УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» октября 2023 г. № 2095

Регистрационный № 90097-23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры-счетчики жидкости и газа ТРС

Назначение средства измерений

Расходомеры-счетчики жидкости и газа ТРС (далее – расходомеры-счетчики) предназначены для измерений объемного расхода и объема жидкостей и газов.

Описание средства измерений

Принцип действия расходомеров-счетчиков основан преобразовании движения потока измеряемой среды во вращение аксиальной турбины. Скорость вращения турбины пропорциональна расходу измеряемой среды, а количество оборотов, умноженное на коэффициент преобразования, объему измеряемой среды.

Расходомеры-счетчики состоят из первичного преобразователя расхода (ППР) и вторичного преобразователя.

ППР представляет собой корпус, в проточной части которого установлена турбина, свободно вращающаяся в подшипниках корпуса под действием проходящего потока. При вращении турбины с помощью датчика, располагаемого перпендикулярно оси вращения турбины, по изменению магнитной проводимости в осевом направлении датчика формируются импульсы, частота которых прямо пропорциональна скорости вращения турбины. ППР расходомеров-счетчиков отличаются диаметром условного прохода (номинальным размером).

В качестве вторичного преобразователя применяются контроллеры РСК-2 или РСК-4 (ВП) или датчик формирования импульсов (ДИ).

ВП представляют собой микропроцессорное устройство (вычислитель), в котором производится вычисление объемного расхода и объема жидкости или газа. В РСК-4 реализованы дополнительные функции по вычислению массового расхода и массы жидкости, объема и объемного расхода жидкости и газа, приведенного к стандартным условиям, а также автоматическая коррекция в зависимости от вязкости и температуры измеряемой жидкости. Результаты измерений отображаются на дисплее ВП.

Расходомеры-счетчики с ДИ не имеет дисплея. В этом случае выходной частотно-импульсный сигнал, пропорциональный измеренному расходу, снимается непосредственно с ДИ, установленного на ППР, коэффициент преобразования указывается в паспорте прибора.

РСК-4 могут крепиться на стене или устанавливаться в щит и имеют входы для подключения датчиков температуры, давления и наличия среды.

Структурная схема обозначения расходомеров-счетчиков в других документах и при заказе:

Расходомер-счетчик ТРС-X_1-X_2-X_3-X_4-X_5 по ТУ 4213-001-10437711-2022,

где X_1 – вид измеряемой среды: А – газ; Р – жидкость;

X_2 – условный проход (номинальный размер) ППР по ГОСТ 28338-89 от DN 10 до DN 100, (от 10 до 100 мм);

X_3 – условное обозначение максимального давления измеряемой среды 010, 016, 025, 063, 160, 250 (1,0 МПа, 1,6 МПа, 2,5 МПа, 6,3 МПа, 16 МПа, 25 МПа);

X_4 – присоединение к процессу: 1 – фланцевое; 2 – резьбовое;

X_5 – исполнение вторичного преобразователя: 1 – ВП РСК-4; 2 – ВП РСК-2; 3 – ДИ;

Пример условного обозначения преобразователя при заказе:

Расходомер-счетчик ТРС-Р-50-016-1-3 по ТУ 4213-001-10437711-2022

(Расходомер-счетчик ТРС для измерений объема и объемного расхода жидкостей с условным проходом ППР DN 50 (50 мм), максимальным давлением измеряемой среды до 1,6 МПа, фланцевый, с ДИ по ТУ 4213-001-10437711-2022).

Общий вид расходомеров-счетчиков представлен на рисунке 1.

а) расходомер-счетчик с ВП РСК-4

б) расходомер-счетчик с ВП РСК-2

в) расходомер-счетчик с ДИ

Рисунок 1 – Общий вид расходомеров-счетчиков

Защита от несанкционированного доступа осуществляется пломбированием путем установки пломб. Пломбирование ограничивает доступ к внутренним элементам конструкции средства измерений. Схема пломбирования для предотвращения несанкционированного доступа к элементам конструкции средства измерений представлена на рисунке 2.

Рисунок 2 - Схема пломбировки расходомеров-счетчиков от несанкционированного доступа

Заводской номер расходомеров-счетчиков состоит из 6 (шести) арабских цифр. Заводской номер и знак утверждения типа средств измерений наносится на корпус ППР любым способом, обеспечивающим его сохранность в течение всего срока эксплуатации, на лицевую панель ВП методом шелкографии, а также типографским способом на титульный лист паспорта расходомера-счетчика. Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа средств измерений указаны на рисунке 3.

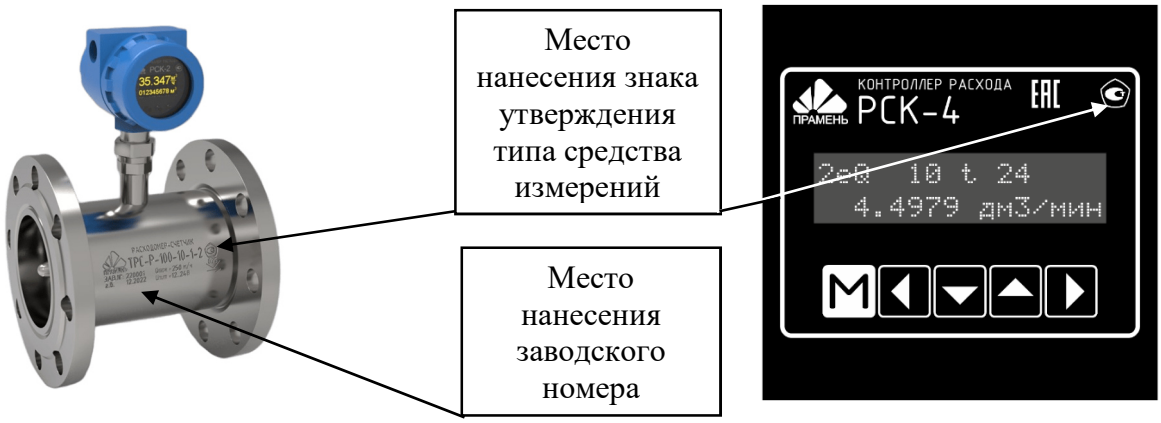


Рисунок 2 - Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

Расходомеры-счетчики, в состав которых входит ВП (контроллер РСК-2 или РСК-4), имеют встроенное программное обеспечение (ПО), которое записывается в энергонезависимую память ВП при изготовлении.

ПО ВП состоит из метрологически значимой и метрологически не значимой частей.

Метрологически значимая часть ПО предназначена для сбора, обработки, преобразования результатов измерений. Метрологически не значимая часть ПО обеспечивает функционирование ВП, а также имеет функции передачи результатов измерений в системы автоматизированного сбора, контроля и учета потребления энергетических ресурсов. В процессе эксплуатации ПО не может быть изменено, так как конструкция расходомеров-счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение для ВП	
	РСК-2	РСК-4
Идентификационное наименование ПО	Rsk2_01.hex	rsk_01.hex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.XX*	01.XX*
Цифровой идентификатор ПО	-	-
* 01 – номер метрологически значимой части ПО, XX от 00 до 99 – номер метрологически незначимой части		

Нормирование метрологических характеристик расходомеров-счетчиков проведено с учетом влияния ПО.

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

Метрологические и технические характеристики
приведены в таблицах 2, 3 и 4.

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики для расходомеров-счетчиков с номинальным размером DN						
	10	20	32	50	65	80	100
Минимальный объемный расход жидкости, $Q_{мин}$, $м^3/ч$	0,17	0,3	1	3	4	8	10
Максимальный объемный расход жидкости, $Q_{макс}$, $м^3/ч$	3	7	21	60	95	160	250
Минимальный объемный расход газа, $Q_{мин}$, $м^3/ч$	0,4	0,7	2	6	9	16	25
Максимальный объемный расход газа, $Q_{макс}$, $м^3/ч$	6	14	42	120	190	320	500
Минимальный измеряемый объем, $дм^3$	6	10	26	76	115	205	320
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода жидкости, %	±0,15*; ±0,25; ±0,5; ±1,0						
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода газа при рабочих условиях, %	±1,0; ±2,0; ±4,0						
* При кинематической вязкости жидкости от 0,7 до 10 сСт							

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Выходные параметры ДИ: − длительность импульсов, мкс, не менее − частота, Гц	 50 от 4 до 5000
Максимальное рабочее давление измеряемой среды*, МПа, не более	1,0; 1,6; 2,5; 6,3; 16; 25
Температура измеряемой среды, °С	от -40 до +75
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды, сСт	от 0,6 до 150
Потеря давления измеряемой среды, при максимальном расходе, кПа, не более − жидкости − газа	 100 10
Температура окружающего воздуха, °С	от -45 до +50
Относительная влажность воздуха при 35°С, %, не более	98
Атмосферное давление, кПа	от 75,0 до 106,7
Количество цифровых входов	2
Тип цифрового входа	Интерфейс 1-wire
Количество токовых входов	2
Параметры токового входа, мА	от 4 до 20
Интерфейс для связи с внешними устройствами (кроме расходомеров-счетчиков без ВП)	RS-485 токовая петля от 4 до 20 мА
Напряжение электрического питания, В постоянного тока	от 10 до 30
Потребляемая мощность, Вт, не более	5
* Значение определяется при заказе расходомера-счетчика	

Таблица 4 – Габаритно-массовые характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики для расходомеров-счетчиков с условным проходом (номинальным размером) DN						
	10	20	32	50	65	80	100
Габаритные размеры ППР расходомеров-счетчиков с ВП РСК-4, мм, не более − длина (Д) − ширина (Ш) − высота (В)	 100 95 95	 100 105 105	 100 135 135	 100 160 160	 150 180 180	 160 195 195	 200 215 215
Масса ППР, кг, не более	2,6	2,8	4,0	6,0	8,0	8,8	13,2
Габаритные размеры РСК-4 (ДхШхВ), мм, не более	110 х 110 х 110						
Масса РСК-4, кг, не более	1,0						

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение характеристики для расходомеров-счетчиков с условным проходом (номинальным размером) DN						
	10	20	32	50	65	80	100
Габаритные размеры расходомеров-счетчиков с ВП РСК-2, мм, не более							
− длина (Д)	100	100	100	100	150	160	200
− ширина (Ш)	195	205	235	260	280	295	315
− высота (В)	95	105	135	160	180	195	215
Масса расходомеров-счетчиков с ВП РСК-2, кг, не более	3,6	3,8	5,0	7,0	9,0	9,8	14,2
Габаритные размеры расходомеров-счетчиков с ДИ, мм, не более							
− длина (Д)	100	100	100	100	150	160	200
− ширина (Ш)	95	105	135	160	180	195	215
− высота (В)	95	105	135	160	180	195	215
Масса расходомеров-счетчиков с ДИ, кг, не более	2,6	2,8	4,0	6,0	8,0	8,8	13,2

