарт корректором АКСИФЛОУ. ** Определяется характеристиками средств измерений, входящих в состав комплекса. Конкретное значение приводится в паспорте на комплекс.	

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование параметра	Значение
Средний срок службы, лет	12
Средняя наработка на отказ, ч	100000

Знак утверждения типа

наносится на шильдик, расположенный на крепежной пластине корректора, методом термопечати, металлографии и/или гравировки и на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс измерительно-вычислительный объема газа ТАУ-СГЭКР	—	1
Руководство по эксплуатации*	УРГП.407369.019 РЭ	1
Паспорт*	УРГП.407369.019 ПС	1
Комплект монтажных частей	—	1**
* В бумажной и/или электронной форме. ** Поставляется по заказу.		

Сведения о методиках (методах) измерения

приведены в п. 3 руководства по эксплуатации УРГП.407369.019 РЭ.

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» (перечень, пункт 6.7.1);

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

Приказ Росстандарта от 31 августа 2021 г. № 1904 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений разности давлений до $1 \cdot 10^5$ Па»;

Приказ Росстандарта от 19 ноября 2024 г. № 2712 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Приказ Росстандарта от 6 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10^7$ Па»

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

УРГП.407369.019 ТУ «Комплексы измерительно-вычислительные объема газа ТАУ-СГЭКР. Технические условия».

Правообладатель

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

ИНН 5243041600

Юридический адрес: 607222, Нижегородская обл., г.о. город Арзамас, г. Арзамас,
ул. Рабочий Порядок, д. 14, помещ. 4

Изготовитель

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

ИНН 5243041600

Адрес: 607222, Нижегородская обл., г.о. город Арзамас, г. Арзамас,
ул. Рабочий Порядок, д. 14, помещ. 4

Телефон: (831)235-70-10

E-mail: info@argze.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)

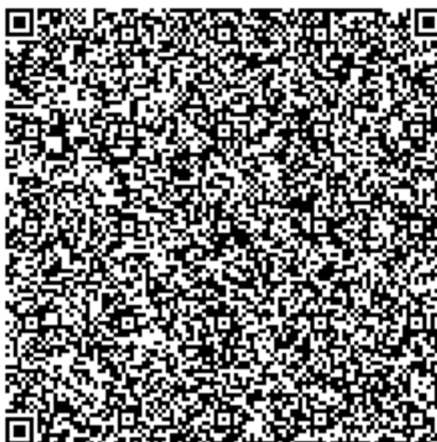
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7

Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10

E-mail: office@ooostp.ru

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» мая 2025 г. № 962

Регистрационный № 95476-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы промышленного учета газа ПК-ТМ

Назначение средства измерений

Комплексы промышленного учета газа ПК-ТМ (далее – комплекс) предназначены для измерения объема и объемного расхода неагрессивного, сухого газа при рабочих и стандартных условиях (температура 20 °С, давление 101,325 кПа), а также для измерения температуры газа, абсолютного давления газа и контроля технологических параметров (разности (перепада) давлений и температуры окружающей среды при наличии соответствующих преобразователей).

Описание средства измерений

Принцип действия комплекса основан на вычислении объема газа, приведенного к стандартным условиям, на основе измеренного счетчиком газа объема газа при рабочих условиях, а также температуры и давления газа, измеренных корректором и вычисленного или подстановочного значения коэффициента сжимаемости.

Комплексы состоят из счетчика газа, корректора и коммутационных элементов. Опционально комплекс может включать преобразователь разности (перепада) давлений и дополнительный преобразователь температуры, входящие в состав корректора, для контроля технологических параметров.

В комплексе используется корректор объема газа ТМ-07 (регистрационный номер 93381-24 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ)).

В зависимости от типа применяемого счетчика комплексы имеют следующие исполнения:

- ПК-ТМ-Т1 на базе счетчика газа СГ (регистрационный номер 14124-14 в ФИФОЕИ);
- ПК-ТМ-Т2 на базе счетчика газа турбинного ТАУ-ТСГ (регистрационный номер 93082-24 в ФИФОЕИ);
- ПК-ТМ-Р1 на базе счетчика газа ротационного «ЭМИС-РГС 245» (регистрационный номер 58089-14 в ФИФОЕИ);
- ПК-ТМ-Р2 на базе счетчика газа ротационного ПРОМЕТР-Р (регистрационный номер 91948-24 в ФИФОЕИ).

Комплексы могут быть оснащены блоком телеметрии, при этом к обозначению исполнения добавляется «БТ» (например, ПК-ТМ-Т1.БТ).

Температура газа измеряется преобразователем температуры, входящим в состав корректора и установленным в потоке газа.

Давление газа измеряется преобразователем давления, входящим в состав корректора.

Корректор может быть смонтирован удаленно от счетчика газа. В случае выносного монтажа корректора при заказе согласуются длины кабелей измерительных преобразователей, датчика импульсов и коммутационных элементов.

Комплекс может иметь исполнение как с горизонтальным, так и с вертикальным расположением счетчика.

Направление потока газа комплекса может быть слева-направо, справа-налево, сверху-вниз, снизу-вверх.

Комплексы обеспечивают выполнение следующих функций:

- измерение объема газа при рабочих условиях;
- измерение температуры и давления газа;
- вычисление коэффициента сжимаемости по ГОСТ 30319.2–2015, ГОСТ Р 70927–2023;
- вычисление объема газа, приведенного к стандартным условиям;
- опционально измерение разности давлений и температуры для контроля технологических параметров;
- отображение и хранение измеренной информации и настроечных параметров комплекса;
- ведение архива потребления газа, нештатных ситуаций и изменения условно-постоянных величин;
- передачу измеренной и вычисленной информации по оптическому интерфейсу и проводному интерфейсу RS-485 связи, а также по беспроводному по каналу связи (для исполнений с блоком телеметрии) в системы сбора и обработки информации.

Общий вид основных исполнений комплексов представлен на рисунке 1.

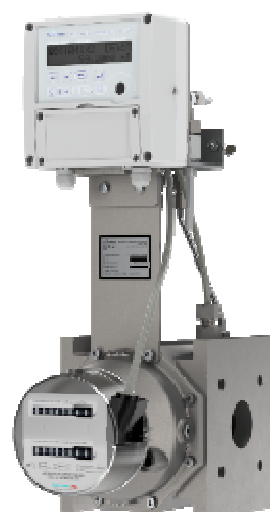
Схемы пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунках 2, 3.

Знак поверки наносится путем давления на пломбы:

- в корректоре пломбируют пластмассовый кожух, закрывающий доступ к электронной плате вычислителя, путем нанесения знака поверки на специальную мастику в чаше винтов крепления пластмассового кожуха (рисунок 2);
- на счетчике газа путем пломбирования крышки счетного механизма счетчика с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы (рисунок 3 позиция 1);
- в месте присоединения датчика импульсов с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы (рисунок 3 позиция 2);
- в местах присоединения преобразователя температуры газа к корпусу счетчика газа с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы (за исключением случаев удаленного монтажа) (рисунок 3 позиция 3);
- в местах соединения импульсных линий преобразователя абсолютного давления с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы (за исключением случаев удаленного монтажа) (рисунок 3 позиция 4);
- в местах соединения импульсных линий преобразователя перепада давления с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы (за исключением случаев удаленного монтажа и/или монтажа с прямыми участками) (рисунок 3 позиция 5 и 6);
- в местах присоединения преобразователя температуры технологических параметров к гильзе с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы (за исключением случаев удаленного монтажа) (рисунок 3 позиция 7).



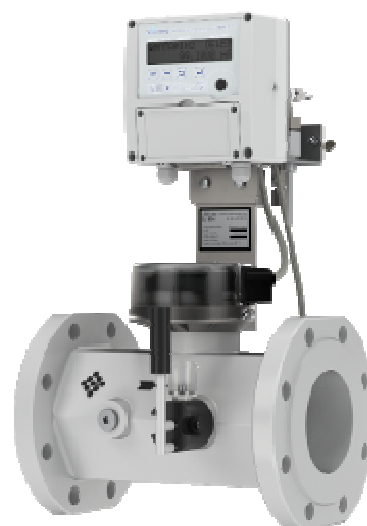
Комплекс ПК-ТМ-Р1



Комплекс ПК-ТМ-Р2



Комплекс ПК-ТМ-Т1



Комплекс ПК-ТМ-Т2

Рисунок 1 – Общий вид основных исполнений комплексов

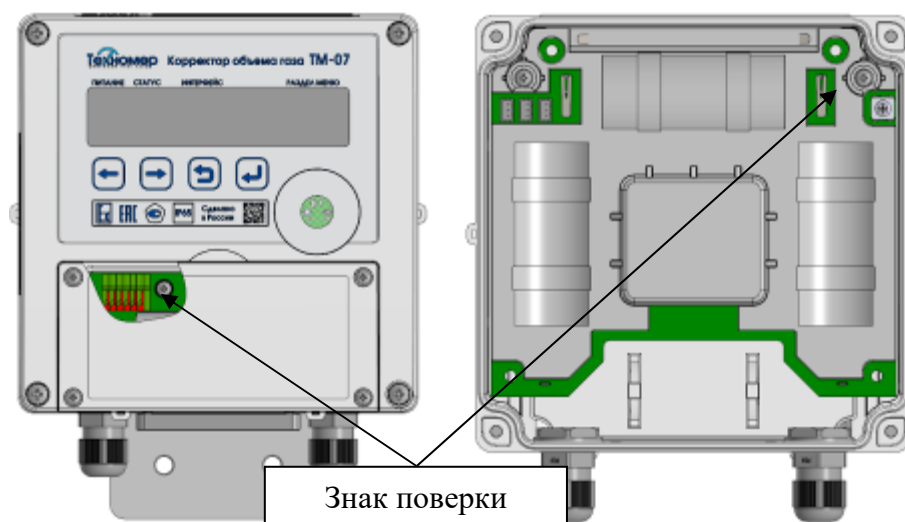


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа корректора объема газа ТМ-07, обозначение места нанесения знака поверки

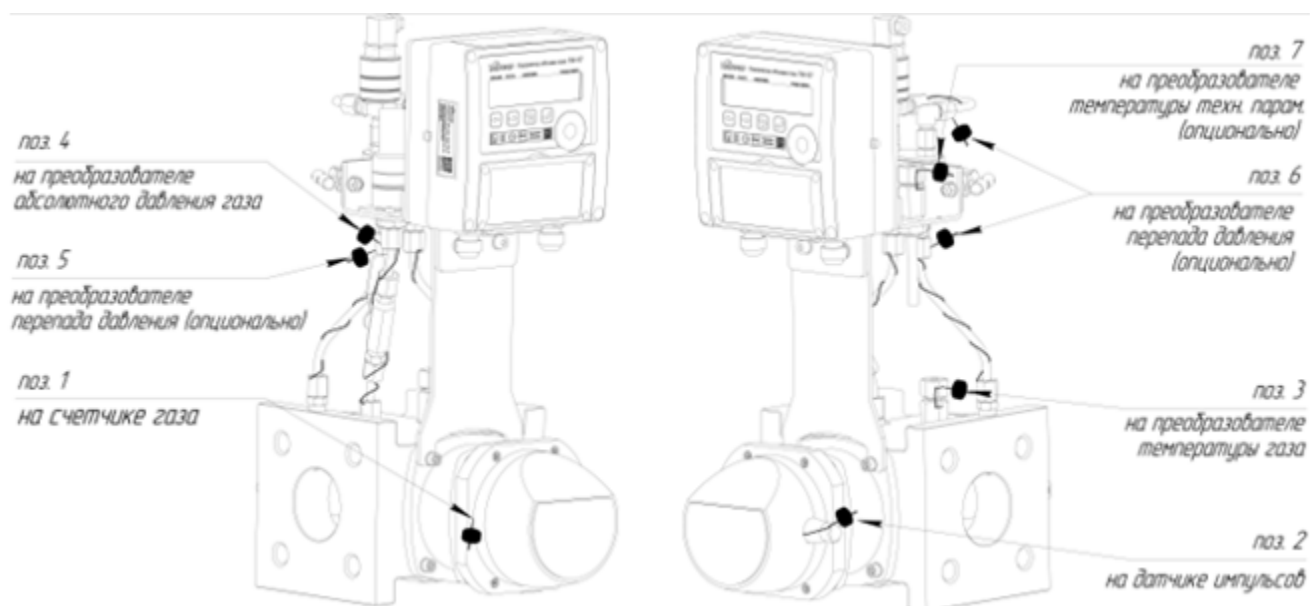


Рисунок 3 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа счетчика газа, обозначение места нанесения знака поверки

Заводской номер в виде 10 или 11 арабских цифр наносится методом термопечати, металлографии и/или гравировки на шильдик, расположенный на крепежной пластине корректора. Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – Место нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) комплексов является встроенным ПО корректора.

ПО корректоров защищено многоуровневой системой защиты, реализованной в виде уровней доступа. Уровни доступа пользователей задают доступ к изменению данных по паролю через пользовательские интерфейсы. Для защиты параметров, подлежащих калибровке, используется калибровочный замок, который открывается нажатием кнопки на плате, защищаемой пломбой поверителя.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	TM-07
Номер версии ПО	1.XXXXXX*
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	0×9937C36**
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32
* Идентификационное наименование состоит из двух частей: старшая часть (до точки) номер версии метрологически значимой части ПО, младшая часть – номер версии метрологически незначимой части.	
** Контрольная сумма для метрологически значимой части.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значение
Диапазон объемного расхода при рабочих условиях*, м³/ч: – исполнение ПК-ТМ-Т1 – исполнение ПК-ТМ-Т2 – исполнение ПК-ТМ-Р1 – исполнение ПК-ТМ-Р2	от 5 до 4000 от 5 до 2500 от 0,4 до 1600 от 0,5 до 650
Диапазон измерений абсолютного давления**, МПа	от 0,08 до 7,50
Диапазон измерений температуры газа, °С	от -40 до +60
Диапазон измерений температуры для контроля технологических параметров (дополнительный преобразователь температуры), °С	от -40 до +60
Диапазон измерений разности давлений**, кПа	от 0 до 40
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема газа при рабочих условиях, %: – в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от $Q_{\min}$ до Q_t – в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от Q_t до $Q_{\max}$ включ. – в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от $Q_{\min}$ до $Q_{\max}$ для исполнения ПК-ТМ-Т2 модификации «У» – в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от $Q_{\min}$ до Q_t для исполнения ПК-ТМ-Р1 модификации «У» – в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от Q_t до $Q_{\max}$ включ. для исполнения ПК-ТМ-Р1 модификации «У»	$\pm 2,0$ $\pm 1,0$ $\pm 0,9$ $\pm 1,5$ $\pm 0,6$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения абсолютного давления, %	$\pm 0,25$; $\pm 0,15$ ***
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения температуры, %	$\pm 0,1$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления объема газа, приведенного к стандартным условиям, %	$\pm 0,01$

Наименование параметра	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям, без учета погрешности определения исходных данных для вычисления коэффициента сжимаемости, %:	
– в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от $Q_{\min}$ до Q_t	$\pm 2,1$
– в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от Q_t до $Q_{\max}$ включ.	$\pm 1,1$
– в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от $Q_{\min}$ до $Q_{\max}$ для исполнения ПК-ТМ-Т2 модификации «У»	$\pm 1,0$
– в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от $Q_{\min}$ до Q_t для исполнения ПК-ТМ-Р1 модификации «У»	$\pm 1,6$
– в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от Q_t до $Q_{\max}$ включ. для исполнения ПК-ТМ-Р1 модификации «У»	$\pm 0,7$
Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений погрешности измерения разности (перепада) давлений, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения температуры для контроля технологических параметров, %	$\pm 0,1$
* Диапазон измерений объемного расхода комплекса при рабочих условиях определяется типоразмером применяемого счетчика. ** Диапазон измерений определяется диапазоном применяемого преобразователя давления (разности давлений). *** Выбирается при заказе. Примечание – Приняты следующие обозначения: $Q_{\min}$ – минимальный объемный расход при рабочих условиях, м³/ч; Q_t – значение переходного объемного расхода при рабочих условиях, которое зависит от типа счетчика, м³/ч; $Q_{\max}$ – максимальный объемный расход при рабочих условиях, м³/ч.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Измеряемая среда	Природный газ по ГОСТ 5542–2022, воздух и другие неагрессивные сухие газы
Частота импульсного сигнала от счетчика газа, Гц, не более	8
Интерфейсы связи	графический (дисплей); оптический; проводной RS-485; беспроводной (опционально)
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока (встроенное), В – напряжение постоянного тока (внешний источник), В	3,6 от 5 до 9
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды*, °C – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от –40 до +60 95 от 84,0 до 106,7

Наименование параметра	Значение
Габаритные размеры исполнение ПК-ТМ-Р1, мм, не более: – длина – ширина – высота	от 130 до 680 от 300 до 930 от 400 до 810
Габаритные размеры исполнение ПК-ТМ-Р2, мм, не более: – длина – ширина – высота	от 170 до 250 от 300 до 660 от 520 до 590
Габаритные размеры исполнение ПК-ТМ-Т1, мм, не более: – длина – ширина – высота	от 240 до 2200 от 270 до 595 от 500 до 2200
Габаритные размеры исполнение ПК-ТМ-Т2, мм, не более: – длина – ширина – высота	от 150 до 2350 от 330 до 710 от 517 до 2370
Масса, кг, не более: – исполнение ПК-ТМ-Т1 – исполнение ПК-ТМ-Т2 – исполнение ПК-ТМ-Р1 – исполнение ПК-ТМ-Р2	от 17 до 182 от 20 до 201 от 10 до 150 от 15 до 55
* Определяется характеристиками средств измерений, входящих в состав комплекса. Конкретное значение приводится в паспорте на комплекс.	

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование параметра	Значение
Средний срок службы, лет	12

Знак утверждения типа

наносится на шильдик, расположенный на крепежной пластине корректора, методом термопечати, металлографии и/или гравировки и на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплексы промышленного учета газа ПК-ТМ	ТМР.407279.400	1
Руководство по эксплуатации*	ТМР.407279.400 РЭ	1
Паспорт*	ТМР.407279.400 ПС	1
* В бумажной и/или электронной форме.		

Сведения о методиках (методах) измерения

ГОСТ Р 8.740–2023 «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем газа. Методика (метод) измерений с применением турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков», регистрационный номер методики измерений в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2023.46993.

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» (перечень, пункт 6.7.1);

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

Приказ Росстандарта от 19 ноября 2024 г. № 2712 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Приказ Росстандарта от 6 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10^7$ Па»;

Приказ Росстандарта от 31 августа 2021 г. № 1904 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений разности давлений до $1 \cdot 10^5$ Па»;

ТМР.407279.400 ТУ «Комплексы промышленного учета газа ПК-ТМ. Технические условия».

Правообладатель

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

ИНН 5243026514

Юридический адрес: 607220, Нижегородская обл., г. Арзамас, ул. Калинина, д. 68

Телефон:(83147) 7-66-74, факс (83147) 7-66-74

E-mail: info@tehnomer.ru

Изготовитель

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

ИНН 5243026514

Адрес: 607220, Нижегородская обл., г. Арзамас, ул. Калинина, д. 68

Телефон:(83147) 7-66-74, факс (83147) 7-66-74

E-mail: info@tehnomer.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)

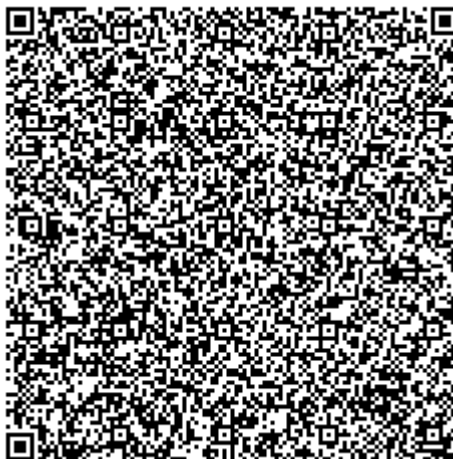
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7

Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10

E-mail: office@ooostp.ru

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» мая 2025 г. № 962

Регистрационный № 95477-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиал АО «Кузбассэнерго» - «Кемеровская теплосетевая компания»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиал АО «Кузбассэнерго» - «Кемеровская теплосетевая компания» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени на базе блока коррекции времени ЭНКС-2 (далее по тексту – УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ) и программное обеспечение (далее по тексту – ПО) программный комплекс (далее по тексту – ПК) «Энергосфера».

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер АИИС КУЭ в составе верхнего – второго уровня системы.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию, получаемую посредством интеграции и/или в формате XML-макетов в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet, от АИИС КУЭ утвержденного типа.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК).

Сервер АИИС КУЭ оснащен УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемников. Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения более $\pm 0,1$ с (программируемый параметр) сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, с периодичностью не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ равного ± 2 с (программируемый параметр) и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

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

Заводской номер (№ 026) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВРУ-0,4 кВ ПНС-2, ввод 1 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 37610-08	-	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
2	ВРУ-0,4 кВ ПНС-2, ввод 2 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 37610-08	-	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
3	ПС 35 кВ Авторемзаводская №34, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.7, КЛ-10 кВ ф.10-34-7	ТОЛ Кл.т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 47959-16	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
4	ПС 35 кВ Авторемзаводская №34, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.10, КЛ-10 кВ ф.10-34-10	ТОЛ Кл.т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 47959-16	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с								
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 $\cos\varphi = 0,8$ инд $I = 0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК от - 40 до + 60 °С.								
4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.								
5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.								
6 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.								
7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения использования цифрового идентификатора ПО).								
8 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.								
9 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.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от -40 до +70
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 70000 1
УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 24
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 30 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:

- связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- 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 счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

– журнал сервера:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- полученные с уровней ИИК «Журналы событий».

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

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

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- ИБК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации: о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ	6
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	ТЕРЦ.100.00.026 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) Филиал АО «Кузбассэнерго» - «Кемеровская теплосетевая компания», аттестованном ФБУ «Нижегородский ЦСМ», г. Нижний Новгород, уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации 01.00269-2013.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Кузбассэнерго» (АО «Кузбассэнерго»)

ИНН 4200000333

Юридический адрес: 650000, г. Кемерово, пр-кт Кузнецкий, д.7, эт. 3

Изготовитель

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

ИНН 3702268237

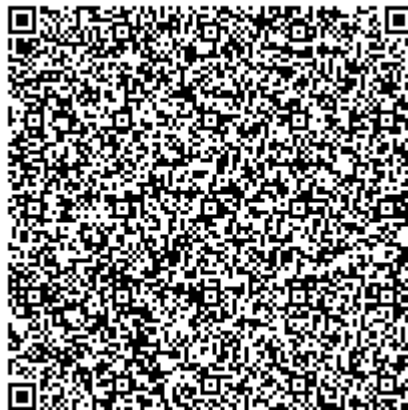
Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 9/37, оф. 4

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЛЕММА» (ООО «ЛЕММА»)
ИНН 6658513154

Адрес: 620028, г Екатеринбург, б-р Верх-Исетский, д. 13, лит. «Н», помещ. № 22,
помещ. № 26

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314006.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» мая 2025 г. № 962

Регистрационный № 95478-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа БПТГ-3000 блока подготовки топливного газа Омбинского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа БПТГ-3000 блока подготовки топливного газа Омбинского месторождения (далее – СИКГ) предназначена для измерений объёма и объёмного расхода газа, приведённого к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ: блоки преобразователя-усилителя расходомеров-счетчиков ультразвуковых, используя сигналы пьезоэлектрических преобразователей, первичного преобразователя температуры и первичного преобразователя давления, измеряют температуру, давление, объёмный расход измеряемой среды при рабочих условиях и вычисляют объёмный расход и объем газа, приведённый к стандартным условиям.

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

Состав СИКГ с измерительными компонентами представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКГ

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Расходомеры-счетчики ультразвуковые ИРВИС-Ультра мод. ИРВИС-Ультра-Пп16-DN80-ВП (В комплект входит сенсор абсолютного давления ICS 86-1,7 МПа)	74731-19
Термометры сопротивления из платины технические ТПТ-17 мод. ТПТ-17-2	46155-10

В состав СИКГ входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утверждённых типов.

СИКГ, заводской номер 006/01, располагается на территории газопоршневой электростанции Омбинского месторождения, блок подготовки газа БПТГ-3000: РФ, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, Нефтеюганский район, Омбинское месторождение добычи нефти, район КНС-2. Заводской номер в виде цифрового обозначения

указан на информационной табличке, установленной на стене блока измерительных линий, типографским способом. Пломбирование СИКГ не предусмотрено. Нанесение знака поверки на СИКГ не предусмотрено.

Общий вид СИКГ представлен на рисунке 1. Информационная табличка приведена на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид СИКГ



Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) является встроенным ПО блока интерфейса и питания и блока преобразователя усилителя. ПО СИКГ реализовано на базе ПО расходомера-счетчика ИРВИС. Метрологические характеристики СИКГ нормированы с учётом влияния программного обеспечения на результаты измерений.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	
Идентификационное наименование ПО	РИ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	98х
Цифровой идентификатор ПО	0x233EAABE
Примечание — Последняя цифра трехзначного номера версии ПО относится к обозначению метрологически незначимой части ПО.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон объёмного расхода газа, приведённого к стандартным условиям, м³/ч	от 30 до 7000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объёма и объёмного расхода, приведённого к стандартным условиям, %	±2,5 %

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Диапазон измерений объёмного расхода при рабочих условиях по одной измерительной линии, м³/ч	от 3,3 до 553,0
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – абсолютное давление, МПа	от +5 до +40 от 0,4 до 1,7
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С	от +5 до +36

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКГ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа БПТГ-3000 блока подготовки топливного газа Омбинского месторождения	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений системой измерений количества и параметров свободного нефтяного газа БПТГ-3000 блока подготовки топливного газа Омбинского месторождения», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2021.40606.

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» (перечень, пункт 6.6);

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Альянс-Энерджи»
(ООО «Альянс-Энерджи»)

ИНН 7709843116

Юридический адрес: 119034, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Хамовники,
ул. Остоженка, д. 28

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-Производственное Предприятие «Индустрия» (ООО «НПП «Индустрия»)

ИНН 5638072478

Адрес: 123376, г. Москва, ул. Рочдельская, д. 14Б, стр. 2, оф. 1

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе - Югре, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

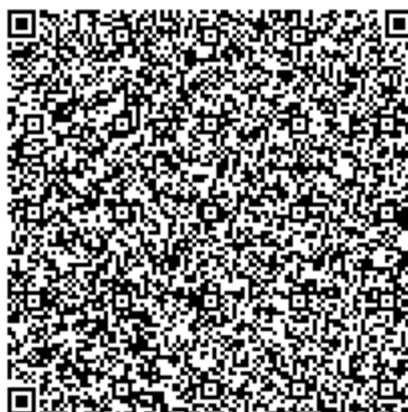
Адрес: 625027, Тюменская обл., г.о. город Тюмень, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 500-532

E-mail: info@csm72.ru

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311495.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» мая 2025 г. № 962

Регистрационный № 95479-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Мерники металлические 1-го разряда SERIES «М»

Назначение средства измерений

Мерники металлические 1-го разряда SERIES «М» (далее – мерники) предназначены для измерения, хранения и передачи единицы объема жидкости. Может применяться для передачи единицы объема жидкости и вместимости при статических измерениях рабочим эталонам 2 разряда и средствам измерений методами непосредственного сличения и сличения при помощи компаратора.

Описание средства измерений

Принцип работы мерников основан на измерении объема жидкости при наполнении мерников и определении количества жидкости, находящейся в мерниках, по отметке шкалы, соответствующей нижнему краю уровня жидкости в водомерной трубке (метод налива). Вместимость поверяемой меры вместимости также определяют, наполняя жидкостью из поверяемой меры вместимости мерник (метод слива).

Мерники состоят из вертикального цилиндрического сосуда с измерительной горловиной в верхней части и приваренным патрубком с краном для слива поверочной жидкости в нижней части. Мерники изготовлены из коррозионно-стойкой (нержавеющей) стали не взаимодействующей с поверочной жидкостью. Контроль объема жидкости, налитой в мерники, осуществляется по мерной линейке. Мерники выставляются по пузырьковому уровню на корпусе мерника вращением винтов опор.

Общий вид мерника представлен на рисунке 1.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на точность измерения объема жидкости, конструкцией мерников предусмотрена установка пломб, несущих на себе знак поверки, который наносится методом давления на свинцовые (пластмассовые) пломбы, установленные на проволоках, пропущенных через специальные отверстия в сливных кранах и отверстия на шкалах мерников. У мерника с заводским номером 11-52792-02, в дополнение к перечисленному выше, пломбируются указатели уровня. Схема установки пломб для защиты от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 2. Заводские номера мерников нанесены на маркировочных табличках, установленных на цилиндрической стенке мерников, методом гравировки. Заводские номера 11-52792-02, 08-47880.



Место нанесения
знака утверждения
типа

Место нанесения
заводского номера

Рисунок 1 – Общий вид мерника

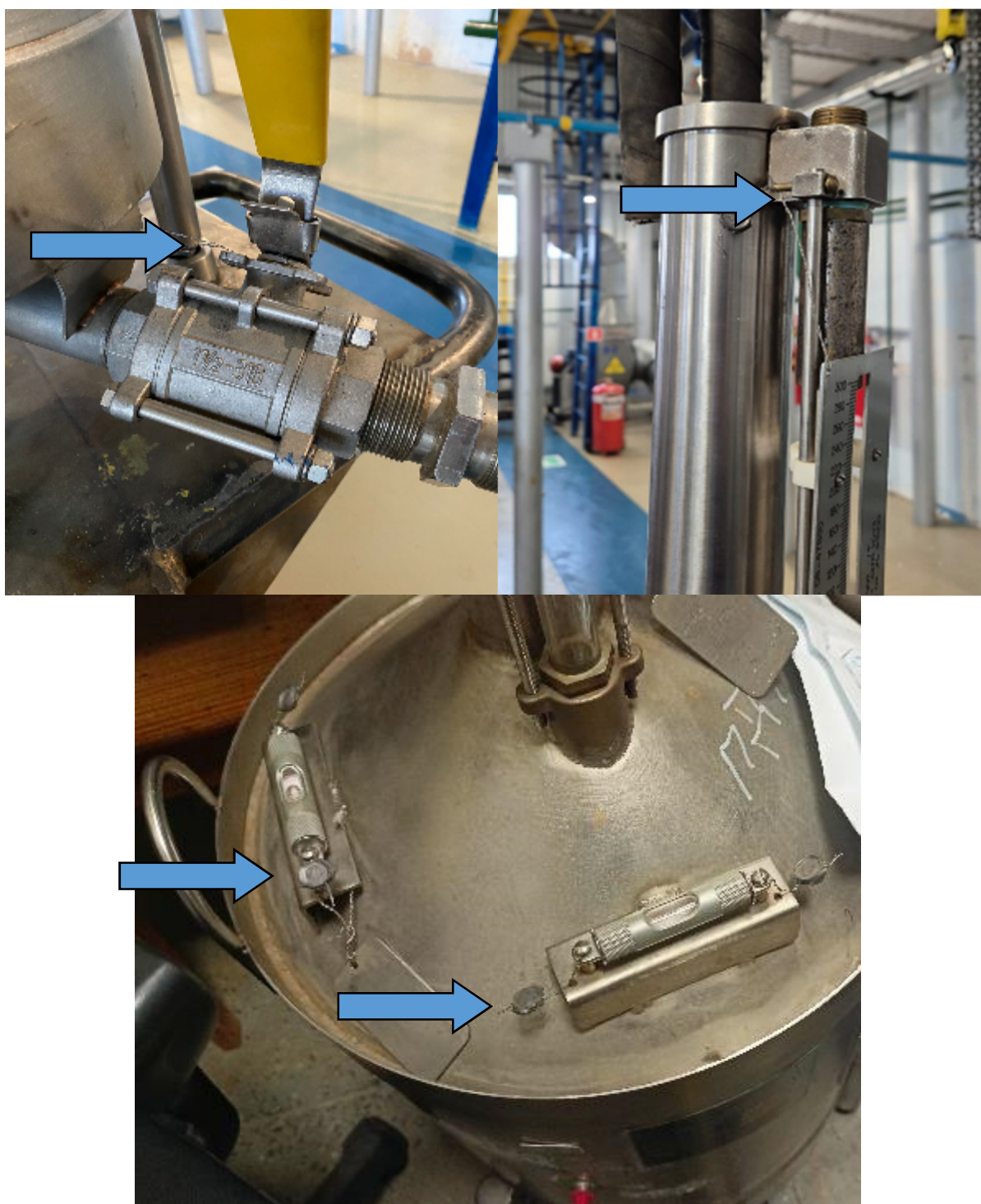


Рисунок 2 – Места установки пломб после поверки

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость при температуре плюс 20 °С, дм ³	40
Значение верхней отметки шкалы при температуре плюс 20 °С, дм ³	0,3
Значение нижней отметки шкалы при температуре плюс 20 °С, дм ³	-0,3
Пределы допускаемой относительной погрешности при температуре 20 °С (доверительные границы суммарной погрешности), %	± 0,02
Цена деления шкалы мерного стекла, дм ³	0,004

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	вода
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность окружающего воздуха, % – атмосферное давление, кПа – температура измеряемой среды, °С	от 10 до 30 от 30 до 80 от 84 до 106 от 10 до 30
Габаритные размеры не более, мм: – диаметр – высота	1100 1145
Масса не более, кг	19

Таблица 3 – Показатели надёжности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	20

Знак утверждения типа

наносится на шкалы мерников методом наклейки и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, экз./шт.
Мерник эталонный 1-го разряда	SERIES «М»	1
Паспорт	010.00.00 ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в разделе 4 «Методика измерений» паспорта 010.00.00 ПС.