Знак утверждения типа
наносится на корпус ПП механическим способом, на индикаторную панель ВП фотохимическим (флексографическим, тампопечатью) методом, а также на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Расходомер-счетчик жидкости и газа ТРС	согласно заказа	1 шт.
Расходомер-счетчик жидкости и газа. Паспорт	согласно заказа	1 экз.
Расходомеры-счетчики жидкости и газа ТРС. Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Контроллер расхода РСК-4. Руководство по эксплуатации*	-	1 экз.
* Поставляется в комплекте расходомера-счетчика с ВП РСК-4		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Расходомеры-счетчики жидкости и газа. Руководство по эксплуатации» в разделе 4.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ТУ 4213-001-10437711-2022 Расходомеры-счетчики жидкости и газа ТРС. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ПРАМЕНЬ» (ООО «ПРАМЕНЬ»)
ИНН 3241503408
Юридический адрес: 243020, г. Новозыбков, Брянская обл., ул. Вокзальная, д. 3
Телефон: +7 (499) 348-87-93
E-mail: ceo@npopramen.ru
Web-сайт: https://www.npopramen.ru

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «ПРАМЕНЬ» (ООО «ПРАМЕНЬ»)
ИНН 3241503408
Адрес: 243020, г. Новозыбков, Брянская обл., ул. Вокзальная, д. 3
Телефон: +7 (499) 348-87-93
E-mail: ceo@npopramen.ru
Web-сайт: https://www.npopramen.ru

Испытательный центр

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)
Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское ш., д. 88, стр. 8
Телефон (факс): +7 495-491-78-12
E-mail: sittek@mail.ru; mce-info@mail.ru
Web-сайт: https://www.kip-mce.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU 311313.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» октября 2023 г. № 2095

Регистрационный № 90098-23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Антенны широкополосные измерительные рупорные П6-160

Назначение средства измерений

Антенны широкополосные измерительные рупорные П6-160 (далее − антенны П6-160) предназначены для измерений напряженности электрического поля (далее – НЭП) и плотности потока энергии (далее – ППЭ) в комплекте с измерительными приёмными устройствами (измерительным приемником, селективным микровольтметром, анализатором спектра, ваттметром поглощаемой мощности), а в комплекте с генераторами сигналов – для возбуждения электромагнитного поля с заданной НЭП или ППЭ.

Описание средства измерений

Принцип действия антенн П6-160 основан на преобразовании ППЭ (НЭП) электромагнитного поля в соответствующую ей высокочастотную мощность в тракте.

Антенны П6-160 состоят из пирамидального рупора, выполненного на базе Н-образного волновода с ножевыми пластинами экспоненциальной формы, которые являются продолжением выступов Н-образного волновода, и коаксиального СВЧ соединителя.

Общий вид антенны П6-160 приведён на рисунке 1.

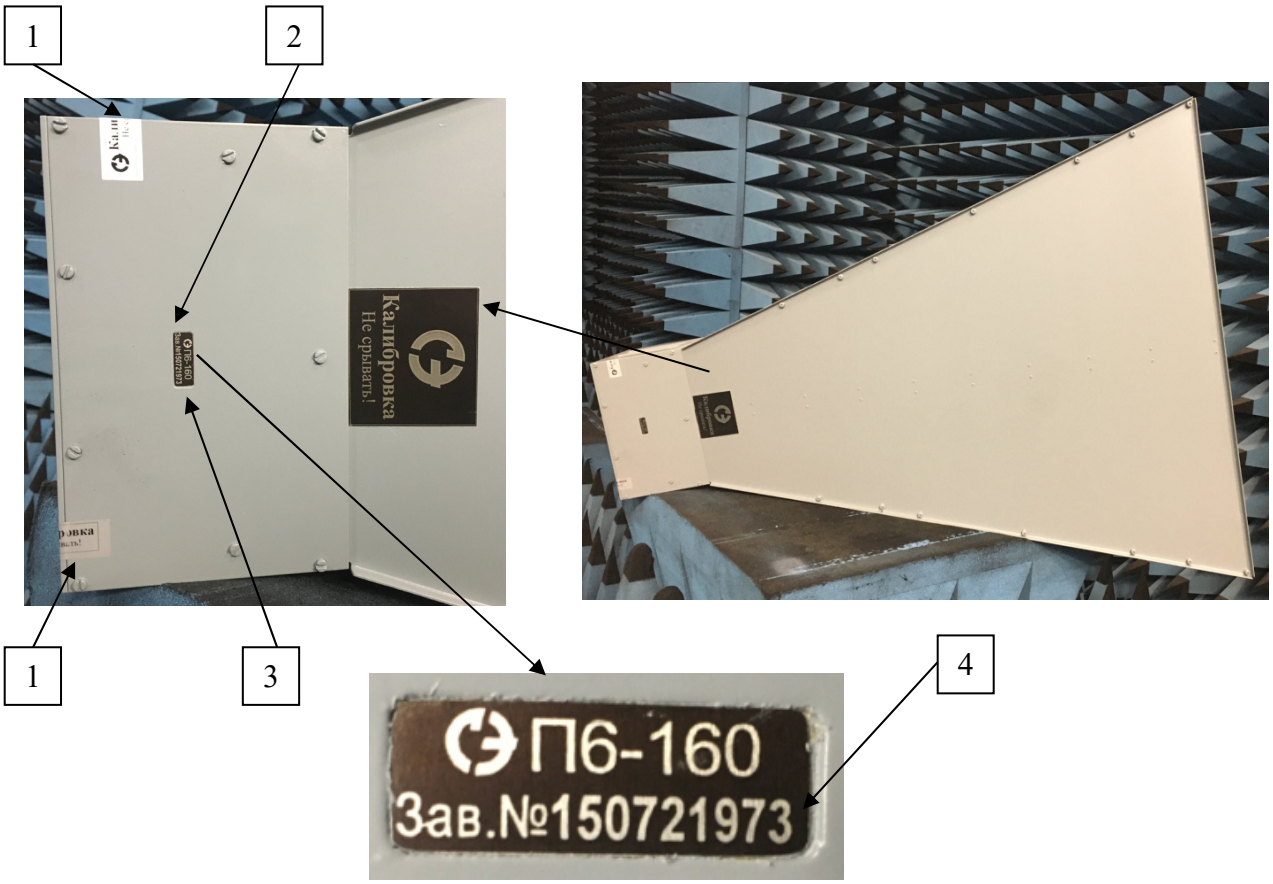
Схема пломбировки антенн П6-160 от несанкционированного доступа представлена на рисунке 2.

Место нанесения знака утверждения типа представлено на рисунке 2.

Место нанесения знака поверки представлено на рисунке 2.

Место нанесения заводского номера представлено на рисунке 2.

Рисунок 1 – Общий вид антенны П6-160



1 – места пломбирования от несанкционированного доступа
2 – место нанесения знака утверждения типа
3 – место нанесения знака поверки
4 – место нанесения заводского номера

Рисунок 2 – Вид снизу антенны П6-160 с указанием места пломбирования от несанкционированного доступа, места нанесения знака утверждения типа и места нанесения знака поверки

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих частот, ГГц:	от 0,2 до 2,8 включ.
Диапазон коэффициента усиления, дБ	от 2 до 16 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности коэффициента усиления, дБ	±2,0
КСВН входа, не более	2,0

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное входное сопротивление, Ом	50
Тип выходного ВЧ соединителя	N (розетка)
Поляризация	линейная
Масса, кг, не более	12,5
Габаритные размеры, мм, не более: – длина – ширина – высота	 980 548 720
Рабочие условия применения: – температура окружающего воздуха, °С – атмосферное давление, кПа (мм рт.ст.) – относительная влажность окружающего воздуха при температуре +35°С, %, не более	 от –40 до +50 от 84,0 до 106,7 (от 630 до 800) 98

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист документов КНПР.464653.058 РЭ «Антенна широкополосная измерительная рупорная П6-160. Руководство по эксплуатации» и КНПР.464653.058 ФО «Антенна широкополосная измерительная рупорная П6-160. Формуляр» типографским способом и на корпус антенны рядом с шильдиком в виде этикетки, выполненной типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность антенны П6-160

Наименование	Обозначение	Количество
Антенна широкополосная измерительная рупорная П6-160	КНПР.464653.058	1 шт.
Короб транспортировочный*	–	1 шт.*
Формуляр	КНПР.464653.058 ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации	КНПР.464653.058 РЭ	1 экз.
Методика поверки*	–	1 экз.*
_____ * – поставляется по согласованию с заказчиком		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 7.4 «Проведение измерений» документа КНПР.464653.058 РЭ «Антенна широкополосная измерительная рупорная П6-160. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.805-2012 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений напряженности электрического поля в диапазоне частот от 0,0003 до 2500 МГц»;

ГОСТ Р 8.574-2000 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений плотности потока энергии электромагнитного поля в диапазоне частот от 0,3 до 178,4 ГГц»;

КНПР.464653.058 ТУ «Антенна широкополосная измерительная рупорная П6-160. Технические условия».

Правообладатель

Акционерное Общество «СКАРД-Электроникс» (АО «СКАРД-Электроникс»)
ИНН 4629049921
Юридический адрес: 305021, г. Курск, ул. Карла Маркса, д. 70-Б

Изготовитель

Акционерное Общество «СКАРД-Электроникс» (АО «СКАРД-Электроникс»)
ИНН 4629049921
Адрес: 305021, г. Курск, ул. Карла Маркса, д. 70-Б

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)
Адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» октября 2023 г. № 2095

Регистрационный № 90099-23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи температуры кварцевые ПТК

Назначение средства измерений

Преобразователи температуры кварцевые ПТК (далее – преобразователи) предназначены для измерений и контроля температуры газообразных, жидких и сыпучих сред, а также для измерений температуры внутри твердых тел.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей основан на изменении частоты пьезоэлектрического кварцевого резонатора от температуры.

Преобразователи конструктивно состоят из двух основных частей: измерительного щупа и корпуса (в модели ПТК-3 корпус отсутствует).

В измерительном щупе расположен миниатюрный пьезоэлектрический термочувствительный кварцевый резонатор повышенной точности РКТВ 206, являющийся чувствительным элементом (ЧЭ) преобразователя. В зависимости от модификации в измерительный щуп также может быть помещен опорный низкочастотный кварцевый резонатор РКОВ 206.

В корпусе преобразователей расположена схема автогенератора, принимающего сигнал от ЧЭ и формирующего частотный выходной сигнал. В корпусе моделей с цифровым выходным сигналом совместно с автогенератором расположен цифровой модуль, который в зависимости от исполнения формирует соответствующий различным интерфейсам цифровой сигнал.

Индивидуальная градуировочная характеристика преобразователей с частотным выходным сигналом представлена полиномом пятой степени следующего вида:

$$T = T_0 + B_1(F_T - F_{T0}) + B_2(F_T - F_{T0})^2 + B_3(F_T - F_{T0})^3 + B_4(F_T - F_{T0})^4 + B_5(F_T - F_{T0})^5,$$

где: F_T – измеренная частота выходного сигнала, Гц;

F_{T0} – частота, соответствующая опорной температуре T_0, Гц;

T_0– опорная температура, °С;

Т – измеренная температура, °С;

B_1, B_2, B_3, B_4, B_5 – коэффициенты, определенные в интервале измеряемых температур, °С/Гц.