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

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Уренгой»
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

ИНН 8904034784

Юридический адрес: 629305, Ямало-Ненецкий автономный округ, г.о. город Новый Уренгой, г. Новый Уренгой, ул. Железнодорожная, д. 8

Изготовитель

Фирма «Seraphin Test Measure Co.», США

Адрес: 30 Indel Ave. Rancocas, NJ 08073, USA

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе - Югре, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

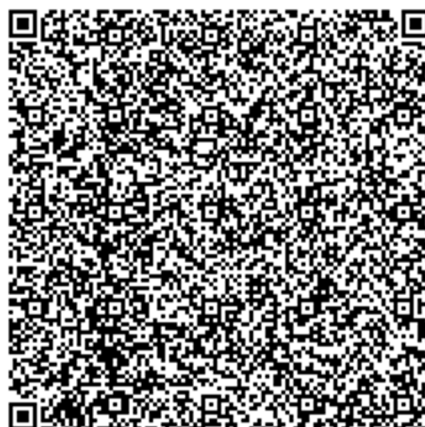
Адрес: 625027, Тюменская обл., г.о. город Тюмень, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 500-532

E-mail: info@csм72.ru

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311495.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» мая 2025 г. № 962

Регистрационный № 95480-25

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители температуры Verdo TR

Назначение средства измерений

Измерители температуры Verdo TR (далее – измерители) предназначены для измерений температуры жидких, газообразных, сыпучих сред и поверхности твердых тел.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей основан на измерении температуры с помощью внешнего преобразователя термоэлектрического (далее также – термопара), который создает электродвижущую силу (далее также – ЭДС) при возникновении разности температур между горячим спаем и свободными концами термопары, и последующем преобразовании выходных электрических сигналов термопары вторичным измерительным преобразователем, а также отображении измеренных значений на жидкокристаллическом индикаторе (далее также – дисплей).

Конструктивно измерители состоят из вторичного измерительного преобразователя, состоящего из пластикового корпуса с дисплеем, в комплекте с термопарой Verdo TR-K-S (стандартная термопара с номинальной статической характеристикой (далее также – НСХ) типа «К» по ГОСТ Р 8.585-2001). По отдельному заказу в комплект измерителей могут входить следующие термопары типа «К» по ГОСТ Р 8.585-2001: Verdo TR1201-K, Verdo TR1202-K, Verdo TR1203-K, Verdo TR1204-K, Verdo TR1205-K, Verdo TR1206-K, Verdo TR1207-K, Verdo TR1208-K.

Вторичные измерительные преобразователи выпускаются в 7 исполнениях Verdo TR1101, Verdo TR1102, Verdo TR1103, Verdo TR1104, Verdo TR1105, Verdo TR1106, Verdo TR1107, отличающихся конструктивными особенностями, метрологическими и техническими характеристиками

Вторичные измерительные преобразователи могут работать автономно с термопарами типов «К» или «J» по ГОСТ Р 8.585-2001.

Заводской номер в виде цифрового кода вторичных измерительных преобразователей наносится любым технологическим способом на маркировочную наклейку на заднюю панель корпуса вторичных измерительных преобразователей.

Заводской номер в виде цифрового кода термопар наносится любым технологическим способом на маркировочную наклейку на рукоятку термопар.

Общий вид вторичных измерительных преобразователей с указанием места нанесения знака утверждения типа и места нанесения заводского номера представлен на рисунках 1-2. Общий вид термопар с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 3. Места нанесения знака утверждения типа и заводского номера могут отличаться от указанных и ограничиваются корпусом вторичных измерительных преобразователей и термопар. Нанесение знака поверки на измерители в обязательном порядке не предусмотрено. Пломбирование мест настройки (регулировки) измерителей не предусмотрено.

Цветовая гамма корпуса измерителей может быть изменена по решению изготовителя в одностороннем порядке.



а) исполнение Verdo TR1101



б) исполнение Verdo TR1102



в) исполнение Verdo TR1103



г) исполнение Verdo TR1104



д) исполнение Verdo TR1105



е) исполнение Verdo TR1106



ж) исполнение Verdo TR1107

Рисунок 1 – Общий вид передней панели вторичных измерительных преобразователей

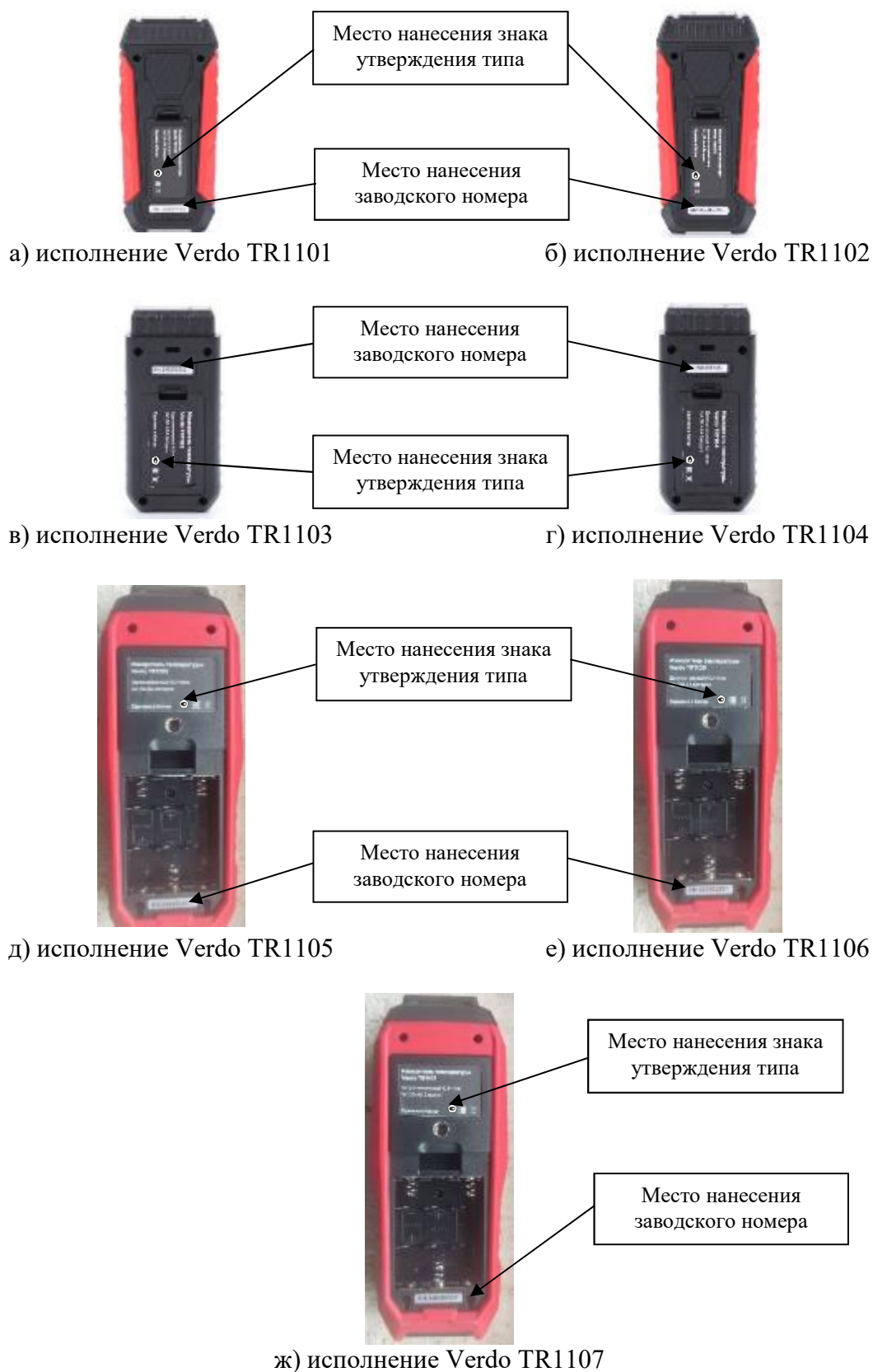


Рисунок 2 – Общий вид задней панели вторичных измерительных преобразователей с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

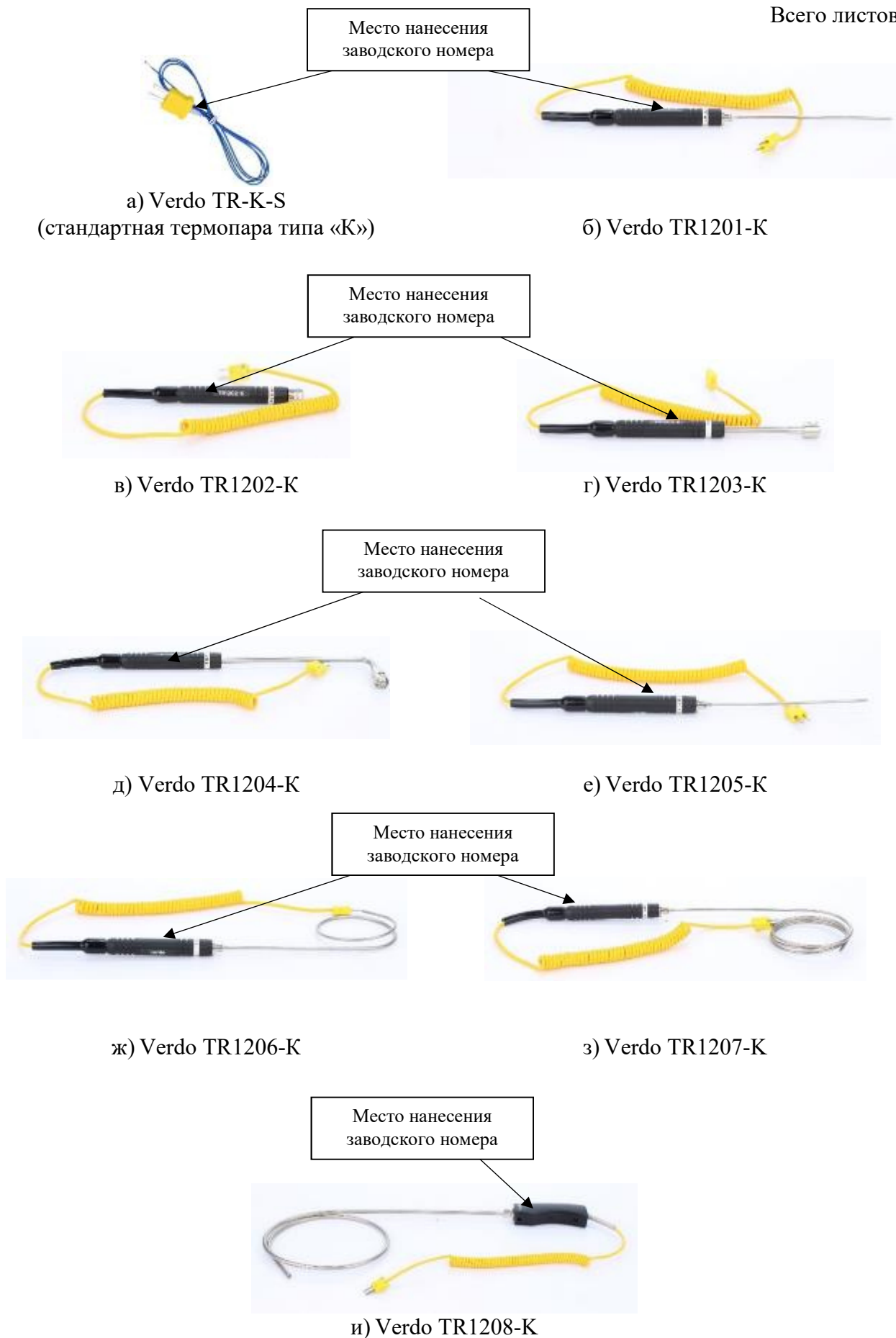


Рисунок 3 – Общий вид термопар с указанием места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) вторичных измерительных преобразователей состоит из встроенного и внешнего ПО (внешнее ПО только для вторичных измерительных преобразователей исполнения Verdo TR1107), устанавливаемого дополнительно на персональный компьютер.

ПО устанавливается на предприятии-изготовителе, недоступно пользователю и не подлежит изменению на протяжении всего времени функционирования вторичных измерительных преобразователей.

Конструкция вторичных измерительных преобразователей исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Встроенное ПО является метрологически значимым. Внешнее ПО является метрологически незначимым.

Метрологические характеристики вторичных измерительных преобразователей нормированы с учетом влияния ПО.

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

Идентификационные данные метрологически значимого ПО измерителей приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	
- для исполнения Verdo TR1101	1.0
- для исполнения Verdo TR1102	1.0
- для исполнения Verdo TR1103	1.32
- для исполнения Verdo TR1104	1.32
- для исполнения Verdo TR1105	3.5
- для исполнения Verdo TR1106	3.3
- для исполнения Verdo TR1107	3.5
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики вторичных измерительных преобразователей исполнений Verdo TR1101, Verdo TR1102

Наименование характеристики	Значение для исполнений Verdo TR1101 и Verdo TR1102
Диапазон измерений температуры при использовании термопар с НСХ типа «К» по ГОСТ Р 8.585-2001, °С	от -75 до +1200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры (только для вторичного измерительного преобразователя) $\Delta_{\text{блок}}$, °С	$\pm(0,002 \cdot t + 2)$
Разрешающая способность (цена единицы младшего разряда) дисплея вторичного измерительного преобразователя для поддиапазонов измерений температуры, °С: - от -75,0 до +199,9 включ. - св. +199,9 до +1200 включ.	0,1 1
Примечание – t – измеренное значение температуры, °С.	

Таблица 3 – Метрологические характеристики вторичных измерительных преобразователей исполнений Verdo TR1103

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений температуры при использовании термопар с НСХ по ГОСТ Р 8.585-2001, °С: - типа «К» - типа «J»	от -196 до +1365 от -196 до +1190
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры (только для вторичного измерительного преобразователя) $\Delta_{\text{блок}}$, °С	$\pm(0,002 \cdot t + 2)$
Разрешающая способность (цена единицы младшего разряда) дисплея вторичного измерительного преобразователя для поддиапазонов измерений температуры, °С: - от -196,0 до +999,9 включ. - св. +999,9 до +1365 включ.	0,1 1
Примечание – t – измеренное значение температуры, °С.	

Таблица 4 – Метрологические характеристики вторичных измерительных преобразователей исполнений Verdo TR1104

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений температуры при использовании термопар с НСХ по ГОСТ Р 8.585-2001, °С: - типа «К» - типа «J»	от -75 до +1200 от -75 до +1190
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры (только для вторичного измерительного преобразователя) $\Delta_{\text{блок}}$, °С	$\pm(0,002 \cdot t + 2)$
Разрешающая способность (цена единицы младшего разряда) дисплея вторичного измерительного преобразователя для поддиапазонов измерений температуры, °С: - от -75,0 до +999,9 включ. - от +1000 до +1200 включ.	0,1 1
Примечание – t – измеренное значение температуры, °С.	

Таблица 5 – Метрологические характеристики вторичных измерительных преобразователей исполнений Verdo TR1105, Verdo TR1106, Verdo TR1107

Наименование характеристики	Значение для исполнений Verdo TR1105, Verdo TR1106 и Verdo TR1107
Диапазоны измерений температуры при использовании термопар с НСХ по ГОСТ Р 8.585-2001, °С: - типа «К» - типа «J»	от -75 до +1200 от -75 до +1190
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры (только для вторичного измерительного преобразователя), $\Delta_{\text{блок}}$, °С: - типа «К» - типа «J»	$\pm(0,002 \cdot t + 3)$ $\pm(0,01 \cdot t + 4)$

Наименование характеристики	Значение для исполнений Verdo TR1105, Verdo TR1106 и Verdo TR1107
Разрешающая способность (цена единицы младшего разряда) дисплея вторичного измерительного преобразователя для поддиапазонов измерений температуры, °С: - от -75 до -100 включ. - св. -100 до +999,9 включ. - св. +999,9 до +1200 включ.	 1 0,1 1
Примечание – t – измеренное значение температуры, °С.	

Пределы допускаемой суммарной абсолютной погрешности измерителей (вторичный измерительный преобразователь в комплекте с термопарой) Δ_T , °С, вычисляются по формуле:

$$\Delta_T = \pm \sqrt{\Delta_{\text{блок}}^2 + \Delta_{\text{ТП}}^2},$$

Таблица 6 – Метрологические характеристики термопар из комплекта измерителей: Verdo TR-K-S (стандартная термопара типа «K»), Verdo TR1201-K, Verdo TR1202-K, Verdo TR1203-K, Verdo TR1204-K, Verdo TR1205-K, Verdo TR1206-K, Verdo TR1207-K, Verdo TR1208-K

Наименование характеристики	Значение для исполнения								
	Verdo TR-K-S	Verdo TR1201-K	Verdo TR1202-K	Verdo TR1203-K	Verdo TR1204-K	Verdo TR1205-K	Verdo TR1206-K	Verdo TR1207-K	Verdo TR1208-K
Условное обозначение НСХ по ГОСТ Р 8.585-2001	К								
Диапазон измерений температуры, °С	от -20 до +200	от -50 до +500							от -50 до +1000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры (термопары) Δ _{тп} , °С	±0,025· t	±2 или ±0,03· t (выбирается большее значение)							
Примечание – t – измеренное значение температуры, °С.									

Таблица 7 – Основные технические характеристики вторичных измерительных преобразователей исполнений Verdo TR1101, Verdo TR1102, Verdo TR1103, Verdo TR1104, Verdo TR1105, Verdo TR1106, Verdo TR1107

Наименование характеристики	Значение для исполнения						
	TR1101	TR1102	TR1103	TR1104	TR1105	TR1106	TR1107
Количество измерительных каналов, шт.	1	2	1	2	1	2	4
Напряжение питания постоянного тока, В	3,0			4,5			
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более	130×59×29			152×55×33		177×70×35	
Размер экрана (длина×ширина), мм, не более	34×31			37×41		53×44	
Масса, г, не более (без учета батарей)	100			125		189	

Наименование характеристики	Значение для исполнения						
	TR1101	TR1102	TR1103	TR1104	TR1105	TR1106	TR1107
Рабочие условия измерений: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность при температуре окружающей среды +25 °C, %, не более	от -10 до +50 80						

Таблица 8 – Основные технические характеристики термопар: Verdo TR-K-S (стандартная термопара типа «K»), Verdo TR1201-K, Verdo TR1202-K, Verdo TR1203-K, Verdo TR1204-K, Verdo TR1205-K, Verdo TR1206-K, Verdo TR1207-K, Verdo TR1208-K

Наименование характеристики	Значение для исполнения								
	Verdo TR-K-S	Verdo TR1201-K	Verdo TR1202-K	Verdo TR1203-K	Verdo TR1204-K	Verdo TR1205-K	Verdo TR1206-K	Verdo TR1207-K	Verdo TR1208-K
Вид термопары	Стандартная	Погруж- ная	Поверхно- стная	Поверхно- стная	Поверхно- стная	Погруж- ная	Погруж- ная	Погруж- ная	Погруж- ная
Общая длина (без кабеля), мм, не более	-	345	188	263	330	365	675	1175	
Длина зонда, мм, не более	-	160	-	90	160	190	500	1000	
Диаметр наконечника зонда, мм, не более	1	3	18	16			8		
Размер рукоятки (диаметр×длина), мм	-	30×130							
Длина кабеля, мм, не более	1000	1500							

Таблица 9 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	7
Средняя наработка до отказа, ч	5000

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 10 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Измеритель температуры Verdo TR ¹⁾	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Батарея электропитания	-	шт. ²⁾
¹⁾ Стандартно в комплекте с термопарой Verdo TR-K-S. Термопары могут меняться в соответствии с заказом. Количество термопар зависит от количества каналов вторичного измерительного преобразователя.		
²⁾ Опционально. Количество и тип батарей электропитания в зависимости от исполнения измерителей.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Порядок работы» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.585-2001 «Государственная система обеспечения единства измерений. Термопары. Номинальные статические характеристики преобразования»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

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

«Измерители температуры Verdo TR. Стандарт предприятия».

Правообладатель

Suzhou TASI Electronics Co., Ltd., Китай

Адрес юридического лица: 5th Floor, Building 5, No. 317, Mudong Road, Wuzhong District, Suzhou City, Jiangsu Province, China

Изготовитель

Suzhou TASI Electronics Co., Ltd., Китай

Адрес: 5th Floor, Building 5, No. 317, Mudong Road, Wuzhong District, Suzhou City, Jiangsu Province, China

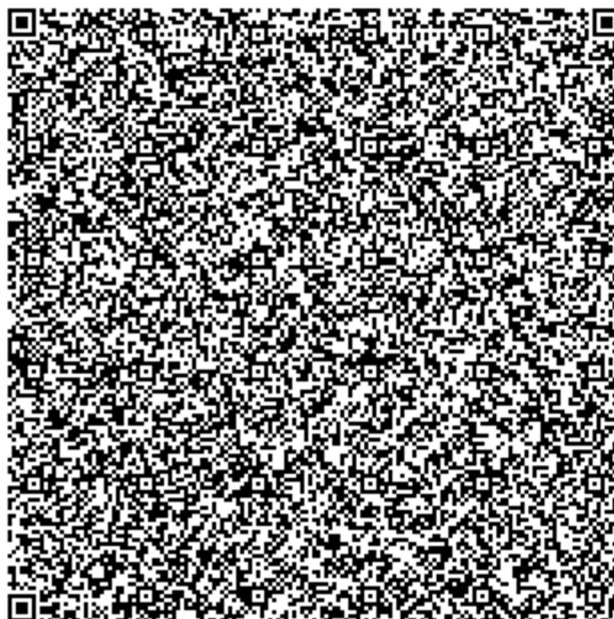
Испытательный центр

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

Адрес юридического лица: 117105, г. Москва, ш. Варшавское, д. 1, стр. 1-2, эт. 1,
помещ. 1, оф. в005, к. 21

Адрес места осуществления деятельности: 117630, г. Москва, ш. Старокалужское, д. 62,
эт. 1, помещ. I, ком. 55, 72, 73, 74, 75

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314471.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» мая 2025 г. № 962

Регистрационный № 95481-25

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители сопротивления изоляции VERDO

Назначение средства измерений

Измерители сопротивления изоляции VERDO (далее – измерители) предназначены для измерений сопротивления изоляции, напряжения переменного тока, напряжения постоянного тока, частоты переменного тока, электрического сопротивления постоянному току.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей при измерении сопротивления изоляции основан на измерении силы постоянного тока, протекающего через измеряемое сопротивление, при приложении испытательного напряжения постоянного тока заданной величины. Принцип действия измерителей при измерении напряжения переменного тока, напряжения постоянного тока, частоты переменного тока, электрического сопротивления постоянному току основан на аналого-цифровом преобразовании входных сигналов в цифровой код. Измеренные значения сигналов проходят последующую математическую обработку с отображением измеренных значений на жидкокристаллическом индикаторе (далее – ЖКИ). Результаты измерений могут быть сохранены во внутренней памяти измерителей.

Конструктивно измерители выполнены в прямоугольных корпусах из пластика.

Основные узлы измерителей: преобразователь напряжения, измеритель тока, аналого-цифровой преобразователь, микроконтроллер, ЖКИ, импульсный преобразователь.

На лицевой панели расположены входные разъемы, ЖКИ, функциональные клавиши, поворотный переключатель режимов работы (только для модификаций VERDO IH6101, VERDO IH6102, VERDO IH6301).

На тыльной панели находится отсек для батареи питания.

Управление процессом измерений осуществляется при помощи встроенного микроконтроллера. Высокое испытательное напряжение формируется импульсным преобразователем из напряжения питания. Измерители имеют несколько диапазонов установки выходного напряжения.

По отношению сопротивлений изоляции, измеренных через 60 и 15 секунд после начала измерений измерители рассчитывают коэффициент диэлектрической абсорбции (DAR). По отношению сопротивлений изоляции, измеренных через 10 и 1 минуту после начала измерений измерители рассчитывают индекс поляризации (PI).

Для выбора режима измерений и выходного напряжения в измерителях используются поворотный переключатель и функциональные кнопки.

Измерители снабжены функциями удержания показаний, подсветки ЖКИ, индикации заряда батареи питания.

Измерители выпускаются в модификациях VERDO IH6101, VERDO IH6102, VERDO IH6201, VERDO IH6301, отличающихся конструктивным исполнением, метрологическими и техническими характеристиками.

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

Общий вид измерителей с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения серийного номера представлен на рисунке 1. Нанесение знака поверки на измерители в обязательном порядке не предусмотрено. Пломбирование мест настройки (регулировки) измерителей не предусмотрено.

Цветовая гамма корпуса измерителей может быть изменена по решению изготовителя в одностороннем порядке.



а) вид спереди VERDO IH6101, VERDO IH6102



а) вид сзади VERDO IH6101, VERDO IH6102

Рисунок 1 – Общий вид измерителей модификации VERDO IH610, VERDO IH6102 с указанием места нанесения знака утверждения типа и места нанесения серийного номера



а) вид спереди VERDO IH6201



б) вид сзади VERDO IH6201

Рисунок 2 – Общий вид измерителей модификаций VERDO IH6201, с указанием места нанесения знака утверждения типа и места нанесения серийного номера

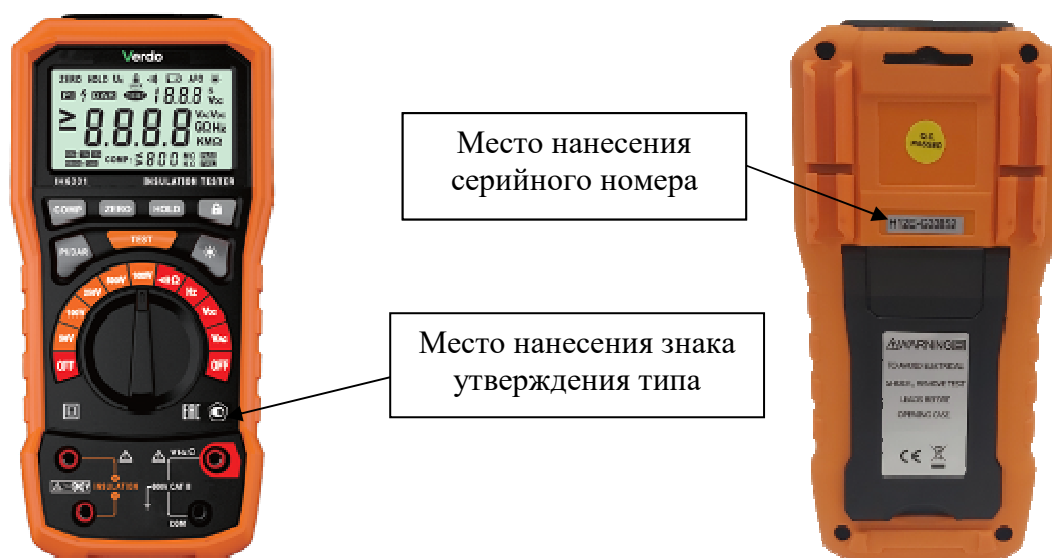


Рисунок 3 – Общий вид измерителей модификации VERDO IH6301 с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения серийного номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) измерителей состоит из встроенного ПО.

ПО устанавливается на предприятии-изготовителе, недоступно пользователю и не подлежит изменению на протяжении всего времени функционирования измерителей.

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

ПО является метрологически значимым.

Метрологические характеристики измерителей нормированы с учетом влияния ПО.

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

Идентификационные данные значимого ПО измерителей приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики в режиме измерений сопротивления изоляции измерителей модификации VERDO IH6101

Номинальное значение испытательного напряжения постоянного тока, U, В ¹⁾	Поддиапазоны измерений сопротивления изоляции	Разрешение (единица младшего разряда (е. м. р.))	Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений сопротивления изоляции, МОм, ГОм	Пределы допускаемой абсолютной дополнительной погрешности измерений сопротивления изоляции, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, на каждый 1 °С, МОм, ГОм
50	от 0,01 до 19,99 МОм	0,01 МОм	$\pm(0,03 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	$\pm 0,05$
	от 20,0 до 50,0 МОм	0,1 МОм	$\pm(0,03 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	
100	от 0,01 до 19,99 МОм	0,01 МОм	$\pm(0,03 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	
	от 20,0 до 100,0 МОм	0,1 МОм	$\pm(0,03 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	
250	от 0,01 до 19,99 МОм	0,01 МОм	$\pm(0,03 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	
	от 20,0 до 199,9 МОм	0,1 МОм	$\pm(0,03 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	
	от 200 до 250 МОм	1 МОм	$\pm(0,03 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	
500	от 0,01 до 19,99 МОм	0,01 МОм	$\pm(0,03 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	
	от 20,0 до 199,9 МОм	0,1 МОм	$\pm(0,03 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	
	от 200 до 500 МОм	1 МОм	$\pm(0,03 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	
1000	от 0,1 до 199,9 МОм	0,1 МОм	$\pm(0,03 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	
	от 200 до 999 МОм	1 МОм	$\pm(0,03 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	
	от 1,00 до 4,99 ГОм	0,01 ГОм	$\pm(0,03 \cdot R + 0,1 \text{ ГОм})$	
	от 5,00 до 10,00 ГОм	0,01 ГОм	$\pm(0,1 \cdot R + 0,2 \text{ ГОм})$	

¹⁾ Диапазон установки испытательного напряжения от U до 1,2·U, В.
Примечание – R - измеренное значение сопротивления изоляции, МОм, ГОм.

Таблица 3 – Метрологические характеристики в режиме измерений сопротивления изоляции измерителей модификации VERDO IH6102

Номинальное значение испытательного напряжения постоянного тока, U, В ¹⁾	Поддиапазоны измерений сопротивления изоляции	Разрешение (единица младшего разряда (е. м. р.))	Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений сопротивления изоляции, МОм, ГОм	Пределы допускаемой абсолютной дополнительной погрешности измерений сопротивления изоляции, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, на каждый 1 °С, МОм, ГОм
250	от 0,01 до 19,99 МОм	0,01 МОм	±(0,03·R+5 е.м.р.)	±0,05
	от 20,0 до 199,9 МОм	0,1 МОм	±(0,03·R+5 е.м.р.)	
	от 200 до 250 МОм	1 МОм	±(0,03·R+5 е.м.р.)	
500	от 0,01 до 19,99 МОм	0,01 МОм	±(0,03·R+5 е.м.р.)	
	от 20,0 до 199,9 МОм	0,1 МОм	±(0,03·R+5 е.м.р.)	
	от 200 до 500 МОм	1 МОм	±(0,03·R+5 е.м.р.)	
1000	от 0,01 до 19,99 МОм	0,01 МОм	±(0,03·R+5 е.м.р.)	
	от 20,0 до 199,9 МОм	0,1 МОм	±(0,03·R+5 е.м.р.)	
	от 200 до 1000 МОм	1 МОм	±(0,03·R+5 е.м.р.)	
2500	от 1,00 до 19,99 МОм	0,01 МОм	±(0,03·R+5 е.м.р.)	
	от 20,0 до 199,9 МОм	0,1 МОм	±(0,03·R+5 е.м.р.)	
	от 200 до 1999 МОм	1 МОм	±(0,03·R+5 е.м.р.)	
	от 2,00 до 19,99 ГОм	0,01 ГОм	±(0,05·R+0,2 ГОм)	
	от 20,0 до 100,0 ГОм	0,1 ГОм	±(0,1·R+2 ГОм)	
¹⁾ Диапазон установки испытательного напряжения от U до 1,2·U, В. Примечание – R - измеренное значение сопротивления изоляции, МОм, ГОм.				

Таблица 4 – Метрологические характеристики в режиме измерений напряжения переменного тока измерителей модификаций VERDO IH6101 и VERDO IH6102

Поддиапазоны измерений напряжения переменного тока, В	Частота, Гц	Разрешение (единица младшего разряда (е. м. р.)), В	Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений напряжения переменного тока, В	Пределы допускаемой абсолютной дополнительной погрешности измерений напряжения переменного тока, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, на каждый 1 °С, В
от 0,1 до 199,9	50, 60	0,1	$\pm(0,015 \cdot U + 5 \text{ е.м.р.})$	$\pm 0,05$
от 200 до 750		1	$\pm(0,015 \cdot U + 5 \text{ е.м.р.})$	$\pm 0,05$
Примечание – U - измеренное значение напряжения переменного тока, В.				

Таблица 5 – Метрологические характеристики в режиме измерений напряжения постоянного тока измерителей модификаций VERDO IH6101 и VERDO IH6102

Поддиапазоны измерений напряжения постоянного тока, В	Разрешение (единица младшего разряда (е. м. р.)), В	Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений напряжения постоянного тока, В	Пределы допускаемой абсолютной дополнительной погрешности измерений напряжения постоянного тока, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, на каждый 1 °С, В
от 0,1 до 199,9	0,1	$\pm(0,005 \cdot U + 5 \text{ е.м.р.})$	$\pm 0,05$
от 200 до 1000	1	$\pm(0,005 \cdot U + 5 \text{ е.м.р.})$	$\pm 0,05$
Примечание – U - измеренное значение напряжения постоянного тока, В.			

Таблица 6 – Метрологические характеристики в режиме измерений электрического сопротивления постоянному току измерителей модификаций VERDO IH6101 и VERDO IH6102

Поддиапазоны измерений электрического сопротивления постоянному току, Ом	Разрешение (единица младшего разряда (е. м. р.))	Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений электрического сопротивления постоянному току, Ом	Пределы допускаемой абсолютной дополнительной погрешности измерений электрического сопротивления постоянному току, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, на каждый 1 °С, Ом
от 0,01 до 19,99	0,01 Ом	$\pm(0,01 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	$\pm 0,05$
от 20,0 до 200,0	0,1 Ом	$\pm(0,01 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	$\pm 0,05$
Примечание – R - измеренное значение электрического сопротивления постоянному току, Ом.			