Преобразователи выпускаются различных модификаций, отличающихся конструктивным исполнением, метрологическими и техническими характеристиками. Отдельные модели преобразователей могут оснащаться индикацией или иметь герметичное исполнение.

Структурная схема обозначения преобразователей приведена ниже:

ПТК-	X-	XX	X-	CD-	L/	M-	TXX-	FXX-	Y-	AX

Модель
1 – накладной
2 – пластиковый корпус
3 – щуп без корпуса
4 – с резьбовым монтажом
5 – металлический корпус

Код конструктивного исполнения
(в соответствии с таблицей 1)

Функциональное расширение
0 – без индикации
И – с индикацией
Г – герметичный

Класс абсолютной погрешности измерения температуры, ° С
03 – ± 0,03
05 – ± 0,05
10 – ± 0,1
15 – ± 0,15
30 – ± 0,3
50 – ± 0,5

Длина погружаемой части, мм

Длина не погружаемой части корпуса или температурного изолятора, мм

Диапазон измерений температуры
(Шифр при заказе Т01 - Т17 в соответствии с таблицей 3)

Рабочая температура эксплуатации
(Шифр при заказе F0 – F13 в соответствии с таблицей 4)

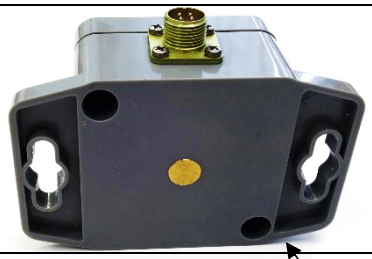
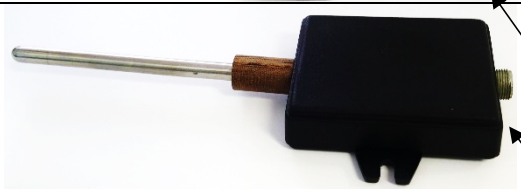
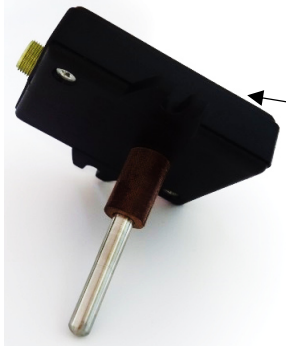
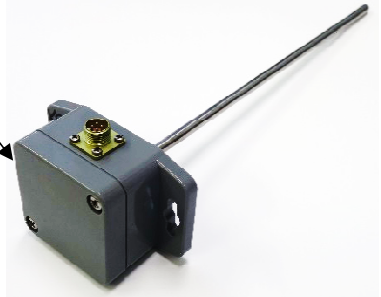
Вид разъема:
0 – подключение через провода
4 – четырехконтактный разъем
7 – семиконтактный разъем

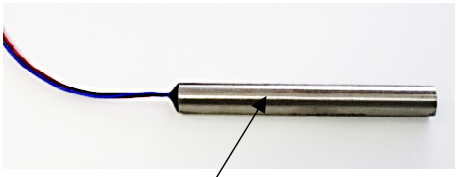
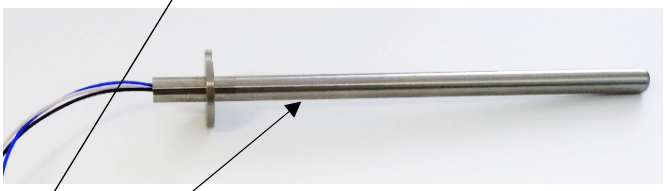
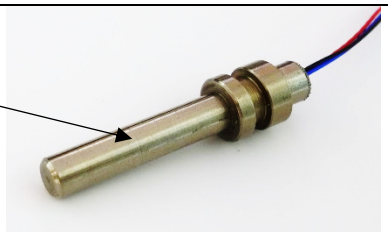
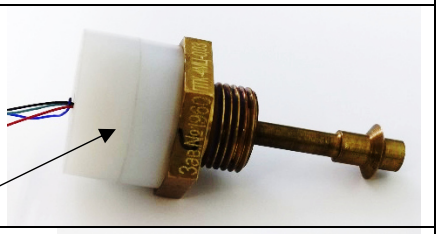
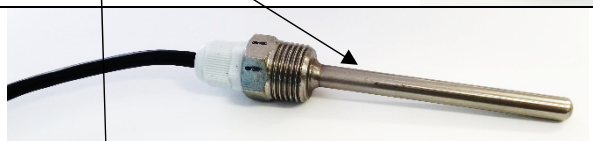
Выходной сигнал:
Ч – частотный выходной сигнал:
- Ч1 – генератор, на выходе которого собственная частота подключенного резонатора от 30 до 100 кГц
- Ч2 – генератор биения частот от 0,3 до 5,5 кГц

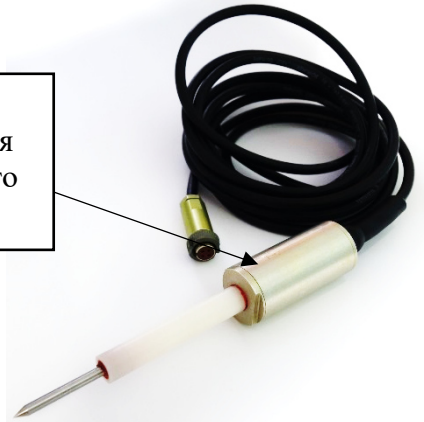
Ц – цифровой выходной сигнал:
- Ц1 – цифровой сигнал интерфейса RS485;
- Ц2 – цифровой сигнал интерфейса UART;
- Ц3 – интерфейс USB;
- Ц4 – цифровой сигнал интерфейса I2C.

Общий вид преобразователей ПТК-1, ПТК-2, ПТК-3, ПТК-4, ПТК-5 и места нанесения цифрового заводского номера, в зависимости от кода конструктивного исполнения, представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Внешний вид преобразователей и код конструктивного исполнения

Модель	Код конструктивного исполнения	Внешний вид
1	20	
2	10	
	20	 места нанесения заводского номера
	30	места нанесения заводского номера
	40	

Модель	Код конструктивного исполнения	Внешний вид
3	01 (D = 5 мм), где D – диаметр преобразователя	
	02 (D = 6 мм)	
	03 (D = 8 мм)	
	04 (D = 10 мм)	
	11 (D = 5 мм)	
	12 (D = 6 мм)	
	13 (D = 8 мм)	
	14 (D = 10 мм)	
	21 (D = 5 мм)	места нанесения заводского номера 
	22 (D = 6 мм)	
	23 (D = 8 мм)	
	24 (D = 10 мм)	
4	10	
	11	места нанесения заводского номера
	20	
5	10	

	20	
	30	
	40	

Пломбирование преобразователей не предусмотрено. Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на корпус преобразователя или измерительный щуп методом лазерной гравировки либо на корпус при помощи термоэтикетки. Конструкция преобразователей не предусматривает нанесения знака поверки на его корпус.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) преобразователей с цифровым выходным сигналом состоит из:

- встроенного ПО, загружаемого изготовителем в энергонезависимую память преобразователя;
- автономного ПО «KalibratorGUI», поставляемого в комплекте с преобразователем, с помощью которого осуществляется связь с преобразователем и визуализация измеряемых данных в реальном времени.

Метрологически значимым является только встроенное ПО.

Конструкция преобразователей исключает возможность несанкционированного влияния на встроенное ПО преобразователей и измерительную информацию. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные встроенного ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные встроенного программного обеспечения преобразователей с цифровым выходным сигналом

Тип цифрового выходного сигнала	Идентификационные данные (признаки)	Значение
Ц1, Ц2, Ц4	Идентификационное наименование ПО	TSensor_RS485-I2C-SPI-C5
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.4.7
	Цифровой идентификатор ПО	отсутствует
Ц3	Идентификационное наименование ПО	Termometr-300
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.2
	Цифровой идентификатор ПО	отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики преобразователей в зависимости от модели приведены в таблицах 3-4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики преобразователей

Модель	Диапазон измерений температуры, °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры[1)], °С	Шифр диапазона измерений температуры при заказе
ПТК-1	от -60 до +60	±0,15; ±0,3; ±0,5	Т01
	от -60 до +90	±0,15; ±0,3; ±0,5	Т02
	от -60 до +130	±0,15; ±0,3; ±0,5	Т03
	от -30 до +60	±0,03; ±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т06
	от -30 до +90	±0,03; ±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т07
	от -30 до +130	±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т08
	от 0 до +60	±0,03; ±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т11
	от 0 до +90	±0,03; ±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т12
	от 0 до +130	±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т13
ПТК-2	от -60 до +60	±0,15; ±0,3; ±0,5	Т01
	от -60 до +90	±0,15; ±0,3; ±0,5	Т02
	от -60 до +130	±0,15; ±0,3; ±0,5	Т03
	от -30 до +60	±0,03; ±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т06
	от -30 до +90	±0,03; ±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т07
	от -30 до +130	±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т08
	от -30 до +180	±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т09
	от 0 до +60	±0,03; ±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т11
	от 0 до +90	±0,03; ±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т12
	от 0 до +130	±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т13
	от 0 до +180	±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т14
	от 50 до +180	±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т16
ПТК-3	от -60 до +60	±0,15; ±0,3; ±0,5	Т01
	от -60 до +90	±0,15; ±0,3; ±0,5	Т02
	от -60 до +130	±0,15; ±0,3; ±0,5	Т03
	от -30 до +60	±0,03; ±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т06

Модель	Диапазон измерений температуры, °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры[1)], °С	Шифр диапазона измерений температуры при заказе
	от -30 до +90	±0,03; ±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т07
	от -30 до +130	±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т08
	от 0 до +60	±0,03; ±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т11
	от 0 до +90	±0,03; ±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т12
	от 0 до +130	±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т13
ПТК-4	от -60 до +60	±0,15; ±0,3; ±0,5	Т01
	от -60 до +90	±0,15; ±0,3; ±0,5	Т02
	от -60 до +130	±0,15; ±0,3; ±0,5	Т03
	от -30 до +60	±0,03; ±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т06
	от -30 до +90	±0,03; ±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т07
	от -30 до +130	±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т08
	от 0 до +60	±0,03; ±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т11
	от 0 до +90	±0,03; ±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т12
	от 0 до +130	±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т13
ПТК-5	от -60 до +60	±0,15; ±0,3; ±0,5	Т01
	от -60 до +90	±0,15; ±0,3; ±0,5	Т02
	от -60 до +130	±0,15; ±0,3; ±0,5	Т03
	от -60 до +180	±0,15; ±0,3; ±0,5	Т04
	от -60 до +240	±0,3; ±0,5	Т05
	от -30 до +60	±0,03; ±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т06
	от -30 до +90	±0,03; ±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т07
	от -30 до +130	±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т08
	от -30 до +180	±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т09
	от -30 до +240	±0,15; ±0,3; ±0,5	Т10
	от 0 до +60	±0,03; ±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т11
	от 0 до +90	±0,03; ±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т12
	от 0 до +130	±0,05; ±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т13
	от 0 до +180	±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т14
	от 0 до +240	±0,15; ±0,3; ±0,5	Т15
	от 50 до +180	±0,1; ±0,15; ±0,3; ±0,5	Т16
	от 50 до +240	±0,15; ±0,3; ±0,5	Т17
Примечание: [1)] – фактическое значение указывается в паспорте			

Таблица 4 – Основные технические характеристики преобразователей

Наименование характеристики	Значение				
	ПТК-1	ПТК-2	ПТК-3	ПТК-4	ПТК-5
Рабочая температура эксплуатации, °С: (в зависимости от шифра при заказе): - F0	совпадает с диапазоном измеряемой температуры				

Наименование характеристики	Значение				
	ПТК-1	ПТК-2	ПТК-3	ПТК-4	ПТК-5
- F1 - F2 - F3 - F4 - F5 - F6 - F7 - F8 - F9 - F10 - F11 - F12 - F13 – относительная влажность, %, не более	от -60 до +150 от -60 до +125 от -60 до +85 от -60 до +60 от -30 до +150 от -30 до +125 от -30 до +85 от -30 до +60 от 0 до +150 от 0 до +125 от 0 до +85 от 0 до +60 от +50 до +150 98				
Длина погружаемой части, мм	-	от 20 до 500	от 40 до 200	от 20 до 120	от 20 до 550
Выходной сигнал [(1)]: – частотный, кГц	от 30 до 100; от 0,3 до 5,5				
Выходной сигнал [(1)]: – цифровой	RS-485 с протоколом обмена Modbus-RTU; UART с протоколом обмена Modbus-RTU; I^2C				
Диапазон напряжений питания постоянного тока, В: – с частотным выходным сигналом – с цифровым выходным сигналом	от 3 до 14 от 5 до 12				
Номинальное напряжение питания, В	5	5	5	5	5
Электрический ток потребления, мА, не более	10	10	5	10	10
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	75000				
Средний срок службы, лет, не менее	10	8	10	10	10
Масса, кг, не более	0,1	0,2	0,15	0,2	0,25
Габаритные размеры, мм, не более (ширина×высота×длина; диаметр×длина)	80×50×35	90×65×850	Ø10×200	Ø39×160	Ø23×600
Примечание: [(1)] - фактические значения указаны в паспорте.					

Знак утверждения типа
наносится на Руководство по эксплуатации и паспорт типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Преобразователь температуры кварцевые ПТК	В соответствии с заказом	1 шт.
Руководство по эксплуатации (на русском языке)	CATE.405231.001 РЭ	1 экз.[1)]
Паспорт	CATE.405231.001 ПС	1экз.
Ответная часть разъема	-	1 шт.
Примечание: [1)] на каждые 10 преобразователей, поставляемых в один адрес		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе «Использование по назначению» Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям температуры кварцевым ПТК

Приказ Росстандарта от 23 декабря 2022 г. №3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

CATE.405231.001 ТУ «Преобразователи температуры кварцевые ПТК. Технические условия».

Правообладатель

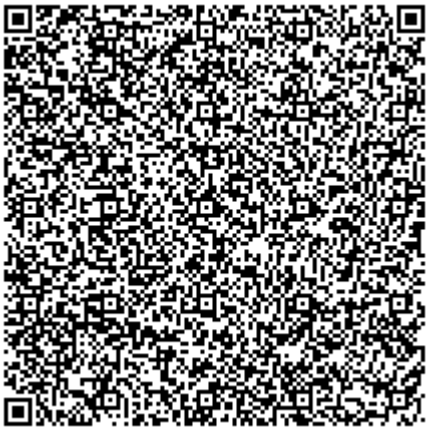
Общество с ограниченной ответственностью «Специальное конструкторское техническое бюро электроники, приборостроения и автоматизации» (ООО «СКТБ ЭлПА»)
ИНН 7612012887
Юридический адрес: 151613, Ярославская обл., г. Углич, Рыбинское ш., д. 20-б
Телелефон/факс: (48532) 5-33-53; 5-46-74
E-mail: info@sktbelpa.ru
Web-сайт: http://www.sktbelpa.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Специальное конструкторское техническое бюро электроники, приборостроения и автоматизации» (ООО «СКТБ ЭлПА»)
ИНН 7612012887
Адрес: 151613, Ярославская обл., г. Углич, Рыбинское ш., д. 20-б
Телелефон/факс: (48532) 5-33-53; 5-46-74
E-mail: info@sktbelpa.ru
Web-сайт: http://www.sktbelpa.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46
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 «06» октября 2023 г. № 2095

Регистрационный № 90100-23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы оптические координатно-измерительные бесконтактные Shining 3D

Назначение средства измерений

Приборы оптические координатно-измерительные бесконтактные Shining 3D (далее – приборы) предназначены для измерений геометрических размеров объектов с поверхностью сложной формы.

Описание средства измерений

Принцип действия данных приборов заключается в определении пространственного положения точек на поверхности сканируемых объектов методом оптической триангуляции на основе измерений, полученных при проецировании лазерных линий на поверхность объекта.

Проецируемые с помощью лазерных излучателей линии синего диапазона спектра, формируют на поверхности объекта деформированный рисунок (режим измерений Laser Mode). Камеры сбора данных геометрии фиксируют его форму и далее с помощью программы обработки проводится вычисление расстояний до каждой точки в поле зрения одного кадра. Построение трёхмерной модели в виде облака точек производится на основе серии снимков, сделанных с разных сторон и под разным углом, и объединённых в единое целое. Между любыми из определённых точек, или построенных на их основании поверхностей, можно провести линейные измерения.

Конструктивно приборы состоят из лазерных излучателей и камер, помещённых в корпус специальной формы, а также соединительных кабелей для подключения к персональному компьютеру и источнику питания.

С тыльной стороны корпуса, располагаются многофункциональные клавиши, позволяющие запустить или остановить процесс сканирования, выбрать масштаб отображения сканируемого объекта в программе обработки, а также располагается световой индикатор, предназначенный для помощи оператору с определением фокусного расстояния. В нижней части корпуса располагаются разъёмы для подключения к персональному компьютеру и источнику питания. С фронтальной стороны расположены лазерные излучатели и камеры.

Позиционирование прибора в пространстве во время проведения измерений осуществляется с помощью специальных рефлекторных (светоотражающих) меток, нанесенных на объект сканирования и/или на окружающие предметы.

Приборы выпускаются в двух модификациях: FreeScan Combo, FreeScan Trio, отличающихся некоторыми метрологическими и техническими характеристиками.

Модификация FreeScan Combo дополнительно имеет режим измерений в инфракрасном диапазоне (режим измерений IR Mode). Модификации FreeScan Trio дополнительно имеет режим измерений с фотограмметрией.

Заводской номер в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из букв латинского алфавита и арабских цифр, наносится на маркировочную наклейку, расположенную на задней или нижней части корпуса.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Пломбирование приборов не производится. В процессе эксплуатации, приборы не предусматривают внешних механических регулировок.

Общий вид приборов приведён на рисунке 1.

а) б)

Рисунок 1 – Общий вид приборов оптических координатно-измерительных бесконтактных Shining 3D модификаций: а) FreeScan Combo; б) FreeScan Trio

Общий вид меток и пример их нанесения на объект сканирования представлен на рисунке 2.

Рисунок 2 - Общий вид меток и пример их нанесения на объект сканирования

а) б)

Рисунок 3 - Место расположения маркировочных наклеек с указанием заводского номера приборов оптических координатно-измерительных бесконтактных Shining 3D модификаций: а) FreeScan Combo; б) FreeScan Trio

Программное обеспечение

Приборы работают под управлением программного обеспечения (далее – ПО) «FreeScan», установленного на персональный компьютер, предназначенного для обеспечения взаимодействия узлов приборов, выполнения съёмки, сохранения и экспорта измеренных величин, а также обработки результатов измерений. ПО «Solid Edge Shining 3D Edition» предназначено для обратного проектирования по результатам измерений, данное ПО не является метрологически значимым.

Защита программного обеспечения и измеренных данных от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационное данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	FreeScan	Solid Edge Shining 3D Edition
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 1.2.5.1	не ниже 222.00.00.132
Цифровой идентификатор ПО	-	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Модификация	FreeScan Combo	FreeScan Trio
Диапазон измерений геометрических размеров объектов, мм	от 10 до 8000	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений геометрических размеров объектов, мм: - в режиме измерений Laser Mode - в режиме измерений IR Mode - в режиме измерений с фотограмметрией	 ± (0,02+0,033·L) ± (0,05+0,1·L) -	 ± (0,02+0,03·L) - ± (0,02+0,015·L)
где L – длина объекта в метрах		

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Модификация	FreeScan Combo	FreeScan Trio
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	193×63×53	120×76×331
Масса, г, не более	620	985
Напряжение питания от источника постоянного тока, В	12±10%	
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	От -20 до +40	

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность приборов

Наименование	Обозначение	Количество
Прибор оптический координатно-измерительный бесконтактный (модификация в соответствии с заказом потребителя)	Shining 3D	1 шт.
Калибровочная пластина	-	1 шт.
Соединительный кабель передачи данных USB 3.0	-	1 шт.
Блок питания постоянного тока	-	1 шт.
Комплект рефлекторных меток	-	1 шт.
USB накопитель с ПО	-	1 шт.
Электронный ключ защиты ПО	-	1 шт.
Пластиковая карточка с кодом лицензии для ПО	-	1 шт.
Сертификат калибровки	-	1 шт.
Масштабная линейка для фотограмметрии *	-	2 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Кейс для транспортировки	-	1 шт.
* Только для модификации FreeScan Trio		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделах «Рабочий процесс» документов «Приборы оптические координатно-измерительные бесконтактные Shining 3D FreeScan Combo. Руководство по эксплуатации» и «Приборы оптические координатно-измерительные бесконтактные Shining 3D FreeScan Trio. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Стандарт предприятия Shining 3D Tech Co., Ltd, Китай.

Правообладатель

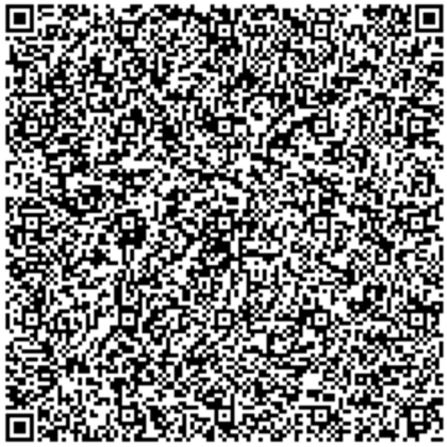
Shining 3D Tech Co., Ltd, Китай
Адрес: No. 1398, Xiangbin Road, Wenyan, Xiaoshan, Hangzhou, Zhejiang, China
Телефон +86-571-82999666
E-mail: sales@shining3d.com

Изготовитель

Shining 3D Tech Co., Ltd, Китай
Адрес: No. 1398, Xiangbin Road, Wenyan, Xiaoshan, Hangzhou, Zhejiang, China

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)
Адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, эт. 4, помещ. I, ком. 28
Телефон: + 7 (495) 481 33-80
E-mail: info@prommashtest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» октября 2023 г. № 2095

Регистрационный № 90101-23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики газа объемные диафрагменные ПУЛЬСАР

Назначение средства измерений

Счетчики газа объемные диафрагменные ПУЛЬСАР (далее – счетчики) предназначены для измерений объема газа при рабочих условиях или объема газа, приведенного к температуре плюс 20 °С.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на преобразовании перепада давления газа на входе и выходе счетчика в поступательное движение встроенных гибких газонепроницаемых диафрагм, образующих измерительные камеры. Газ через входной патрубок заполняет пространство внутри корпуса и через входной клапан поступает поочередно в одну из камер, оказывая давление на пластину диафрагмы. Диафрагма, перемещаясь, вытесняет газ из соседней камеры через выходной клапан и отводящий канал в выходной патрубок. Возвратно-поступательное движение диафрагм измерительного механизма преобразуется рычажно-кривошипным механизмом во вращательное движение и для счетчиков с механическим отсчетным устройством (далее – МОУ) через приводной вал или магнитную муфту передается на отсчетное устройство. У счетчиков с электронным отсчетным устройством (далее – ЭОУ) съем сигнала осуществляет магнитоуправляемый датчик электронного модуля, формирующий на выходе электрические импульсы, количество которых прямо пропорционально прошедшему через счетчик объему газа. Для счетчиков с ЭОУ в обозначении счетчика используется символ «Е».