Таблица 7 – Метрологические характеристики в режиме измерений сопротивления изоляции измерителей модификации VERDO IH6201

Номинальное значение испытательного напряжения постоянного тока, U, В ¹⁾	Поддиапазоны измерений сопротивления изоляции	Разрешение (единица младшего разряда (е. м. р.))	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений сопротивления изоляции, МОм, ГОм, ТОм
250	от 0,1 до 99,9 МОм	0,1 МОм	$\pm(0,05 \cdot R + 3 \text{ е.м.р.})$
	от 100 до 999 МОм	1 МОм	$\pm(0,05 \cdot R + 3 \text{ е.м.р.})$
	от 1,00 до 9,99 ГОм	0,01 ГОм	$\pm(0,05 \cdot R + 3 \text{ е.м.р.})$
	от 10,0 до 49,9 ГОм	0,1 ГОм	$\pm(0,1 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$
	от 50,0 до 99,9 ГОм	0,1 ГОм	$\pm(0,2 \cdot R + 10 \text{ е.м.р.})$
	от 100 до 250 ГОм	1 ГОм	$\pm(0,2 \cdot R + 10 \text{ е.м.р.})$
500	от 0,1 до 99,9 МОм	0,1 МОм	$\pm(0,05 \cdot R + 3 \text{ е.м.р.})$
	от 100 до 999 МОм	1 МОм	$\pm(0,05 \cdot R + 3 \text{ е.м.р.})$
	от 1 до 9,99 ГОм	0,01 ГОм	$\pm(0,05 \cdot R + 3 \text{ е.м.р.})$
	от 10,0 до 49,9 ГОм	0,1 ГОм	$\pm(0,1 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$
	от 50,0 до 99,9 ГОм	0,1 ГОм	$\pm(0,2 \cdot R + 10 \text{ е.м.р.})$
	от 100 до 500 ГОм	1 ГОм	$\pm(0,2 \cdot R + 10 \text{ е.м.р.})$
1000	от 0,1 до 99,9 МОм	0,1 МОм	$\pm(0,05 \cdot R + 3 \text{ е.м.р.})$
	от 100 до 999 МОм	1 МОм	$\pm(0,05 \cdot R + 3 \text{ е.м.р.})$
	от 1 до 9,99 ГОм	0,01 ГОм	$\pm(0,05 \cdot R + 3 \text{ е.м.р.})$
	от 10,0 до 99,9 ГОм	0,1 ГОм	$\pm(0,1 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$
	от 100 до 499 ГОм	1 ГОм	$\pm(0,1 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$
	от 500 до 1000 ГОм	1 ГОм	$\pm(0,3 \cdot R + 10 \text{ е.м.р.})$
2500	от 0,1 до 99,9 МОм	0,1 МОм	$\pm(0,05 \cdot R + 3 \text{ е.м.р.})$
	от 100 до 999 МОм	1 МОм	$\pm(0,05 \cdot R + 3 \text{ е.м.р.})$
	от 1,00 до 9,99 ГОм	0,01 ГОм	$\pm(0,05 \cdot R + 3 \text{ е.м.р.})$
	от 10,0 до 99,9 ГОм	0,1 ГОм	$\pm(0,1 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$
	от 100 до 499 ГОм	1 ГОм	$\pm(0,1 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$
	от 500 до 999 ГОм	1 ГОм	$\pm(0,3 \cdot R + 10 \text{ е.м.р.})$
5000	от 1,00 до 2,50 ТОм	0,01 ТОм	$\pm(0,3 \cdot R + 10 \text{ е.м.р.})$
	от 0,1 до 99,9 МОм	0,1 МОм	$\pm(0,05 \cdot R + 3 \text{ е.м.р.})$
	от 100 до 999 МОм	1 МОм	$\pm(0,05 \cdot R + 3 \text{ е.м.р.})$
	от 1,00 до 9,99 ГОм	0,01 ГОм	$\pm(0,05 \cdot R + 3 \text{ е.м.р.})$
	от 10,0 до 99,9 ГОм	0,1 ГОм	$\pm(0,1 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$
	от 100 до 999 ГОм	1 ГОм	$\pm 0,2 \cdot R$
5000	от 1,00 до 5,00 ТОм	0,01 ТОм	$\pm(0,3 \cdot R + 10 \text{ е.м.р.})$
	от 0,1 до 99,9 МОм	0,1 МОм	$\pm(0,05 \cdot R + 3 \text{ е.м.р.})$
	от 100 до 999 МОм	1 МОм	$\pm(0,05 \cdot R + 3 \text{ е.м.р.})$
	от 1,00 до 9,99 ГОм	0,01 ГОм	$\pm(0,05 \cdot R + 3 \text{ е.м.р.})$
	от 10,0 до 99,9 ГОм	0,1 ГОм	$\pm(0,1 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$
	от 100 до 999 ГОм	1 ГОм	$\pm 0,2 \cdot R$
¹⁾ Диапазон установки испытательного напряжения от U до 1,2·U, В.			
Примечание – R - измеренное значение сопротивления изоляции, МОм, ГОм, ТОм.			

Таблица 8 – Метрологические характеристики в режиме измерений напряжения переменного тока измерителей модификации VERDO IH6201

Диапазон измерений напряжения переменного тока, В	Частота, Гц	Разрешение (единица младшего разряда (е. м. р.)), В	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений напряжения переменного тока, В
от 30 до 600	50, 60	1	$\pm(0,02 \cdot U + 3 \text{ е.м.р.})$
Примечание – U - измеренное значение напряжения переменного тока, В.			

Таблица 9 – Метрологические характеристики в режиме измерений напряжения постоянного тока измерителей модификации VERDO IH6201

Поддиапазоны измерений напряжения постоянного тока, В	Разрешение (единица младшего разряда (е. м. р.)), В	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений напряжения постоянного тока, В
от -600 до -30	1	$\pm(0,02 \cdot U + 3 \text{ е.м.р.})$
от 30 до 600	1	$\pm(0,02 \cdot U + 3 \text{ е.м.р.})$
Примечание – U - измеренное значение напряжения постоянного тока, В.		

Таблица 10 – Метрологические характеристики в режиме измерений сопротивления изоляции измерителей модификации VERDO IH6301

Номинальное значение испытательного напряжения постоянного тока, U, В ¹⁾	Поддиапазоны измерений сопротивления изоляции	Разрешение (единица младшего разряда (е. м. р.))	Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений сопротивления изоляции, МОм, ГОм	Пределы допускаемой абсолютной дополнительной погрешности измерений сопротивления изоляции, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, на каждый 1 °С, МОм, ГОм
50	от 0,01 до 19,99 МОм	0,01 МОм	$\pm(0,015 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	±0,1
	от 20,0 до 49,9 МОм	0,1 МОм	$\pm(0,015 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	
	от 50 до 199 МОм	1 МОм	$\pm(0,05 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	
	от 0,20 до 0,49 ГОм	0,01 ГОм	$\pm(0,05 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	
	от 0,5 до 1,0 ГОм	0,1 ГОм	$\pm(0,1 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	
100	от 0,01 до 19,99 МОм	0,01 МОм	$\pm(0,015 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	
	от 20,0 до 99,9 МОм	0,1 МОм	$\pm(0,015 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	
	от 100 до 499 МОм	1 МОм	$\pm(0,05 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	
	от 0,51 до 0,99 ГОм	0,01 ГОм	$\pm(0,1 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	
	от 1,0 до 2,0 ГОм	0,1 ГОм	$\pm(0,1 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	

Номинальное значение испытательного напряжения постоянного тока, U, В ¹⁾	Поддиапазоны измерений сопротивления изоляции	Разрешение (единица младшего разряда (е. м. р.))	Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений сопротивления изоляции, МОм, ГОм	Пределы допускаемой абсолютной дополнительной погрешности измерений сопротивления изоляции, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, на каждый 1 °С, МОм, ГОм
250	от 0,01 до 19,99 МОм	0,01 МОм	±(0,015·R+5 е.м.р.)	±0,1
	от 20,1 до 199,9 МОм	0,1 МОм	±(0,015·R+5 е.м.р.)	
	от 200 до 499 МОм	1 МОм	±(0,05·R+5 е.м.р.)	
	от 0,50 до 0,99 ГОм	0,01 ГОм	±(0,05·R+5 е.м.р.)	
	от 1,0 до 5,0 ГОм	0,1 ГОм	±(0,1·R+5 е.м.р.)	
500	от 0,01 до 19,99 МОм	0,01 МОм	±(0,015·R+5 е.м.р.)	
	от 20,0 до 199,9 МОм	0,1 МОм	±(0,015·R+5 е.м.р.)	
	от 200 до 499 МОм	1 МОм	±(0,015·R+5 е.м.р.)	
	от 0,50 до 0,99 ГОм	0,01 ГОм	±(0,05·R+5 е.м.р.)	
	от 1,0 до 10,0 ГОм	0,1 ГОм	±(0,1·R+5 е.м.р.)	
1000	от 0,01 до 99,99 МОм	0,01 МОм	±(0,015·R+5 е.м.р.)	
	от 100,0 до 999,9 МОм	0,1 МОм	±(0,015·R+5 е.м.р.)	
	от 1,00 до 1,99 ГОм	0,01 ГОм	±(0,015·R+5 е.м.р.)	
	от 2,0 до 9,9 ГОм	0,1 ГОм	±(0,05·R+5 е.м.р.)	
	от 10 до 20 ГОм	1 ГОм	±(0,1·R+5 е.м.р.)	
	от 21 до 100 ГОм	1 ГОм	±0,2·R	
¹⁾ Диапазон установки испытательного напряжения от U до 1,2·U, В. Примечание – R - измеренное значение сопротивления изоляции, МОм, ГОм.				

Таблица 11 – Метрологические характеристики в режиме измерений напряжения переменного тока измерителей модификации VERDO IH6301

Диапазон измерений напряжения переменного тока, В	Частота, Гц	Разрешение (единица младшего разряда (е. м. р.)), В	Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений напряжения переменного тока, В	Пределы допускаемой абсолютной дополнительной погрешности измерений напряжения переменного тока, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, на каждый 1 °С, В
от 1,0 до 600,0	50, 60	0,1	$\pm(0,015 \cdot U + 5 \text{ е.м.р.})$	$\pm 0,1$
Примечание – U - измеренное значение напряжения переменного тока, В.				

Таблица 12 – Метрологические характеристики в режиме измерений напряжения постоянного тока измерителей модификации VERDO IH6301

Поддиапазоны измерений напряжения постоянного тока, В	Разрешение (единица младшего разряда (е. м. р.)), В	Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений напряжения постоянного тока, В	Пределы допускаемой абсолютной дополнительной погрешности измерений напряжения постоянного тока, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, на каждый 1 °С, В
от -600,0 до -0,1	0,1	$\pm(0,015 \cdot U + 5 \text{ е.м.р.})$	$\pm 0,1$
от 0,1 до 600,0	0,1	$\pm(0,015 \cdot U + 5 \text{ е.м.р.})$	$\pm 0,1$
Примечание – U - измеренное значение напряжения постоянного тока, В.			

Таблица 13 – Метрологические характеристики в режиме измерений электрического сопротивления постоянному току измерителей модификации VERDO IH6301

Диапазон измерений электрического сопротивления постоянному току, Ом	Разрешение (единица младшего разряда (е. м. р.))	Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений электрического сопротивления постоянному току, Ом	Пределы допускаемой абсолютной дополнительной погрешности измерений электрического сопротивления постоянному току, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, на каждый 1 °С, Ом
от 0,01 до 200,00	0,01 Ом	$\pm(0,02 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$	$\pm 0,1$
Примечание – R - измеренное значение электрического сопротивления постоянному току, Ом.			

Таблица 14 – Метрологические характеристики в режиме измерений частоты переменного тока измерителей модификации VERDO IH6301

Диапазон измерений частоты переменного тока, Гц	Разрешение (единица младшего разряда (е. м. р.))	Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений частоты переменного тока, Гц	Пределы допускаемой абсолютной дополнительной погрешности измерений частоты переменного тока, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, на каждый 1 °С, Гц
от 1,0 до 1000,0	0,1 Гц	$\pm(0,001 \cdot F + 3 \text{ е.м.р.})$	$\pm 0,1$
Примечания: 1) F - измеренное значение частоты переменного тока, Гц. 2) При напряжении переменного тока $U_{\text{пик-пик}} = 30 \text{ В}$.			

Таблица 15 – Метрологические характеристики измерителей (нормальные условия измерений)

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия измерений: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %	от +18 до +28 от 30 до 80

Таблица 16 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока, В – для модификации VERDO IH6102 – для модификации VERDO IH6101 – для модификации VERDO IH6201 – для модификации VERDO IH6301	 12 9 12 6
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более: – для модификаций VERDO IH6101 и VERDO IH6102 – для модификации VERDO IH6201 – для модификации VERDO IH6301	 65×180×140 121×284×221 55,0×189,0×93,8
Масса, кг, не более: – для модификаций VERDO IH6101 и VERDO IH6102 (без батареи электропитания) – для модификации VERDO IH6201 (с батареей электропитания) – для модификации VERDO IH6301 (с батареей электропитания)	 0,90 2,50 0,45
Рабочие условия измерений: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность при температуре +30 °С, %, не более	 от 0 до +40 85

Таблица 17 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	10000
Средний срок службы, лет	5

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и на корпус измерителей любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 18 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Измеритель сопротивления изоляции VERDO	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Измерительные щупы	-	1 компл.
Измерительные зажимы	-	1 компл.
Сумка для переноски	-	1 шт. ¹⁾
¹⁾ По заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 «Выполнение основных измерений» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 18 августа 2023 г. № 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 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

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»;

«Измерители сопротивления изоляции VERDO. Стандарт предприятия».

Правообладатель

Guilin Huayi Peakmeter Technology Co., Ltd, Китай

Адрес юридического лица: No. 15-3 Xingyuan Road, Sitang Town, Lingui District, Guilin 541199, China

Изготовитель

Guilin Huayi Peakmeter Technology Co., Ltd, Китай

Адрес: No. 15-3 Xingyuan Road, Sitang Town, Lingui District, Guilin 541199, China

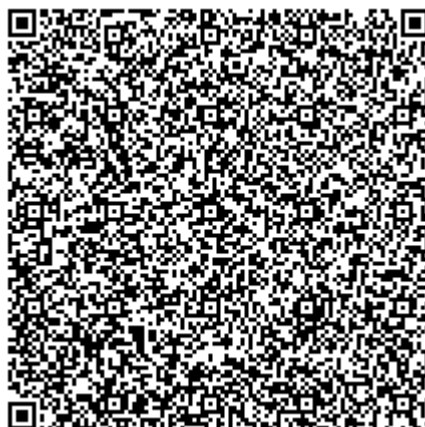
Испытательный центр

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

Адрес юридического лица: 117105, г. Москва, ш. Варшавское, д. 1, стр. 1-2, эт. 1,
помещ. 1, оф. в005, к. 21

Адрес места осуществления деятельности: 117630, г. Москва, ш. Старокалужское, д. 62,
эт. 1, помещ. I, ком. 55, 72, 73, 74, 75

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314471.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» мая 2025 г. № 962

Регистрационный № 95488-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Осадкомеры Третьякова О-1

Назначение средства измерений

Осадкомеры Третьякова О-1 (далее – осадкомеры) предназначены для измерений количества атмосферных осадков.

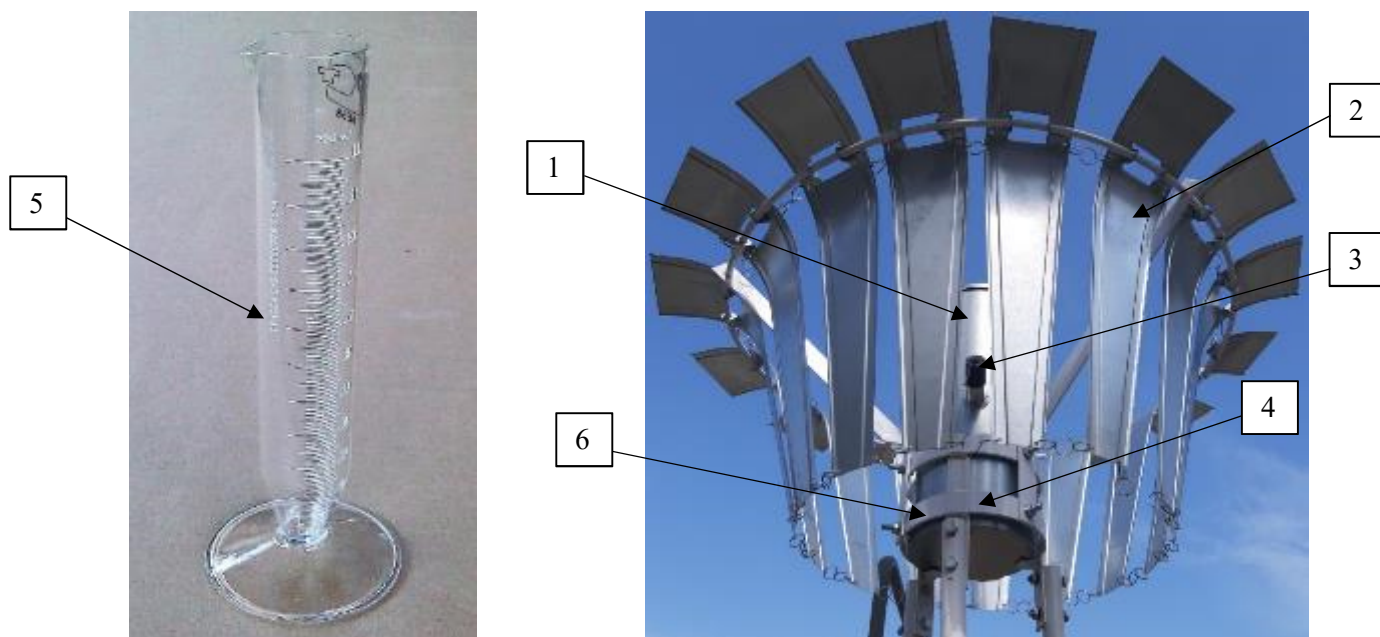
Описание средства измерений

Конструктивно осадкомеры состоят из двух приемных сосудов, планочной защиты, основания, кронштейна и мерного стакана СО-200. Приемный сосуд представляет собой металлический цилиндр, перегородженный усеченной диафрагмой с отверстием для стока. С наружной стороны цилиндра припаян носик для слива собранных осадков. Для уменьшения испарения атмосферных осадков из приемного сосуда в летнее время отверстие диафрагмы прикрывается воронкой с небольшим отверстием в центре. Приемный сосуд устанавливается на кронштейне основания. Собранные в приемный сосуд атмосферные осадки сливаются в мерный стакан СО-200. Значения количества атмосферных осадков отсчитываются со шкалы мерного стакана СО-200 и суммируются по количеству замеров. Для защиты от ветра на осадкомер крепится планочная защита. Общий вид осадкомеров с указанием составных частей представлен на рисунке 1. Общий вид приемных сосудов осадкомеров представлен на рисунке 2.