Счетчики состоят из корпуса, внутри которого расположен измерительный механизм, и отсчетного устройства.

Счетчики имеют защиту от обратного счета.

Счетчики различаются типоразмерами, характеризующимися значениями номинального объемного расхода газа. Счетчики одного типоразмера могут изготавливаться в корпусах разной конструкции.

Счетчики с МОУ могут оснащаться механическим устройством температурной коррекции (далее – ТК), а счетчики с ЭОУ – механическим или электронным устройством ТК. Для счетчиков с ТК в обозначении счетчика используется символ «Т».

Счетчики без ТК предназначены для измерения объема газа в рабочих условиях эксплуатации, а счетчики с ТК – объема газа, приведенного к температуре плюс 20 °С.

Счетчики выпускаются с левым и правым направлениями потока газа, с различными присоединительными размерами, межцентровым расстоянием, циклическим объемом измерительных камер.

Счетчики имеют следующие исполнения:

- с МОУ, без ТК, типоразмеров G1,6; G2,5; G4; G6; G10; G16; G25; G40;
- с МОУ, с ТК, типоразмеров G1,6; G2,5; G4; G6; G10; G16; G25;

- с ЭОУ, без ТК, типоразмеров G1,6; G2,5; G4;
- с ЭОУ, с ТК, типоразмеров G1,6; G2,5; G4;
- СМАРТ: с ЭОУ, типоразмеров G1,6; G2,5; G4; G6; G10; G16; G25, с запорным клапаном (опционально).

Счетчики в исполнении СМАРТ обеспечивают вычисление накопленного объема газа, приведенного к температуре плюс 20 °С с помощью механического или электронного устройства ТК, и давлению 101,325 кПа, с учетом условно-постоянных подстановочных значений давления и коэффициента сжимаемости.

Для передачи данных во внешние информационные системы счетчики могут комплектоваться проводными или беспроводными интерфейсами, или их комбинацией.

В качестве автономного источника электрического питания в счетчиках с ЭОУ применены литиевые батареи. Батарея присоединяется к электронному модулю с помощью разъема и находится в отдельном защищенном от манипуляций отсеке, пломбируемом пломбой изготовителя или поставщика газа. Замена батареи не приводит к повреждению пломбы с нанесенным знаком поверки.

Счетчики в исполнении СМАРТ могут иметь встроенный датчик воздействия постоянного внешнего магнитного поля.

Условное обозначение счетчиков при заказе:

Счетчик газа объемный диафрагменный ПУЛЬСАР $GX_1X_2X_3$,

где X_1 – значение номинального объемного расхода в $м^3/ч$: 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40;
X_2 – тип отсчетного устройства: не указывается – МОУ; Е – ЭОУ;
X_3 – наличие температурной коррекции: не указывается – без ТК; Т – с ТК.

Условное обозначение счетчиков при заказе в исполнении СМАРТ:

Счетчик газа объемный диафрагменный ПУЛЬСАР GX_1Т СМАРТ-X_2,

где X_1 – значение номинального объемного расхода в $м^3/ч$: 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25;
X_2 – наличие запорного клапана: не указывается – без запорного клапана; К – с запорным клапаном.

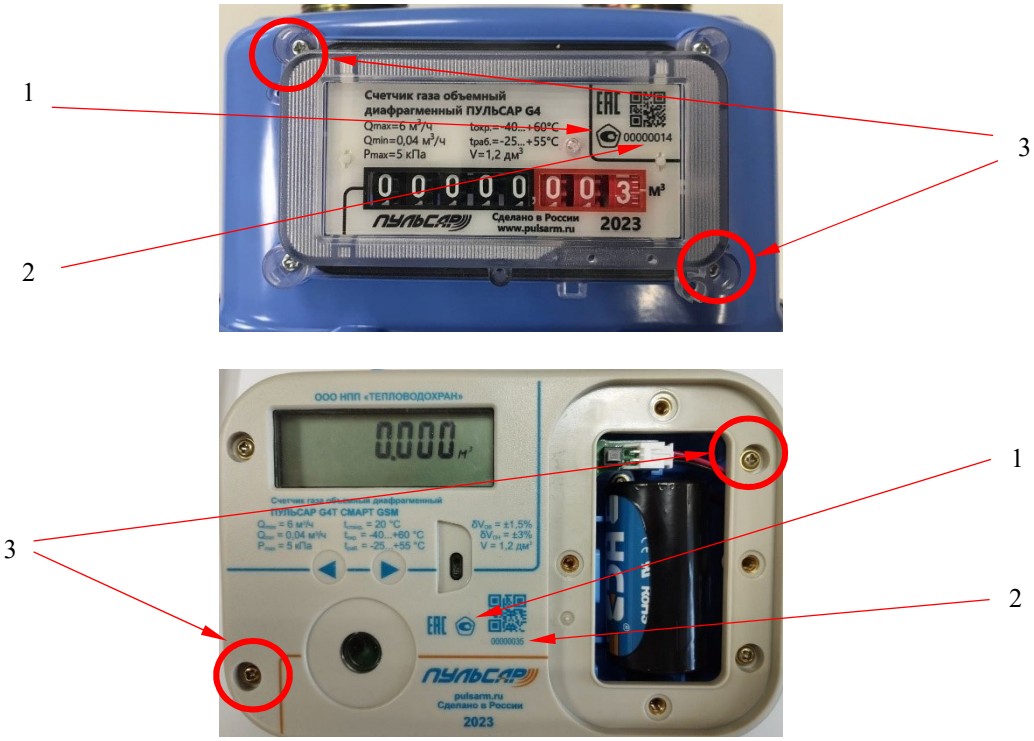
Общий вид счетчиков представлен на рисунке 1 (цвет и внешний вид может отличаться от представленного на фото в зависимости от комплектации).

Обозначения мест установки пломбы со знаком поверки для предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений, представлены на рисунке 2. При выпуске счетчиков из производства без первичной поверки в местах установки пломбы со знаком поверки устанавливается пломба организации-изготовителя.

Заводской номер счетчика состоит из арабских цифр и наносится на корпусе счетчика в месте, указанном на рисунке 2, любым способом, обеспечивающим его сохранность в течение всего срока эксплуатации.

Знак утверждения типа средств измерений наносится на корпус счетчика в местах, указанных на рисунке 2.

Рисунок 1 — Общий вид счетчиков

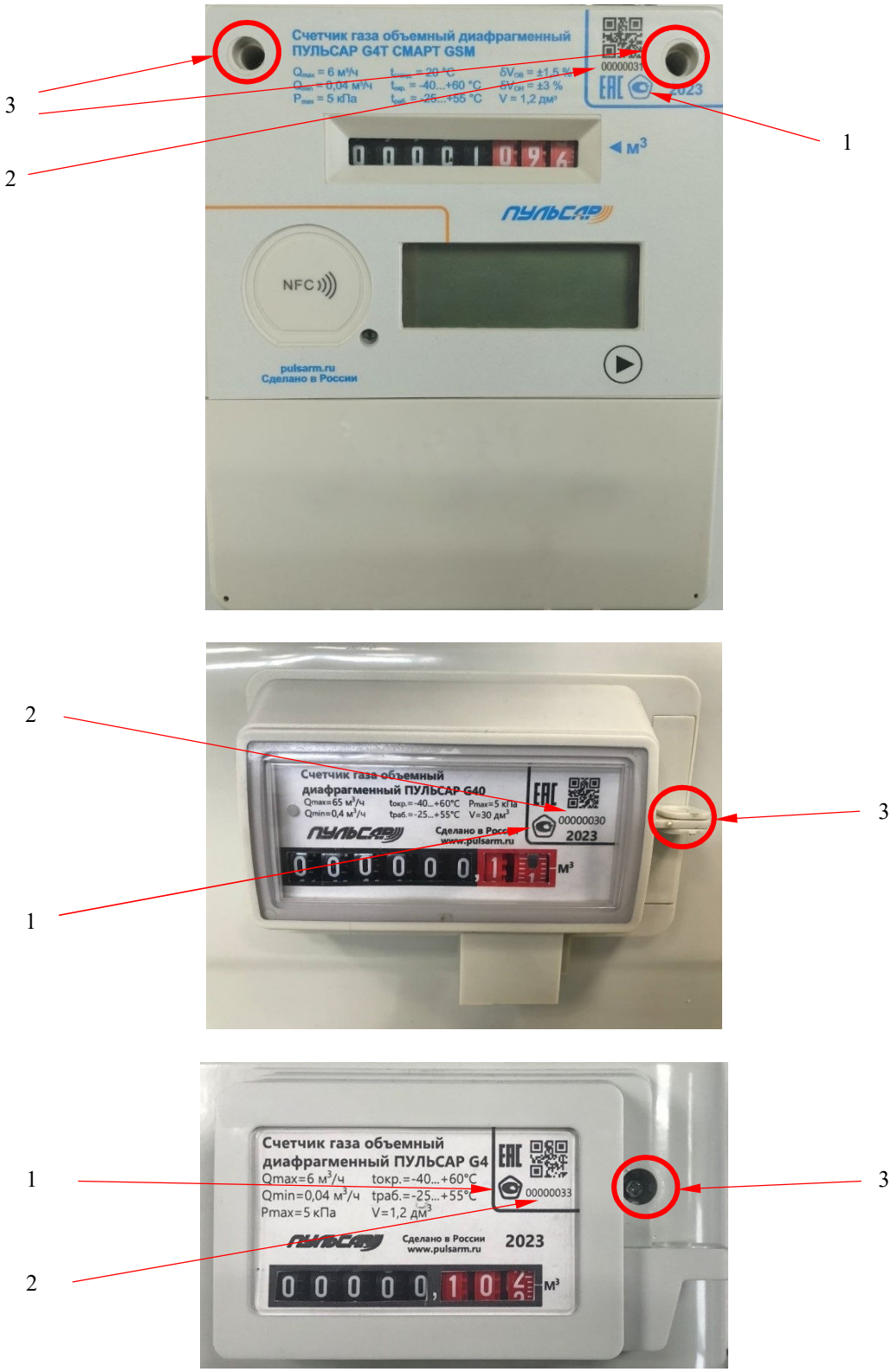


1
2
3
Счетчик газа объемный диафрагменный ПУЛЬСАР
G4
00000002
ПУЛЬСАР
pulsarm.ru
Сделано в России
2023

1
2
3
Счетчик газа объемный диафрагменный ПУЛЬСАР
G6
00000004
2023
ПУЛЬСАР
pulsarm.ru Сделано в России

1
2
3
G1,6ET
00000006
2023
ПУЛЬСАР

3
2
1
Счетчик газа объемный диафрагменный ПУЛЬСАР G4T СМАРТ GSM
ПУЛЬСАР
pulsarm.ru
Сделано в России



1 – места расположения знака утверждения типа; 2 – места расположения заводского номера; 3 – места установки пломб со знаком поверки или пломбы организации-изготовителя

Рисунок 2 – Указание мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера, мест установки пломбы

Программное обеспечение

Счетчики в исполнении с МОУ не имеют программного обеспечения (ПО). Счетчики в исполнениях с ЭОУ и СМАРТ имеют встроенное ПО.

ПО предназначено для сбора, преобразования, обработки, отображения на отсчетном устройстве и передачи по системам связи информации об измеренном в рабочих условиях или приведенном к стандартным условиям по температуре объеме газа, прошедшего через счетчик, а также для управления запорным клапаном, (при его наличии), ведения архива данных, и выдачи сигналов нештатных ситуаций.

ПО защищено от преднамеренных изменений пломбой со знаком поверки или организации-изготовителя, электронной пломбой, разграничением уровней доступа. Искажение данных, хранящихся в памяти счетчика, и результатов измерений с помощью команд, вводимых через интерфейс пользователя, невозможно. Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	HGM-051
Номер версии (идентификационный номер) ПО	XXX.Y.ZZ*
Цифровой идентификатор ПО	-
* XXX – значения от 001 до 999; Y – значения от 0 до 9; ZZ –значения от 00 до 99	

Нормирование метрологических характеристик счетчиков проведено с учетом влияния ПО.

Уровень защиты ПО и измерительной информации от преднамеренных и непреднамеренных изменений высокий согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение							
Типоразмер	G1,6	G2,5	G4	G6	G10	G16	G25	G40
Максимальный объемный расход Q_{max}, $м^3/ч$	2,5	4	6	10	16	25	40	65
Номинальный объемный расход $Q_{ном}$, $м^3/ч$	1,6	2,5	4	6	10	16	25	40
Минимальный объемный расход Q_{min}, $м^3/ч$	0,016	0,025	0,04	0,06	0,10	0,16	0,25	0,4
Потеря давления газа при $Q_{ном}$, Па, не более	60	70	80	125	125	125	150	150
Потеря давления газа при Q_{max}, Па, не более	200	200	200	250	300	300	300	300
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объема газа при рабочих условиях или объема газа, приведенного к температуре 20°С, %, в диапазоне объемных расходов:								
$Q_{min} \le Q < 0{,}1 \cdot Q_{ном}$ ($\delta_{Vон}$)	±3,0							
$0{,}1 \cdot Q_{ном} \le Q \le Q_{max}$ ($\delta_{Vов}$)	±1,5							

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений объема газа для счетчиков с ТК, вызванной отклонением температуры измеряемого газа на каждые 10 °С вне диапазона (20±5) °С, %, не более	±0,4
Нормальные условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность при температуре +35 °С, %, не более – атмосферное давление, кПа	 от +15 до +25 95 от 84,0 до 106,7

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение							
Типоразмер	G1,6	G2,5	G4	G6	G10	G16	G25	G40
Измеряемая среда	природный, нефтяной и другие сухие неагрессивные газы, а также газовая фаза сжиженных углеводородных газов							
Циклический объем, $дм^3$	1,2	1,2	1,2/2	2/2,5/3,5	3,5/5	11/15	11/15	30
Порог чувствительности, $м^3/ч$, не более	0,0032	0,005	0,008	0,008	0,01	0,01	0,01	0,02
Емкость МОУ, $м^3$	99999,999				999999,99			
Цена деления младшего разряда МОУ, $дм^3$	0,2				2			
Емкость ЭОУ, $м^3$	99999,999				999999,99			-
Цена деления младшего разряда ЭОУ, $м^3$	0,001 (0,0001*)				0,01 (0,001*)			-
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – температура измеряемой среды, ˚С – относительная влажность при температуре + 35 °С, %, не более – атмосферное давление, кПа	 от - 40 до + 60 от - 25 до +55 95 от 84,0 до 106,7							
Максимальное рабочее давление измеряемой среды, кПа	5							
Максимально допускаемое давление внутри корпуса, кПа	50							
* При работе в сервисном режиме.								

Таблица 4 – Габаритные, присоединительные размеры и масса

Типоразмер	Габаритные размеры (В х Ш х Д), мм, не более	Масса, кг, не более	Присоединительная резьба	Межцентровое расстояние между штуцерами, мм
G1,6	252x220x190	2,5	G¾, G1, G1 ¼, M30x2, M33x1,5, M36x2	110, 130
G2,5	252x220x190	2,5	G¾, G1, G1 ¼, M30x2, M33x1,5, M36x2	110, 130
G4	276x362x208	3,7	G¾, G1, G1 ¼, M30x2, M33x1,5, M36x2	110, 130, 200, 250

Продолжение таблицы 4

Типоразмер	Габаритные размеры (В х Ш х Д), мм, не более	Масса, кг, не более	Присоединительная резьба	Межцентровое расстояние между штуцерами, мм
G6	300x362x212	4,0	G1, G1 ¼, G1 ¾, M36x2	130,160, 180, 200, 250
G10	344x384x232	7,2	G1 ¼, G1 ¾, G2, M64x2	200, 250
G16	396x426x290	9,2	G1 ¾, G2, M64x2	240,280
G25	460x498x398	14,0	G2, G2 ½, M64x2	300, 335
G40	726x672x400	30,0	G3, M80x3	430

Знак утверждения типа
наносится на лицевую часть корпуса методом печати или гравировки и на титульный лист эксплуатационных документов типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Счетчик газа объемный диафрагменный ПУЛЬСАР	согласно заказу	1 шт.	
Руководство по эксплуатации, совмещенное с паспортом	ЮТЛИ.407279.001-ХХ РЭ	1 экз.	
Паспорт *	ЮТЛИ.407279.009-ХХ ПС	1 экз.	
Руководство по эксплуатации *	ЮТЛИ.407279.009-ХХ РЭ	1 экз.	по заказу
Комплект монтажных частей	-		по заказу
* Для исполнения СМАРТ.			

Сведения о методиках (методах) измерений
– для счетчиков исполнений с МОУ и ЭОУ приведены в документе ЮТЛИ.407279.001-ХХ РЭ в разделе 1;
– для счетчиков исполнения СМАРТ приведены в ГОСТ Р 8.995-2020 «Государственная система обеспечения единства измерений. Объемный расход и объем природного газа. Методика (метод) измерений с применением мембранных и струйных счетчиков газа», ФР.1.29.2021.39087.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений
Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»;
ЮТЛИ.407279.001 ТУ «Счетчики газа объемные диафрагменные ПУЛЬСАР. Технические условия»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие «ТЕПЛОВОДОХРАН» (ООО НПП «ТЕПЛОВОДОХРАН»)
ИНН 6230028315
Юридический адрес: 390027, Рязанская обл., г. Рязань, ул. Новая, д. 51В, лит. Ж, неж. помещ. Н2
Телефон (факс): +7 (4912)-24-02-70
E-mail: info@pulsarm.ru
Web-сайт: https://www. pulsarm.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие «ТЕПЛОВОДОХРАН» (ООО НПП «ТЕПЛОВОДОХРАН»)
ИНН 6230028315
Адрес: 390027, Рязанская обл., г. Рязань, ул. Новая, д. 51В, лит. Ж, неж. помещ. Н2
Телефон (факс): +7 (4912)-24-02-70
E-mail: info@pulsarm.ru
Web-сайт: https://www. pulsarm.ru

Испытательный центр

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)
Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское ш., д. 88, стр. 8
Телефон (факс): +7 495-491-78-12
E-mail: sittek@mail.ru; mce-info@mail.ru
Web-сайт: https://www.kip-mce.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU 311313.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» октября 2023 г. № 2095

Регистрационный № 90102-23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой горизонтальный цилиндрический сварной стальной сосуд, оборудованный приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Расположение резервуара подземное.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящего из арабской цифры, нанесен типографским способом на информационную табличку и в паспорт.

Резервуар РГС-12,5 заводской № 2 расположен: ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова, ПСП «Мишкино» СИКН № 264.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Эскиз резервуара и общий вид заливной горловины представлен на рисунке 1-2.

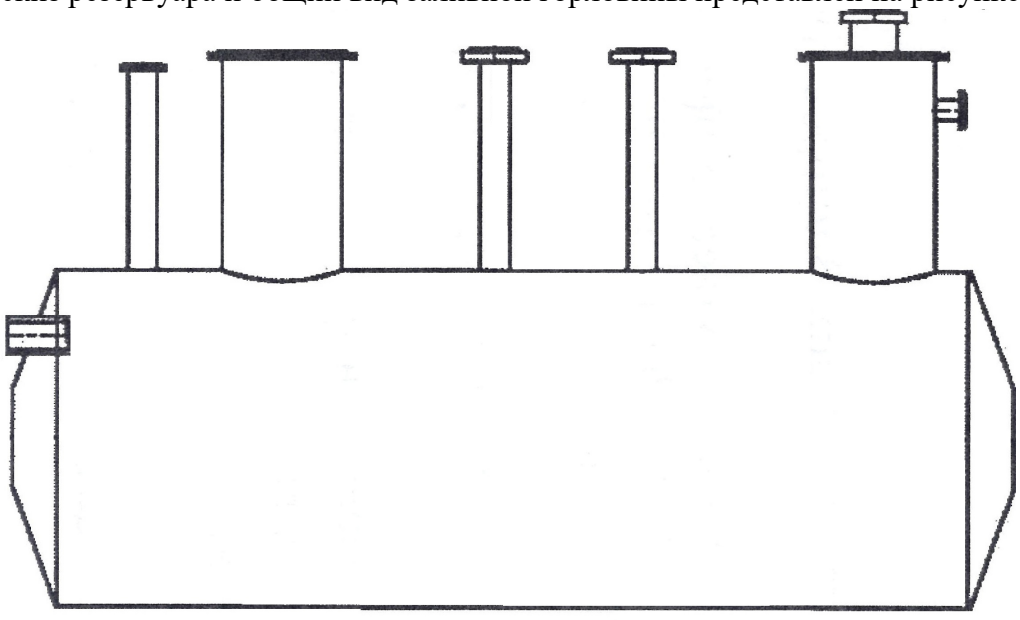


Рисунок 1 – Эскиз резервуара

Рисунок 2 – Общий вид заливной горловины

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, $м^3$	12,5
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (объёмный метод), %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	 от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-12,5	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 7 паспорта.