Принцип действия осадкомеров основан на измерении количества собранных атмосферных осадков при помощи измерительной шкалы, нанесенной на мерный стакан СО-200 осадкомеров. Каждое деление мерного стакана СО-200 соответствует 2 см³ жидких атмосферных осадков или слою жидких атмосферных осадков в приемном сосуде высотой 0,1 мм.

Нанесение знака поверки на осадкомеры не предусмотрено. Заводской номер, состоящий из четырех арабских цифр, наносится ударно-точечным способом на паспортную табличку, прикрепленную к основанию (тагану) осадкомера, и на приемные сосуды методом тиснения. Место нанесения заводского номера на осадкомеры представлено на рисунках 1, 2; место нанесения знака утверждения типа на осадкомеры представлено на рисунке 2.

Пломбирование осадкомеров не предусмотрено.



1 – приемный сосуд, 2 – планочная защита, 3 – носик для слива собранных осадков,
4 – основание (таган), 5 – мерный стакан СО-200, 6 – место нанесения заводского номера

Рисунок 1 – Общий вид осадкомеров Третьякова О-1 с указанием составных частей,
а также с указанием места нанесения заводского номера



1 – Место нанесения заводского номера
2 – Место нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Рисунок 2 – Общий вид приемных сосудов осадкомеров Третьякова О-1
с указанием мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений количества атмосферных осадков, мм	от 0,2 до 320,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений количества атмосферных осадков, мм	$\pm(0,1+0,01 \cdot X^*)$
*X – измеренное значение количества атмосферных осадков, мм	

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диаметр приемного сосуда осадкомера, мм	159,6 $\pm$ 0,2
Вместимость приемного сосуда осадкомера, л	3,2 $\pm$ 0,2
Приемная площадь приемного сосуда осадкомера, см ²	200,0
Число делений мерного стакана СО-200	100
Цена деления мерного стакана СО-200, см ³	2
Габаритные размеры, мм, не более:	
-высота	600
-диаметр	1040
Масса, кг, не более	12,8
Условия эксплуатации:	
-температура воздуха, °С	от -70 до +45
-относительная влажность воздуха, %	от 30 до 98

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	10000
Средний срок службы, лет	8

Знак утверждения типа

наносится на поверхность приемного сосуда осадкомеров методом тиснения и на титульный лист Паспорта ОИЭ ОТр4311-002-01,02,03 «Осадкомер Третьякова О-1. Паспорт» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность осадкомеров

Наименование	Обозначение	Количество
Осадкомер Третьякова	О-1	1 шт.
Паспорт	ОИЭ ОТр4311-002-01,02,03	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ОИЭ ОТр4311-002-01,02,03 «Осадкомер Третьякова О-1. Паспорт», раздел «Рекомендации при эксплуатации осадкомера».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 4311-001-55536779-2020 «Осадкомеры Третьякова О-1. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Эколог-Юг» (ООО «Эколог-Юг»)
ИНН 6161034629
Юридический адрес: 344023, г. Ростов-на-Дону, ул. Врубовая, д. 32Б
Телефон: 8 (863)2-930-419
E-mail: info@ecolog-ug.com
Web-сайт: www.ecolog-ug.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Эколог-Юг» (ООО «Эколог-Юг»)
ИНН 6161034629
Адрес: 344023, г. Ростов-на-Дону, ул. Врубовая, д. 32Б
Телефон: 8 (863)2-930-419
E-mail: info@ecolog-ug.com
Web-сайт: www.ecolog-ug.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Телефон: (812) 251-76-01
Факс: (812) 713-01-14
E-mail: info@vniim.ru
Web-сайт: www.vniim.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314555.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» мая 2025 г. № 962

Регистрационный № 95489-25

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТ-Энерго» для энергоснабжения АО «ННПО имени М.В. Фрунзе»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТ-Энерго» для энергоснабжения АО «ННПО имени М.В. Фрунзе» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер, программный комплекс (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), каналообразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с:

– 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, где осуществляется формирование, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчиках, либо на сервере.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) с электронно-цифровой подписью ООО «РТ-Энерго» в виде макетов XML формата 80020, 80040, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером или АРМ энергосбытовой организации по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с зарегистрированными в Федеральном информационном фонде АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 80020, 80040, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью, не более указанной в таблице 3. СОЕВ включает в себя УСВ, шкалы времени сервера и счетчиков.

УСВ сравнивает собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера с УСВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождения.

Шкала времени счетчиков синхронизируется от шкалы времени сервера. Сравнение шкалы времени счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с (параметр программируемый).

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

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

Заводской номер АИИС КУЭ ООО «РТ-Энерго» для энергоснабжения АО «ННПО имени М.В. Фрунзе» нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода на корпусе сервера ИВК. Дополнительно заводской номер 100 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПК от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПК приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
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 АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	Сервер/УСВ
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Мыза, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф. 601	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Dell EMC PowerEdge R640 УСВ-3 Рег. № 64242-16
2	ПС 110 кВ Мыза, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф. 612	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
3	ПС 110 кВ Мыза, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. 617	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
4	ПС 110 кВ Мыза, КРУН-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, ф. 631	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
5	КТП-8 6 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ 13-1-2 0,4 кВ	ТТИ-60 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 28139-07 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	КТП-7 6 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ 13-1-2 0,4 кВ	ТТИ-60 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 28139-07 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	Dell EMC PowerEdge R640 УСВ-3 Рег. № 64242-16
7	ТП-3 6 кВ Корпус 4, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 11	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМК-6-48 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 323-49 Фазы: АВС	ТЕ3000.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	
8	ТП-3 6 кВ Корпус 4, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 12	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМК-6-48 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 323-49 Фазы: АВС	ТЕ3000.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	
9	ТП-2 6 кВ Квазар, РУ-0,4кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ф. 13	ТТЕ-Р 88 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 73622-18 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
10	ТП-2 6 кВ Квазар, РУ-0,4кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ф. 14	ТТЕ-Р 88 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 73622-18 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
11	ВРУ-0,4 кВ ООО ВВИК, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 234 АРТМ-03 РВ.Г Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	КТП-5 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, РЩ-0,4 кВ	Т-0,66 М УЗ Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 36382-07 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	Dell EMC PowerEdge R640 УСВ-3 Рег. № 64242-16
13	ЦРП 6 кВ Кварц, РУ-6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 5	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	ТЕ3000.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	
14	ЦРП 6 кВ Кварц, РУ-6кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 8	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	ТЕ3000.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	
15	ЦРП 6 кВ Кварц, РУ-6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 17	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	ТЕ3000.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	
16	ЦРП 6 кВ Кварц, РУ-6кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 18	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	ТЕ3000.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	
17	РУ-0,4 кВ нежилого помеще- ния, ЩЭ №1 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	РУ-0,4 кВ нежилого помещения, ЩЭ №2 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07	Dell EMC PowerEdge R640 UCB-3 Рег. № 64242-16
19	РУ-0,4 кВ нежилого помещения, ЩЭ №3 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07	
20	РУ-0,4 кВ нежилого помещения, ЩЭ №4 0,4, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07	
21	ТП-2 6 кВ Кварц, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ ф. 18	ТТЕ-А Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	

П р и м е ч а н и я

- 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
- 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
- 3 Допускается замена УСВ на аналогичное 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, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-4	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,3	4,8
7, 8, 13-16	Активная	1,3	3,3
	Реактивная	2,5	5,7
5, 6, 9, 10, 12 21	Активная	1,0	3,2
	Реактивная	2,1	5,6
17-20	Активная	1,0	3,4
	Реактивная	2,0	6,4
11	Активная	1,0	3,3
	Реактивная	2,1	5,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с			5
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК № 11 для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	21
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК № 11 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК № 11 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера ИВК, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа Меркурий 234, ТЕ3000: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12), ПСЧ-4ТМ.05МК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчика типа Меркурий 230: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера ИВК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 165000 2 150000 2 140000 2 45000 24 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М, ПСЧ-4ТМ.05МК, ТЕ3000: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типов Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа Меркурий 230: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера ИВК: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 170 5 85 10 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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках.

- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.
- Защищенность применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
сервера.
- Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза 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 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	4
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	8
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-60	6
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ-А	3
Трансформаторы тока измерительные разъемные	ТТЕ-Р 88	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы напряжения измерительные, трехфазные, двухобмоточные, с масляным заполнением, стационарные, с номинальным напряжением 6000 и 3000 В	НТМК-6-48	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные - измерители ПКЭ	ТЕ3000	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	4
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	1
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	4
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	Dell EMC PowerEdge R640	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	68072726.411711.100.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «РТ-Энерго» для энергоснабжения АО «ННПО имени М.В. Фрунзе», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

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 «РТ-Энергоэффективность»
(ООО «РТ-Энерго»)
ИНН 7729663922
Юридический адрес: 115054, г. Москва, Стремянный пер., д. 11
Телефон: (499) 426-00-96
E-mail: info@rtenergy.ru
Web-сайт: www.rtenergy.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭСО-96» (ООО «ЭСО-96»)
ИНН 7718660052
Адрес: 115432, г. Москва, вн.тер.г. м. о. Даниловский, пр-д 2-й Кожуховский, д. 29, к. 5, помещ. 1/6
Телефон: (985) 822-71-17
E-mail: eso-96@inbox.ru

Испытательный центр

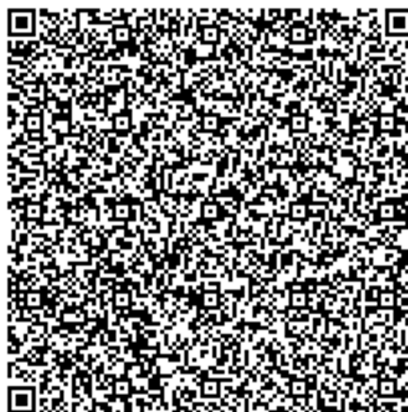
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» мая 2025 г. № 962

Регистрационный № 95496-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Сканеры лазерные трехмерные Персей-3D

Назначение средства измерений

Сканеры лазерные трехмерные Персей-3D (далее – сканеры) предназначены для измерений габаритных размеров по полученному в процессе сканирования массиву точек объектов.

Описание средства измерений

Принцип работы сканера заключается в автоматическом определении пространственного положения точек окружающих объектов и дальнейшем построении трёхмерной модели сканируемых окружающих объектов в виде облака точек.

Сканеры состоят из измерительного блока (лазерного датчика) на поворотной платформе и шкафа управления, соединённых кабелями передачи данных и электропитания. Измерительный блок представляет собой алюминиевый корпус, вмещающий импульсный лазерный дальномер, оптико-зеркальную поворотно-отклоняющую систему, электрический привод и датчик угла поворота. Данные с измерительного блока передаются в шкаф управления, где осуществляется их обработка и хранение.

Сканеры выпускаются одной модификации: GS-PERS3D-V16.

Пломбирование корпуса сканера от несанкционированного доступа не предусмотрено. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид маркировочной таблички сканера представлен на рисунке 1.

Общий вид сканеров приведен на рисунке 2. Заводской номер в виде буквенно-цифрового обозначения, наносится методом лазерной гравировки на маркировочную табличку.



Рисунок 1 – Общий вид маркировочной таблички сканеров

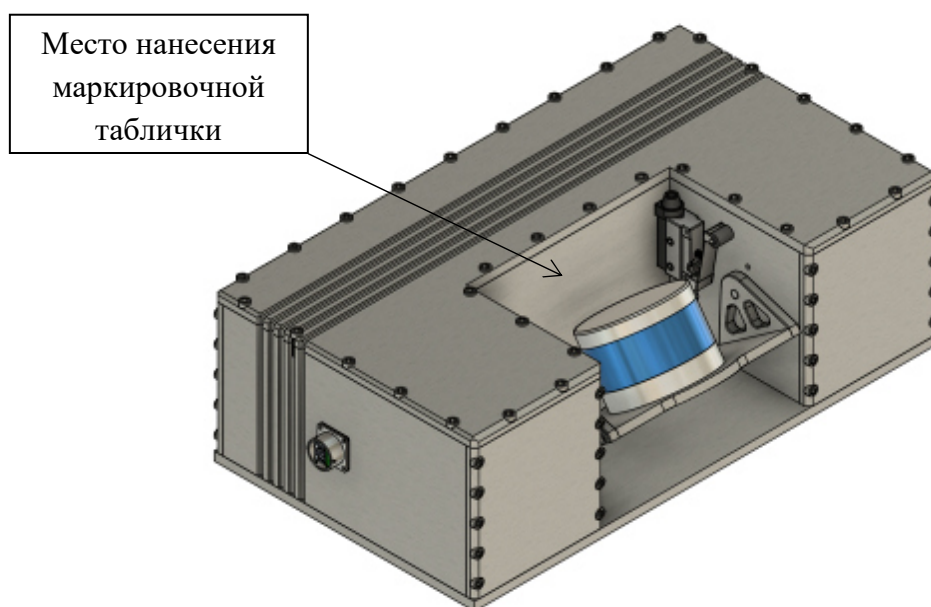


Рисунок 2 – Общий вид сканеров

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) «Персей-3D Сканер» представляет собой ПО для выполнения настроек систем, выполнения проверок и компенсаций.

ПО «Персей-3D Вычислитель» применяется для сбора, обработки и анализа измерительной информации.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Персей-3D Сканер	Персей-3D Вычислитель
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.0.6	1.0.2
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Программное обеспечение является неизменным. Средства для программирования или изменения метрологически значимых функций отсутствуют.

Защита программного обеспечения сканеров соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики сканеров представлены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Метрологические характеристики сканеров

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расстояния, м	От 1 до 18
Пределы допускаемой абсолютной погрешности определений координат точек, мм	±30

Таблица 3 – Технические характеристики сканеров

Наименование характеристики	Значение
Угловое поле сканирования, - в горизонтальной плоскости - в вертикальной плоскости	±60° ±45°
Количество лучей, шт.	16
Длина волны излучения	905 нм
Класс опасности лазера по ГОСТ 31581-2012	1
Скорость измерения, точек/сек	300 000
Максимальный диапазон измерений габаритных размеров объекта сканирования, мм - длина - ширина - высота	от 3000 до 9000 от 2000 до 3000 от 1500 до 4000
Развертка лазера	140°
Угловая разрешающая способность	0,67° - 1,34°
Угловое разрешение при повороте платформы	0,072°
Скорость поворота, °/с, не более	200
Кол-во точек измерения в зоне объекта сканирования	от 80 000 до 150 000
Шкаф управления сканера: - напряжение, В - частота питания, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50 ±1
Потребляемая мощность, Вт	110
Потребляемая мощность с обогревом, Вт	300
Габаритные размеры сканера, мм, не более - длина - ширина - высота	550 310 175
Габаритные размеры шкафа управления, мм, не более - длина - ширина - высота	600 400 210
Масса сканера, кг, не более	17
Масса шкафа управления, кг, не более	20

Таблица 4 – Условия эксплуатации систем

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающей среды, °С	от -45 до +50
Относительная влажность, %, без конденсата	до 99

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации сканеров лазерных трехмерных Персей-3D типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Сканер лазерный трехмерный Персей-3D	-	1 шт
Паспорт	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Разделе № 5 «Процесс измерения» документа «Сканеры лазерные трехмерные Персей-3D. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 01.07.24-001-41906712-2023 «Семейство лазерных трехмерных сканеров «Персей-3D». Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ГОРОДСКИЕ СЕРВИСЫ»
(ООО «ГОРОДСКИЕ СЕРВИСЫ»)

ИНН 7707366877

Юридический адрес: 121151, г. Москва, ул. Раевского, д. 4, стр. 1а, эт. 3, помещ. 1

Тел.: +7 (499) 719-79-79

Web-сайт: www.urbanservices.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ГОРОДСКИЕ СЕРВИСЫ»
(ООО «ГОРОДСКИЕ СЕРВИСЫ»)

ИНН 7707366877

Адрес: 121151, г. Москва, ул. Раевского, д. 4, стр. 1а, эт. 3, помещ. 1

Тел.: +7 (499) 719-79-79

Web-сайт: www.urbanservices.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии - Ростест» (ФБУ «НИЦ ПМ - Ростест»)

Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

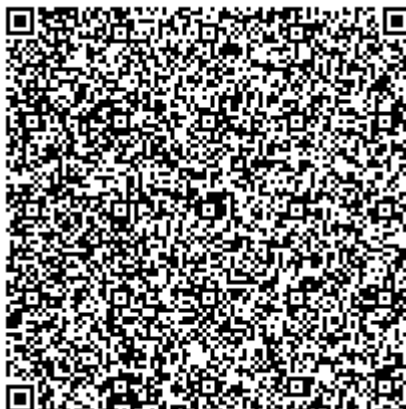
Адрес места осуществления деятельности: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 544-00-00

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» мая 2025 г. № 962

Регистрационный № 95482-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ПНС № 2 Среднебалькского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ПНС № 2 Среднебалькского месторождения (далее – СИКНС) предназначена для измерений массы нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на прямом методе динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси, с помощью счётчиков-расходомеров массовых. Выходные сигналы измерительных преобразователей счётчиков-расходомеров поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу нефтегазоводяной смеси по реализованному в нем алгоритму.

Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты. Система представляет собой единственный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта. В состав СИКНС входят:

- 1) блок измерительных линий (БИЛ);
- 2) блок измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенный для измерения параметров нефтегазоводяной смеси;
- 3) система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.

Состав СИКНС с измерительными компонентами представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF300	БИЛ	13425-01 13425-06 45115-10
Преобразователи давления измерительные 40 мод. 40.4385	БИЛ	19422-03
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 мод. 902820/10	БИЛ	32460-06
Влагомеры сырой нефти ВСН-2 мод. ВСН-2-50-100	БИК	24604-12
Счетчики нефти турбинные МИГ мод. МИГ-32Ш	БИК	26776-08
Комплексы измерительно-вычислительные МикроТЭК	СОИ	24063-06
Примечание – В состав СИКНС входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утверждённых типов. Кроме того, в состав блока измерений показателей качества нефти входит расходомер.		

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- прямые динамические измерения массы нефтегазоводяной смеси по каждой измерительной линии;
- отбор объединенной пробы в соответствии с ГОСТ 2517-2012;
- проверку счётчиков-расходомеров массовых на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
- контроль метрологических характеристик счётчиков-расходомеров массовых без нарушения режима непрерывности процесса измерения с возможностью автоматического формирования и печати протоколов контроля метрологических характеристик;
- определение массы нефтегазоводяной смеси по СИКНС в целом.

Место расположения СИКНС, заводской номер 01: ПНС № 2 Среднебалыкского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз». Пломбирование средств измерений, находящихся в составе СИКНС осуществляется согласно требований одного из следующих документов: описание типа средства измерений, методика поверки средства измерений, инструкция по эксплуатации СИКНС или МИ 3002-2006. Заводской номер нанесён ударным способом в виде цифрового обозначения на информационной табличке установленной на стене блок-бокса СИКНС. Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Общий вид СИКНС представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКНС

Программное обеспечение

Система имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в измерительно-вычислительном комплексе (ИВК) и в автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора. Метрологические характеристики СИКН нормированы с учётом влияния программного обеспечения на результаты измерений.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИВК	АРМ
Идентификационное наименование ПО	УЗЕЛ УЧЕТА НЕФТИ ГАЗА И ВОДЫ	view.exe
Номер версии ПО	v.22.07.02	1412.0466.0306.0047

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон массового расхода, т/ч	от 27 до 544
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	3 (2 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление в измерительной линии, МПа	от +20 до +75 от 0,5 до 4,0
– плотность обезвоженной дегазированной нефти при температуре 20 °С, кг/м ³ – плотность пластовой воды при температуре 20 °С, кг/м ³ – объёмная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, не более – плотность газа, приведённая к стандартным условиям, кг/м ³ – объёмная доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, м ³ /м ³ , не более – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более – массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³ , не более	от 830 до 905 от 1001 до 1020 90 от 0,7 до 1,4 20 0,1 900
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С – для первичных преобразователей – СОИ (ИБК и АРМ оператора)	от +5 до +35 от +18 до +25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, экз.
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ПНС № 2 Среднебалькского месторождения	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1850/2024 Инструкция. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества параметров нефти в нефтегазоводяной смеси (СИКНС) на ПНС № 2 с УПСВ Среднебалькского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», аттестованном ФБУ «Тюменский ЦСМ», свидетельство об аттестации 1850/01.00248-2014/2024 от 21.10.2024 г.

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 6.2.1);

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

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Юганскнефтегаз»
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)

ИНН 8604035473

Юридический адрес: 628301, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра,
г.о. Нефтеюганск, г. Нефтеюганск, ул. Ленина, стр. 26

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-Производственное предприятие
ОЗНА-Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)

ИНН 0278096217

Адрес: 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Менделеева, д. 205А, эт. 1, оф. 19

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях,
Ханты-Мансийском автономном округе - Югре, Ямало-Ненецком автономном округе»
(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

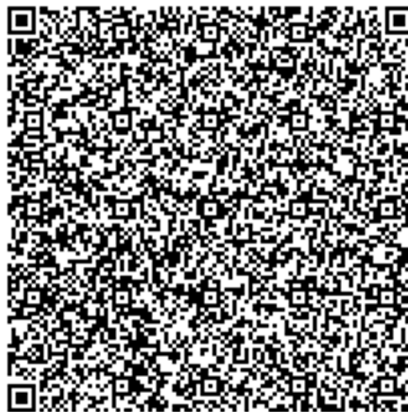
Адрес: 625027, Тюменская обл., г.о. город Тюмень, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 500-532

E-mail: info@csм72.ru

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311495.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» мая 2025 г. № 962

Регистрационный № 95483-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на объекте УПСВ-1 ПНС № 4 с УПСВ Мало-Балыкского месторождения ЦППН-9

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на объекте УПСВ-1 ПНС № 4 с УПСВ Мало-Балыкского месторождения ЦППН-9 (далее – СИКНС) предназначена для измерений массы нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на прямом методе динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси, с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные сигналы измерительных преобразователей счетчиков-расходомеров поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу нефтегазоводяной смеси и массу нетто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты. Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта. В состав СИКНС входят:

- 1) блок измерительных линий (БИЛ);
- 2) блок измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенный для измерения параметров нефтегазоводяной смеси;
- 3) система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.

Состав СИКНС с измерительными компонентами представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF400	БИЛ	13425-06
Преобразователи давления измерительные 3051	БИЛ, БИК	14061-04
Преобразователи измерительные 644	БИЛ, БИК	14683-04
Термопреобразователи сопротивления платиновые мод. 65	БИЛ, БИК	22257-05
Влагомеры сырой нефти ВСН-2	БИК	24604-12
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	БИК	15644-06
Счетчики нефти турбинные МИГ	БИК	26776-08
Комплексы измерительно-вычислительные МикроТЭК	СОИ	24063-06
Примечание – В состав СИКНС входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утверждённых типов. Кроме того, в состав блока измерений показателей качества нефти входит расходомер.		

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- прямые динамические измерения массы нефтегазоводяной смеси по каждой измерительной линии;
- отбор объединенной пробы в соответствии с ГОСТ 2517-2012;
- контроль метрологических характеристик средств измерений без нарушения режима непрерывности процесса измерения с возможностью автоматического формирования и печати протоколов контроля метрологических характеристик;
- определение массы нефтегазоводяной смеси по СИКНС в целом;
- косвенные измерения массы нетто нефти по СИКНС в целом.

СИКНС может вести измерение массы одновременно с применением трёх измерительных линий.

Место расположения СИКНС, заводской номер 196/2007: УПСВ-1 ПНС № 4 с УПСВ Мало-Балыкского месторождения ЦППН-9. Пломбирование средств измерений, находящихся в составе СИКНС осуществляется согласно требований их описаний типа или МИ 3002-2006. Заводской номер в виде цифрового обозначения указан на информационной табличке установленной на стене блок-бокса СИКНС методом ударной маркировки. Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Общий вид СИКНС представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКНС

Программное обеспечение

Система имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в измерительно-вычислительном комплексе (ИВК) и в автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора. Метрологические характеристики СИКНС нормированы с учётом влияния программного обеспечения на результаты измерений.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИВК	АРМ
Идентификационное наименование ПО	УЗЕЛ УЧЕТА НЕФТИ ГАЗА И ВОДЫ	view.exe
Номер версии ПО	2.1.0091214	0586.0207.0139.0031

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон массового расхода, т/ч	от 27 до 1090
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$

Продолжение таблицы 3

1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе измеряемой среды, %, при содержании объемной доли воды в измеряемой среде, %: – при определении массовой доли воды в лаборатории: от 0 до 5 включ. св. 5 до 15 включ. св. 15 до 20 включ.	$\pm 1,0$ $\pm(0,15 \varphi^* + 0,25)$ $\pm(0,075 \varphi^* + 1,375)$
– при использовании влагомера сырой нефти: св. 7 до 15 включ. св. 15 до 35 включ. св. 35 до 55 включ. св. 55 до 65 включ. св. 65 до 70 включ. св. 70 до 85 включ.	$\pm(0,15 \varphi^* + 0,25)$ $\pm(0,075 \varphi^* + 1,375)$ $\pm(0,15 \varphi^* - 1,25)$ $\pm(0,3 \varphi^* - 9,5)$ ± 10 ± 20
Примечания 1 Расход по одной измерительной линии не превышает 500 т/ч. 2 φ – значение объемной доли воды в измеряемой среде, %.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	3 (2 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление в измерительной линии, МПа – плотность обезвоженной дегазированной нефти при температуре 20 °С, кг/м ³ – плотность пластовой воды при температуре 20 °С, кг/м ³ – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, не более – плотность газа, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³ – объемная доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, м ³ /м ³ – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более – массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³ , не более	от +20 до +50 от 0,3 до 4,0 от 830 до 905 от 1001 до 1020 85,0 от 0,7 до 1,4 от 0,1 до 20 0,1 900
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С – для первичных преобразователей – СОИ (ИБК и АРМ оператора)	от +5 до +35 от +18 до +25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, экз./шт
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на объекте УПСВ-1 ПНС № 4 с УПСВ Мало-Балыкского месторождения ЦППН-9	—	1
Инструкции по эксплуатации	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1781/2023 «Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти в нефтегазоводяной смеси (СИКНС) на ПНС № 4 УПСВ Мало-Балыкского месторождения УПСВ-1 ООО «РН-Юганскнефтегаз», аттестованном ФБУ «Тюменский ЦСМ», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1781/01.00248-2014/2023 от 17 октября 2023 г.

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 6.2.1);

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

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Юганскнефтегаз»
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)
ИНН 8604035473
Юридический адрес: 628301, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г.о. Нефтеюганск, г. Нефтеюганск, ул. Ленина, стр. 26

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»
(ООО «ИМС Индастриз»)
ИНН 7736545870
Адрес: 142703, Московская обл., г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, стр. 10, ком. 611

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе - Югре, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

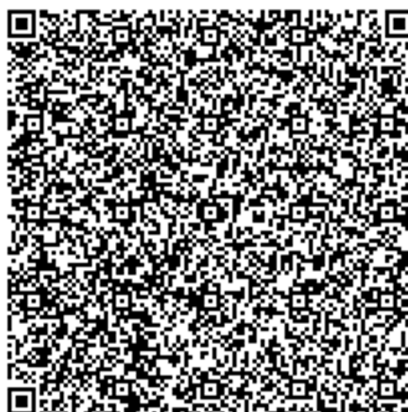
Адрес: 625027, Тюменская обл., г.о. город Тюмень, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 500-532

E-mail: info@csm72.ru

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311495.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» мая 2025 г. № 962

Регистрационный № 95484-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Ваттметры и варметры KLY

Назначение средства измерений

Ваттметры и варметры KLY (далее – приборы) предназначены для измерений активной и реактивной электрической мощности прямого и (или) обратного направления в однофазных или трехфазных цепях переменного тока в диапазоне частот от 45 до 65 Гц при равномерной и неравномерной нагрузке фаз.

Описание средства измерений

Принцип действия приборов основан на измерении напряжения и силы переменного тока контролируемой цепи и их преобразовании в электрический сигнал, отображаемый на шкале прибора.

Конструктивно приборы состоят из электронной измерительной части, преобразующей электрическую мощность в сигнал переменного тока, и стрелочного индикатора, размещенных в одном корпусе.

Приборы выпускаются в модификациях, отличающихся метрологическими и техническими характеристиками, а также габаритными размерами.

KLY	-	-	()	¹⁾ - ^{0 2)} -	-	-	-	-	-	-	-	Степень защиты IP (в соответствии с ГОСТ 14254-2015) ³⁾: IP52 – для приборов морского исполнения; IP54 – для приборов общепромышленного исполнения Наличие индикационной отметки на шкале прибора ³⁾: ☐ – отсутствует; Rxx – присутствует («xx» – обозначение места отметки) Наличие дополнительного красного указателя ³⁾: ☐ – отсутствует; RP – присутствует. Вид исполнения ³⁾: ☐ – общепромышленное; SC – морское Вид шкалы ³⁾: ☐ – дуговая шкала с углом 90°; G – круговая шкала с углом дуги 250 °
												Значение силы переменного тока
												Номинальное значение входного среднеквадратического линейного/фазного напряжения
												Верхняя граница диапазона измерений
												Нижняя граница диапазона измерений
												Тип подключения: 1b – однофазное; 3b – трехфазное трехпроводное со сбалансированной нагрузкой; 3u – трехфазное трехпроводное с несбалансированной нагрузкой; 4b – трехфазное четырехпроводное со сбалансированной нагрузкой; 4u – трехфазное четырехпроводное с несбалансированной нагрузкой
												Габаритные размеры прибора: 72 – 72×72 мм; 96 – 96×96 мм; 120 – 120×120 мм; 144 – 144×144 мм
												Обозначение вида прибора: W – ваттметр; Var – варметр
Наименование типа прибора												

Примечания:

¹⁾ при указании отрицательного значения нижней границы диапазона измерений активной (реактивной) электрической мощности символ заключается в скобки;

²⁾ указывается только в случае измерения приборами активной (реактивной) электрической мощности и в прямом, и в обратном направлении;

3) данный символ на маркировочной табличке отсутствует, указывается в паспорте и используется при заказе.

Рисунок 1 – Структура условного обозначения модификаций приборов

Серийный номер наносится любым технологическим способом на верхнюю поверхность прибора в виде буквенно-цифрового кода.

Общий вид приборов с указанием места нанесения серийного номера представлен на рисунке 2. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – конструктивный: конструкция приборов не предполагает доступа к органам настройки и регулировки. Нанесение знака поверки на приборы не предусмотрено.



Рисунок 2 – Общий вид приборов с указанием места нанесения серийного номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерения активной электрической мощности, МВт ¹⁾	от -6 до 6
Пределы допускаемой приведенной (к диапазону измерений) погрешности измерений активной электрической мощности, %	±1,5
Диапазон измерения реактивной электрической мощности, Мвар ¹⁾	от -5 до 5
Пределы допускаемой приведенной (к диапазону измерений) погрешности измерений реактивной электрической мощности, %	±1,5
Диапазон входных значений силы переменного тока, А	от 0,01 до 6,00
Диапазон входных среднеквадратических значений напряжения переменного тока, В	от 0,01 до 440,00
Диапазон частоты входных значений переменного напряжения и силы переменного тока, Гц	от 45 до 65
Примечание: ¹⁾ приведен максимально возможный диапазон измерений; конкретный диапазон измерений указан на корпусе прибора.	

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (глубина×высота×ширина), мм, не более	118×149×149
Масса, кг, не более	0,8
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды, °С	от -25 до +55
– относительная влажность, %	от 40 до 98

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	85000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Ваттметр или варметр	KLY	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Работа устройства» документа «Варметр, ваттметр KLY. Паспорт».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 23 июля 2021 г. № 1436 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»;

DVK.KLY-W.SP «Ваттметры и варметры KLY. Стандарт предприятия».

Правообладатель

Shanghai Complee Instrument Co., Ltd., Китай

Адрес юридического лица: 201614, No.790 Pengfeng Road, Technology Zone, Songjiang, Shanghai, China

Изготовитель

Shanghai Complee Instrument Co., Ltd., Китай

Адрес: 201614, No.790 Pengfeng Road, Technology Zone, Songjiang, Shanghai, China

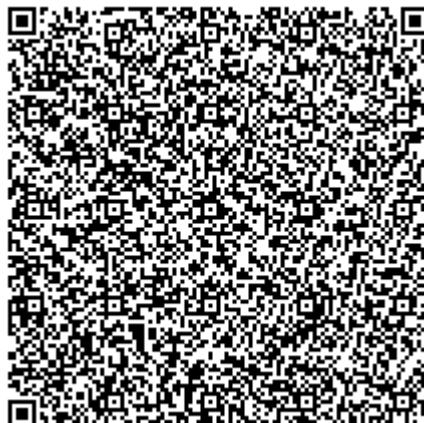
Испытательный центр

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

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

Адрес места осуществления деятельности: 117405, г. Москва, ул. Дорожная, д. 60, помещ. № 1 (ком. №№ 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17), помещ. № 2 (ком. № 15)

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» мая 2025 г. № 962

Регистрационный № 95485-25

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВСП-30000

Назначение средства измерений

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВСП-30000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объёма нефти и нефтепродуктов при приёме, хранении и отпуске.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью или нефтепродуктом до определённого уровня, соответствующего заданному значению объёма.