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

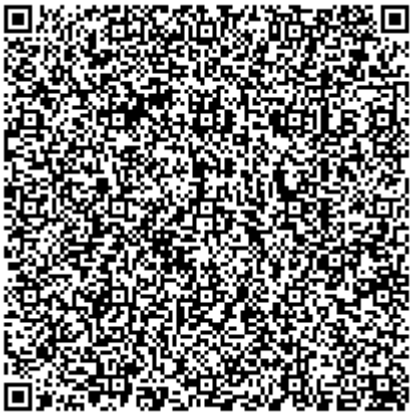
Акционерное общество «Димитровградский завод химического машиностроения» (АО «Димитровградхиммаш»)
ИНН 7302000070
Юридический адрес: 433511, Ульяновская обл., г. Димитровград, ул. Куйбышева, д. 256

Изготовитель

Акционерное общество «Димитровградский завод химического машиностроения» (АО «Димитровградхиммаш»)
ИНН 7302000070
Адрес: 433511, Ульяновская обл., г. Димитровград, ул. Куйбышева, д. 256

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания» (ООО ИК «СИБИНТЕК»)
Юридический адрес: 117152, г. Москва, Загородное ш., д. 1, стр. 1
Адрес места осуществления деятельности: 443096, г. Самара, ул. Мичурина, д. 52
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» октября 2023 г. № 2095

Регистрационный № 90103-23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-8

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-8 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой горизонтальный цилиндрический сварной стальной сосуд, оборудованный приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящего из арабской цифры, нанесен аэрографическим способом на горловину резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуар РГС-8 заводской № 1 расположен: ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова, ПСП «Мишкино» СИКН № 264.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Эскиз резервуара и общий вид заливной горловины представлен на рисунке 1-2.

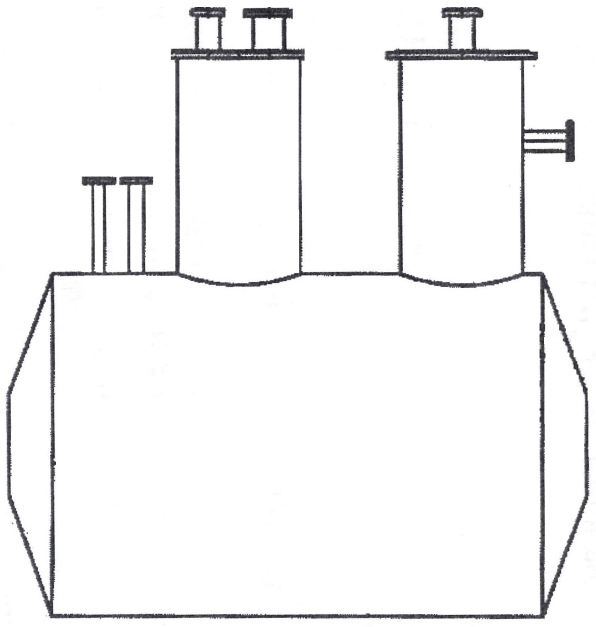


Рисунок 1 – Эскиз резервуара

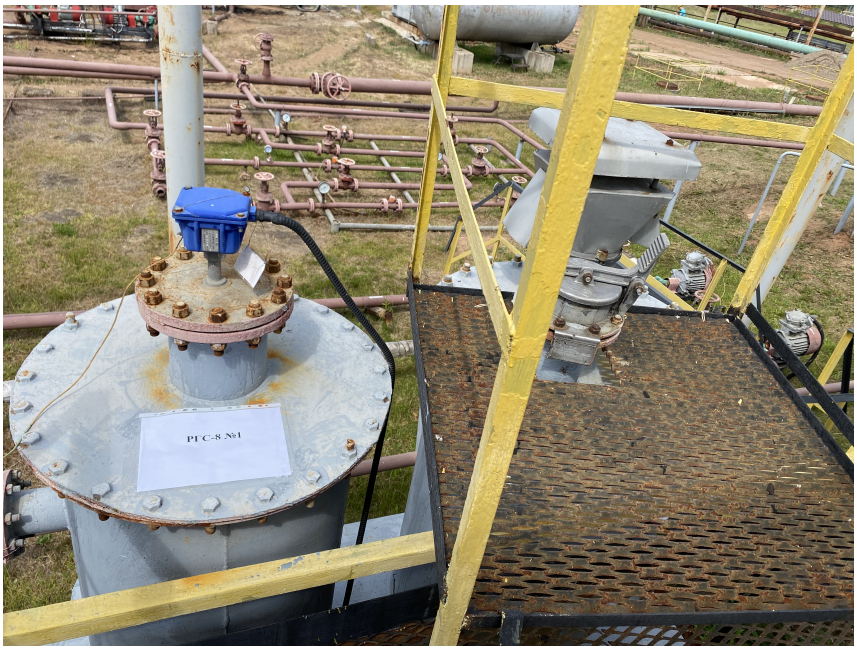


Рисунок 2 – Общий вид заливной горловины

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, $м^3$	8
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (объёмный метод), %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, ºС - атмосферное давление, кПа	 от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-8	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 7 паспорта.

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 «Димитровградский завод химического машиностроения» (АО «Димитровградхиммаш»)
ИНН 7302000070
Юридический адрес: 433511, Ульяновская обл., г. Димитровград, ул. Куйбышева, д. 256

Изготовитель

Акционерное общество «Димитровградский завод химического машиностроения» (АО «Димитровградхиммаш»)
ИНН 7302000070
Адрес: 433511, Ульяновская обл., г. Димитровград, ул. Куйбышева, д. 256

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания» (ООО ИК «СИБИНТЕК»)
Юридический адрес: 117152, г. Москва, Загородное ш., д. 1, стр. 1
Адрес места осуществления деятельности: 443096, г. Самара, ул. Мичурина, д. 52
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» октября 2023 г. № 2095

Регистрационный № 90104-23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-3

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-3 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой горизонтальный цилиндрический сварной стальной сосуд, оборудованный приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Расположение резервуара подземное.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен типографским способом на информационную табличку и в паспорт.

Резервуар РГС-3 заводской № 57 расположен: г. Екатеринбург, территория аэропорта Кольцово, Склад ГСМ.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Эскиз резервуара и общий вид заливной горловины представлен на рисунке 1-2.

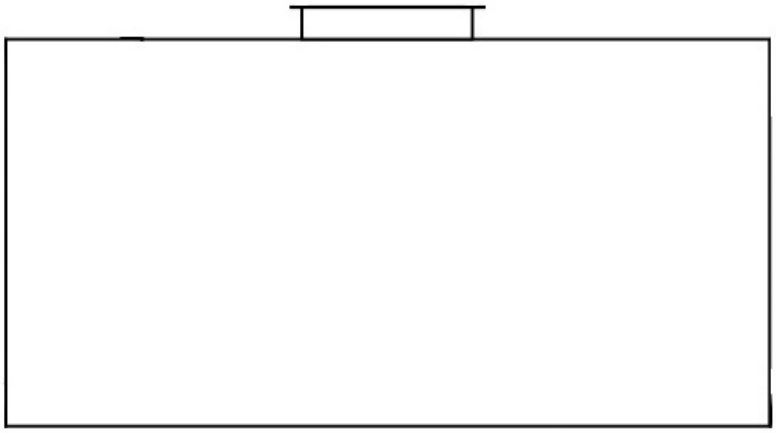


Рисунок 1 – Эскиз резервуара

Рисунок 2 – Общий вид заливной горловины

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, $м^3$	3
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (объёмный метод), %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, ^oC - атмосферное давление, кПа	 от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-3	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 7 паспорта.

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

Товарищество с ограниченной ответственностью «Диамед» (ТОО «Диамед»)
ИНН 2221010201
Юридический адрес: 656031, Алтайский край, г. Барнаул, пр-кт Строителей, д. 37, кв. 119

Изготовитель

Товарищество с ограниченной ответственностью «Диамед» (ТОО «Диамед»)
ИНН 2221010201
Адрес: 656031, Алтайский край, г. Барнаул, пр-кт Строителей, д. 37, кв. 119

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания» (ООО ИК «СИБИНТЕК»)
Юридический адрес: 117152, г. Москва, Загородное ш., д. 1, стр. 1
Адрес места осуществления деятельности: 443096, г. Самара, ул. Мичурина, д. 52
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» октября 2023 г. № 2095

Регистрационный № 90105-23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-50

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-50 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой горизонтальный цилиндрический сварной стальной сосуд, оборудованный приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Расположение резервуара подземное.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен типографским способом на информационную табличку и в паспорт.

Резервуар РГС-50 заводской № 1515 расположен: г. Екатеринбург, территория аэропорта Кольцово, Склад ГСМ.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Эскиз резервуара, общий вид резервуара и заливной горловины представлен на рисунке 1-2.

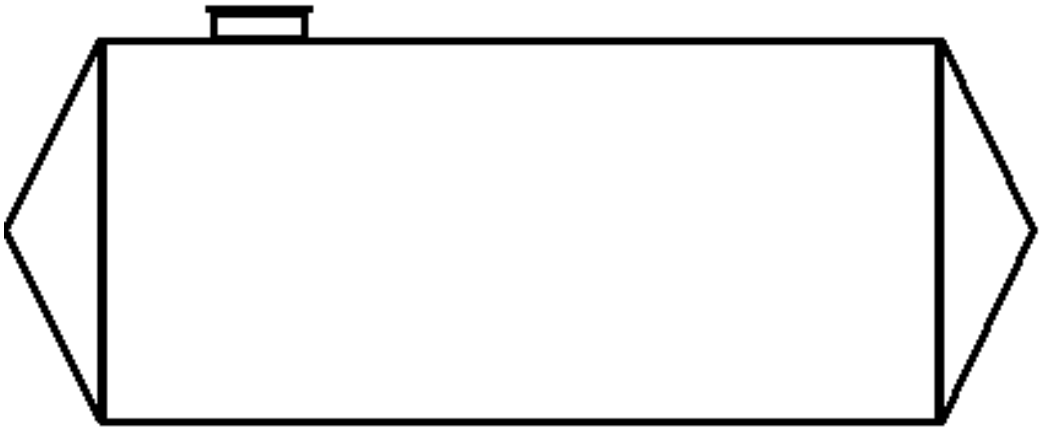


Рисунок 1 – Эскиз резервуара

Рисунок 2 – Общий вид резервуара и заливной горловины

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, $м^3$	50
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (объёмный метод), %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, ºС - атмосферное давление, кПа	 от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

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

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 7 паспорта.

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

Общество с ограниченной ответственностью «Производственная фирма МЗК»
(ООО «Производственная фирма МЗК»)
ИНН 5044035923
Юридический адрес: 141540, Московская обл., г.о. Солнечногорск, дп. Поварово, тер. Производственный квартал № 1, стр. 5

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Производственная фирма МЗК»
(ООО «Производственная фирма МЗК»)
ИНН 5044035923
Адрес: 141540, Московская обл., г.о. Солнечногорск, дп. Поварово, тер. Производственный квартал № 1, стр. 5

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)
Юридический адрес: 117152, г. Москва, Загородное ш., д. 1, стр. 1
Адрес места осуществления деятельности: 443096, г. Самара, ул. Мичурина, д. 52
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» октября 2023 г. № 2095

Регистрационный № 90106-23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-4

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-4 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой горизонтальный цилиндрический сварной стальной сосуд, оборудованный приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Расположение резервуара подземное.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен типографским способом на информационную табличку и в паспорт.