Резервуары представляют собой стальную вертикальную конструкцию, состоящую из цилиндрической стенки, днища, понтона и крыши.

Резервуары оборудованы смотровыми площадками с лестницей и ограждениями.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приёмо-раздаточные устройства.

Резервуары с заводскими номерами 29, 30, 31, 32 расположены на территории ПП «Грушовая» ПК «Шесхарис» по адресу: 353916, Россия, Краснодарский край, г. Новороссийск, Грушовая Балка.

Заводские номера в виде цифрового кода нанесены методом аэрографии непосредственно на резервуары.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на резервуары не предусмотрено.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РВСП-30000

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	30000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (геометрический метод), %	± 0,1

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -40 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 типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический	РВСП-30000	1 шт.
Паспорт на резервуар	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

ФР.1.29.2021.40082 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах»

ФР.1.29.2021.40085 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы»
(АО «Черномортранснефть»)

ИНН 2315072242

Юридический адрес: 353911, Краснодарский край, г.о. город Новороссийск,
г. Новороссийск, ш. Сухумское, д. 85, к. 1

Изготовитель

Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы»
(АО «Черномортранснефть»)
ИНН 2315072242

Адрес: 353911, Краснодарский край, г.о. город Новороссийск, г. Новороссийск,
ш. Сухумское, д. 85, к. 1

Тел.: +7 (8617) 729-222

Испытательный центр

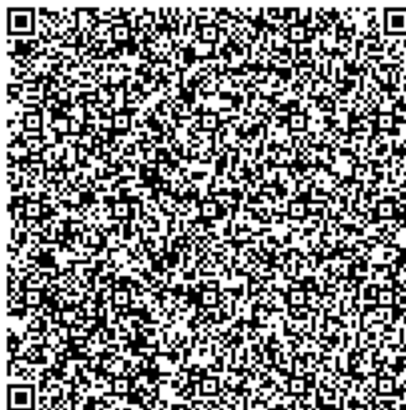
Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)
ИНН 7723107453

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2

Телефон: +7 (495) 950-87-00

E-mail: TAM@transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» мая 2025 г. № 962

Регистрационный № 95486-25

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВСП-20000

Назначение средства измерений

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВСП-20000 (далее – резервуар) предназначен для измерения объёма нефтепродуктов при приёме, хранении и отпуске.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтепродуктами до определённого уровня, соответствующего заданному значению объёма.

Резервуар представляет собой стальную вертикальную конструкцию, состоящую из цилиндрической стенки, днища, понтона и крыши.

Резервуар оборудован смотровой площадкой с лестницей и ограждениями.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приёмо-раздаточные устройства.

Резервуар с заводским номером 14 расположен по адресу: 188910, Ленинградская область, Выборгский район, проезд Портовый (Приморская тер.), д. 7, нефтебаза № 2 (нефтепродукты).

Заводской номер нанесен методом аэрографии непосредственно на резервуар.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на резервуар не предусмотрено.

Общий вид резервуара представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВСП-20000

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

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

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -40 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 типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

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

Сведения о методиках (методах) измерений

ФР.1.29.2021.40085 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах»

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть – Порт Приморск»
(ООО «Транснефть – Порт Приморск»)
ИНН 4704045809
Юридический адрес: 188910, Ленинградская обл., Выборгский р-н, пр-д Портовый (Приморская тер.), д. 7

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть – Порт Приморск»
(ООО «Транснефть – Порт Приморск»)

ИНН 4704045809

Адрес: 188910, Ленинградская обл., Выборгский р-н, пр-д Портовый (Приморская тер.),
д. 7

Телефон: (81378) 78-778

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)

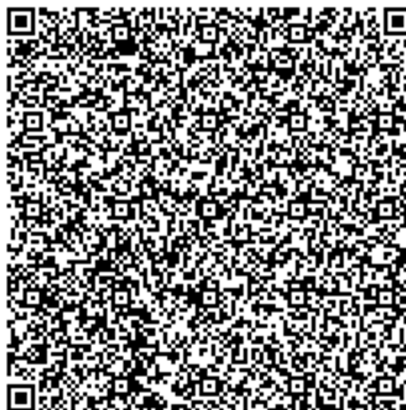
ИНН 7723107453

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2

Телефон: +7 (495) 950-87-00

E-mail: TAM@transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» мая 2025 г. № 962

Регистрационный № 95487-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи измерительные постоянного тока и напряжения Е3856ЭЛ

Назначение средства измерений

Преобразователи измерительные постоянного тока и напряжения Е3856ЭЛ (далее по тексту – преобразователи) предназначены для преобразования силы тока, напряжения, мощности в электрических цепях постоянного тока в унифицированный аналоговый сигнал и передачи по последовательному цифровому интерфейсу RS-485.

Описание средства измерений

Преобразователи предназначены для непрерывной работы в составе автоматизированных информационно-измерительных систем.

Преобразователи относятся к классу цифровых микропроцессорных программируемых измерительно-вычислительных преобразователей, реализующих принцип аналого-цифрового преобразования входных величин с последующей математической и алгоритмической обработкой измеренных/преобразованных величин. Полученные результаты, включая результаты измерений/преобразования, отображаются на дисплее преобразователя (при его наличии) и передаются через коммуникационные интерфейсы.

Конструкция клемм обеспечивает надежное механическое крепление и электрический контакт подключаемых проводов.

Цепи питания гальванически изолированы от других цепей преобразователя и корпуса.

Преобразователи являются многоканальными и имеют исполнения по входным сигналам, диапазонам измерений, количеству каналов, напряжению питания, наличию дополнительного интерфейса, дискретным и аналоговым выходам, наличию дисплея. При необходимости возможен заказ специального исполнения преобразователя.

Информация об исполнениях преобразователей содержится в коде полного условного обозначения:

Е3856ЭЛ – а1, а2, а3 – b – c – d – e – f – g,

где а1, а2, а3 – условное обозначение диапазонов измерений;

b – условное обозначение напряжения питания;

c – условное обозначение наличия дополнительного интерфейса RS-485;

d – условное обозначение количества аналоговых выходов и диапазонов изменений аналоговых выходов;

e – условное обозначение дискретных выходов;

f – условное обозначение наличия дисплея;

g – специальное исполнение.

Преобразователи имеют единый конструктив: ударопрочный, пылезащищенный, пластмассовый корпус с креплением на DIN-рейку.

Преобразователи работоспособны при установке в любом положении.

Преобразователи не имеют подвижных частей и являются виброустойчивыми и вибростойкими.

Доступ к внутренним частям преобразователей возможен только с нарушением пломб/этикеток.

Преобразователи являются восстанавливаемыми, ремонтируемыми изделиями методом печати.

Общий вид преобразователей показан на рисунках 1 и 2.

Заводские номера наносятся в цифровом формате на лицевой панели преобразователей с помощью УФ-печати, как показано на рисунке 1.

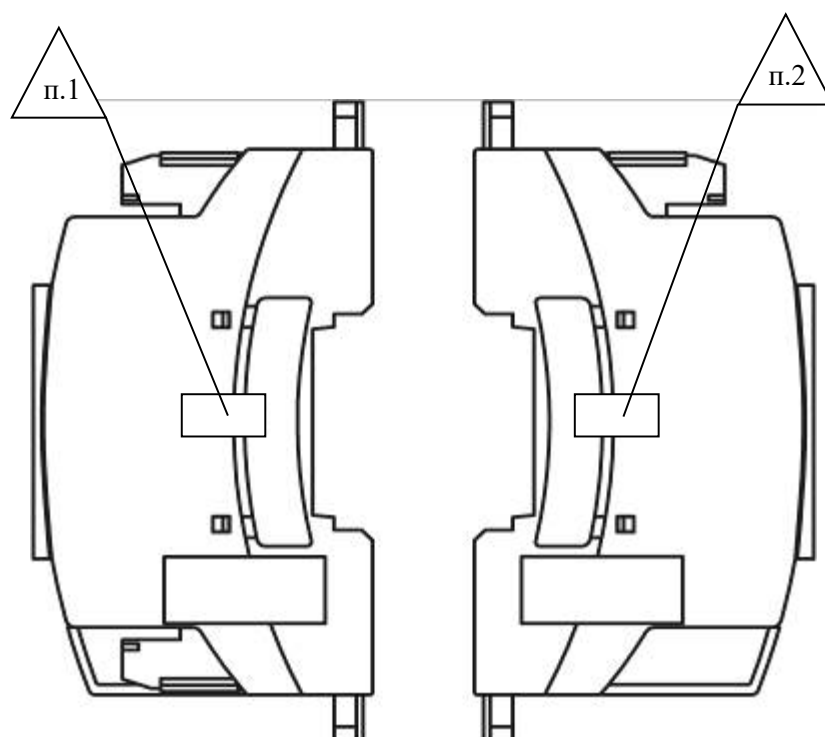
Места нанесения знака поверки и клейма ОТК с помощью пломбы-наклейки (разрушающейся полиэфирной пленки) с оттиском показаны на рисунке 3.



Рисунок 1 – Общий вид преобразователей E3856ЭЛ с указанием мест нанесения заводского (серийного) номера и знака утверждения типа



Рисунок 2 – Вид крепления преобразователей на DIN-рейку



- п. 1 – место нанесения клейма ОТК
п. 2 – место нанесения знака поверки

Рисунок 3 – Места нанесения знака поверки и клейма ОТК

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) преобразователей является встроенным и обеспечивает функционирование прибора, включая измерение и вычисление метрологических величин, прием и передачу данных, отображение данных на лицевой панели преобразователя.

Встраиваемое программное обеспечение преобразователей защищено от изменения.

При проведении санкционированных регламентных работ, программируется диапазон показаний и, при необходимости, проводится калибровка (формируются калибровочные коэффициенты). При изменении диапазона показаний производится отметка в паспорте, которая содержит установленный диапазон показаний, дату и подпись ответственного исполнителя. Изменение диапазона показаний или проведение калибровочных работ не ведет к изменению контрольной суммы ВПО.

Сервисное ПО Конфигуратор обеспечивает (в случае необходимости) перенастройку параметров подключения, параметров индикации, изменение диапазона показаний, задание параметров аналоговых/дискретных выходов, настройки связи и индикации параметров на дисплее (в зависимости от исполнения преобразователя).

Сведения об идентификационных данных программного обеспечения (ПО) представлены в таблицах 1, 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные внешнего программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование программного обеспечения	Сервисное ПО Конфигуратор
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже v.1.3.6
Цифровой идентификатор ПО	-
Другие идентификационные данные	-

Таблица 2 – Идентификационные данные встроенного программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование программного обеспечения	E3856.elr
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже v.1.0
Цифровой идентификатор ПО	5be74413b1b97f1fca3cd4f3fdf981f4
Другие идентификационные данные	-

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон номинальных значений входного сигнала:	
- по напряжению, В	от $\pm 0,06$ до $\pm 750,00$ от 2 до 10
- по току, мА	от ± 1 до ± 2000 , от 4 до 20
- по мощности, Вт	от $\pm 6 \cdot 10^{-4}$ до ± 1500
Диапазон измерений входного сигнала:	
- по напряжению	от 0 до $\pm 1,2 \cdot U_{ном}^{1)}$
- по току	от 0 до $\pm 1,2 \cdot I_{ном}^{2)}$
- по мощности	от 0 до $\pm 1,2 \cdot P_{ном}^{3)}$
Диапазон изменения выходного аналогового сигнала, мА ⁴⁾⁵⁾	от 0 до 5 (5) от 4 до 20 (20) от 0 до 20 (20) от 0 до 2,5 до 5 (5) от 4 до 12 до 20 (20) от 0 до 10 до 20 (20)
Пределы допускаемой основной приведенной (к номинальному значению) погрешности измерений, %:	
- по напряжению и силе постоянного тока	$\pm 0,2$
- по мощности	$\pm 0,5$
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности преобразования входного сигнала в выходной аналоговый сигнал, %	$\pm 0,5$

Окончание таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности, вызванной отклонением температуры окружающего воздуха на каждые ± 10 °С от нормальных условий ⁶⁾ , %: - по напряжению и силе постоянного тока - по мощности	$\pm 0,1$ $\pm 0,25$
Пределы допускаемой дополнительной погрешности, вызванной отклонением влажности воздуха от нормальных условий ⁷⁾ , %: - по напряжению и силе постоянного тока - по мощности	$\pm 0,1$ $\pm 0,25$
¹⁾ $U_{ном}$ – номинальное значение входного сигнала по напряжению; ²⁾ $I_{ном}$ – номинальное значение входного сигнала по току; ³⁾ $P_{ном}$ – номинальное значение входного сигнала по мощности (где $P_{ном} = U_{ном} \times I_{ном}$). ⁴⁾ В скобках приведено нормирующее значение выходного аналогового сигнала. ⁵⁾ Диапазон изменений выходного аналогового сигнала может быть перепрограммирован при помощи программы-конфигуратора. ⁶⁾ Диапазон значений влияющей температуры: от -40 °С до +15 °С (не включ.); свыше +25 °С до +70 °С. ⁷⁾ Диапазон значений влияющей величины: св. 80 % до 98 % (при температуре +35 °С).	

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания ¹⁾ : - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц - напряжение постоянного тока, В	от 80 до 305
	от 47,5 до 52,5
	от 100 до 430
	от 9 до 18 от 18 до 36
Мощность, потребляемая по цепи питания, В·А, не более ²⁾	10
Габаритные размеры (длина×высота×глубина), мм, не более ³⁾	110×93×57
Масса, кг, не более	0,4
Нормальные условия применения: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа (мм. рт. ст.)	от +15 до +25 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7 (от 630 до 795)
Рабочие условия применения: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха при +35 °С, % - атмосферное давление, кПа (мм. рт. ст.)	от -40 до +70 98 от 70,0 до 106,7 (от 525 до 795)
Средний срок службы, лет	20
Средняя наработка на отказ, ч	200 000

Окончание таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
¹⁾ Зависит от исполнения преобразователя. ²⁾ Значение мощности приведено для преобразователя с максимальным количеством опций. ³⁾ Габаритные размеры приведены без учета выдвинутого крепежа. Примечания: 1) Преобразователи соответствуют требованиям безопасности по ГОСТ 22261-94, ГОСТ ИЕС 61010-1-2014, включая безопасность обслуживающего персонала в части защиты от поражения электрическим током, опасной температуры, воспламенения. 2) По пожарной безопасности преобразователи соответствуют ГОСТ 12.1.004-91.	

Знак утверждения типа

наносится в верхней части лицевой панели преобразователя и в паспорт преобразователя с помощью типографской печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь измерительный постоянного тока и напряжения (исполнение – по заказу)	Е3856ЭЛ	1 шт.
Комплект монтажных частей	—	1 шт.
Паспорт	ОПЧ.468.728	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ОПЧ.140.367 РЭ	1 экз. ¹⁾
Примечание – ¹⁾ допускается один экземпляр на партию до 10 шт.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации ОПЧ.140.367 РЭ «Преобразователи измерительные постоянного тока и напряжения Е3856ЭЛ. Руководство по эксплуатации» раздел 3 «Использование по назначению».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам измерений

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

ГОСТ 14014-91 «Приборы и преобразователи измерительные цифровые напряжения, тока, сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний»;

ГОСТ Р МЭК 60688-2015 «Преобразователи электрические измерительные для преобразования электрических параметров переменного и постоянного тока в аналоговые и цифровые сигналы»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 июля 2021 г. № 1436 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»;

ТУ 26.51.43-258-05763903-2024 Преобразователи измерительные постоянного тока и напряжения Е3856ЭЛ. Технические условия.

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Электроприбор» (ОАО «Электроприбор»)
ИНН 2128002051

Юридический адрес: 428020, Чувашская Республика – Чувашия, г. Чебоксары,
пр-кт И.Я. Яковлева, д. 3

Телефон (факс): 8 (8352) 39-99-12; 8 (8352) 55-50-02

Web-сайт: www.elpribor.ru

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Электроприбор» (ОАО «Электроприбор»)
ИНН 2128002051

Адрес: 428020, Чувашская Республика – Чувашия, г. Чебоксары, пр-кт И.Я. Яковлева,
д. 3

Телефон (факс): 8 (8352) 39-99-12; 8 (8352) 55-50-02

Web-сайт: www.elpribor.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр
промышленной метрологии - РОСТЕСТ» (ФБУ «НИЦ ПМ - РОСТЕСТ»)

Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Адрес места осуществления деятельности: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон (факс): 8 (495) 544-00-00

E-mail: info.ozrn@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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