Резервуар РГС-4 заводской № 72 расположен: г. Екатеринбург, территория аэропорта Кольцово, Склад ГСМ.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Эскиз резервуара и общий вид заливной горловины представлен на рисунке 1-2.

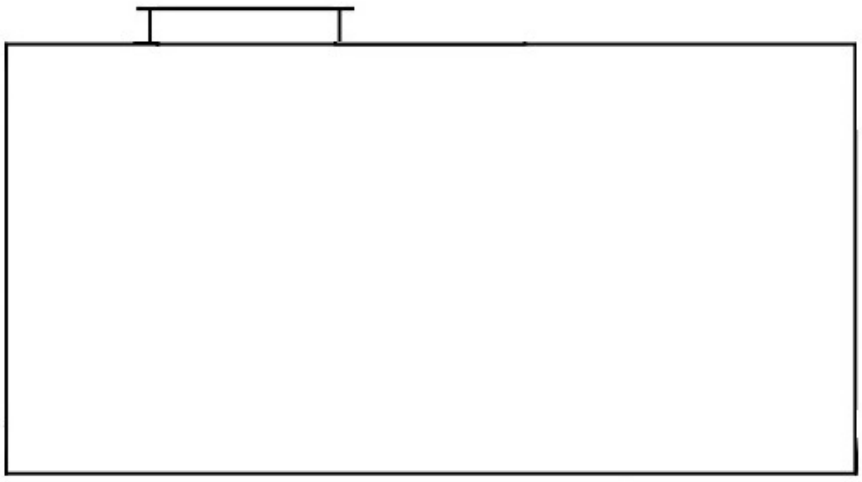


Рисунок 1 – Эскиз резервуара

Рисунок 2 – Общий вид заливной горловины

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, $м^3$	4
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (объёмный метод), %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	 от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-4	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 7 паспорта.

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

Общество с ограниченной ответственностью «Управляющая компания «114 Ремонтный завод средств заправки и транспортирования горючего» (ООО «УК «114 Ремонтный завод»)
ИНН 5432000470
Юридический адрес: 630056, г. Новосибирск, ул. Варшавская, д. 1, оф. 1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Управляющая компания «114 Ремонтный завод средств заправки и транспортирования горючего» (ООО «УК «114 Ремонтный завод»)
ИНН 5432000470
Адрес: 630056, г. Новосибирск, ул. Варшавская, д. 1, оф. 1

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания» (ООО ИК «СИБИНТЕК»)
Юридический адрес: 117152, г. Москва, Загородное ш., д. 1, стр. 1
Адрес места осуществления деятельности: 443096, г. Самара, ул. Мичурина, д. 52
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» октября 2023 г. № 2095

Регистрационный № 90107-23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар горизонтальный стальной РГСН-5

Назначение средства измерений

Резервуар горизонтальный стальной РГСН-5 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – горизонтальный стальной, номинальной вместимостью 5 м^3.

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

Резервуар представляет собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Резервуар горизонтальный стальной РГСН-5 расположен внутри металлического контейнера наземного расположения.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр, нанесен ударным способом на маркировочную табличку резервуара (рисунок 1).

Резервуар РГСН-5 с заводским номером 170 расположен по адресу: Сахалинская область, г. Северо-Курильск, ул. Пояркова, д. 40.

Общий вид резервуара РГСН-5 представлен на рисунках 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

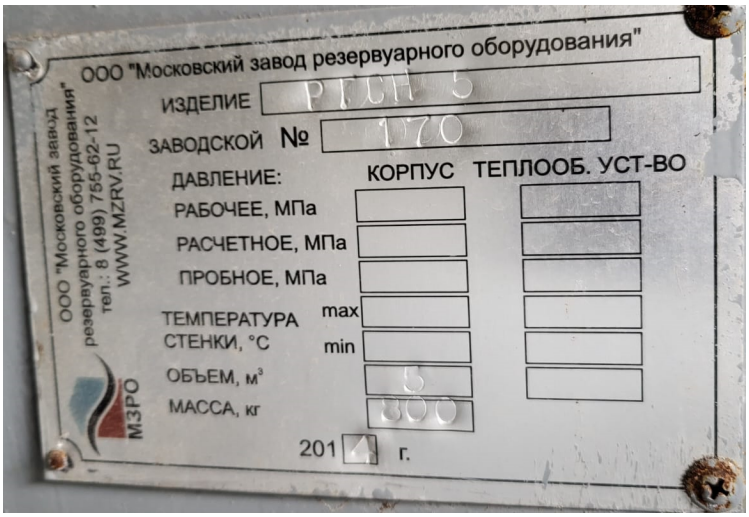


Рисунок 1 – Маркировочная табличка

Рисунок 2 – Общий вид резервуара РГСН-5

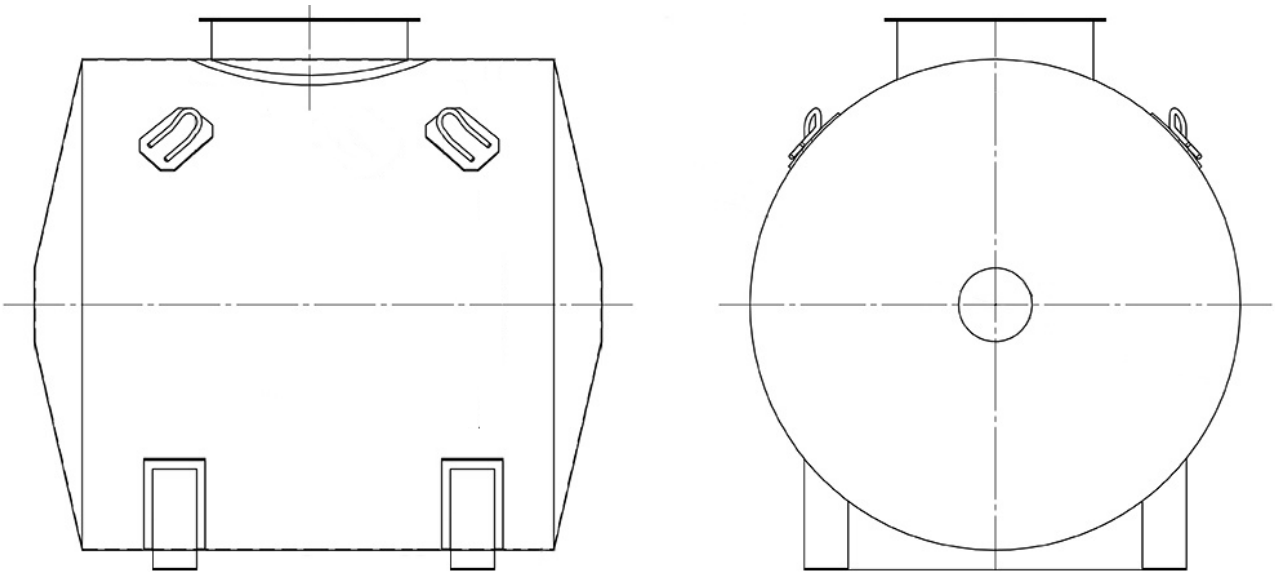


Рисунок 3 – Общий вид резервуара РГСН-5

Пломбирование резервуара РГСН-5 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, $м^3$	5
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С Атмосферное давление, кПа	 от -40 до +40 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

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

Комплектность средства измерений.

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной	РГСН-5	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Московский завод резервуарного оборудования» (ООО «МЗРО»)
ИНН 7733808031
Юридический адрес: 125464, г. Москва, Пятницкое ш., д. 16

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Московский завод резервуарного оборудования» (ООО «МЗРО»)
ИНН 7733808031
Адрес: 125464, г. Москва, Пятницкое ш., д. 16

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ» (ООО «МетроКонТ»)
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51
Телефон: +7 9372834420
Факс +7 (843) 515-00-21
E-mail: trifonovua@mail.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312640.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» октября 2023 г. № 2095

Регистрационный № 90108-23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Сибур-ПЭТФ» 4 очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Сибур-ПЭТФ» 4 очередь (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

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), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – 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 электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включает в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее по тексту – УСПД), устройство синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ), входящее в состав УСПД, каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) ПК «Энергосфера», технические средства обеспечения электропитания.

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи 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.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

– 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 электрической энергии поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД).

На верхнем – третьем уровне системы третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Сервер БД ежесуточно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка. АРМ субъекта оптового рынка в автоматическом режиме по сети Internet с использованием электронной подписи раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС». Сервер БД ежесуточно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту - СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ – ИИК и ИВК.

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS, ГЛОНАСС), встроенные часы сервера БД АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков.

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД; коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УССВ. Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов УСПД; коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов УСПД и часов счетчиков более чем на ±2 с. Коррекция часов сервера БД осуществляется от часов УСПД; коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСПД более чем на ±1 с.

Журналы событий счетчика отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1177) 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 от ИИК в ИВК 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	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
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 из менений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-5 6 кВ, РЩ-0,4 кВ, 4 СШ 0,4 кВ, яч.46	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
2	ТП-9 6 кВ, РЩ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч.15	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
3	ТП-9 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч.34/35	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
4	ТП-9 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.3	ТПЛ Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
5	ТП-9 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.6	ТПЛ Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ГПП 110 кВ Газоочистка, ЗРУ-6 кВ, яч.50	ТПОЛ Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
7	ГПП 110 кВ Газоочистка, ЗРУ-6 кВ, яч.13	ТПОЛ Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
8	ЦРП-3 6 кВ, 3 СШ 6 кВ, Ввод №3, ф.25	ТОЛ Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 47959-11	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
9	ЦРП-3 6 кВ, 4 СШ 6 кВ, Ввод №4, ф.30	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 2473-05	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Примечания:

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана cosφ = 0,8 инд I=0,02 (0,05)·$I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК № 1-9 от минус 40 °С до плюс 60 °С.

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

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

6 Допускается замена УСПД на аналогичное утвержденного типа.

7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

8 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.

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

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	9
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, °С	 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, ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	 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 0 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - 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 100000 2 35000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	 113 40 45 10 3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
– журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
– журнал 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 ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

– электросчетчиках (функция автоматизирована);
– УСПД (функция автоматизирована);
– ИВК (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 титульный лист паспорта-формуляра 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 классов точности 0,5; 0,5S; 1,0	Т-0,66	9
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ	4
Трансформаторы тока проходные	ТПОЛ	4
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ	3
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	4
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	6
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1177 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Сибур-ПЭТФ» 4 очередь, аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011.

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 «Сибур-ПЭТФ» (АО «Сибур-ПЭТФ»)
ИНН 6903038398
Юридический адрес: 170100, Тверская обл., г.о. город Тверь, г. Тверь, ш. Московское, д. 20Х

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» октября 2023 г. № 2095

Регистрационный № 90109-23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Биробиджанская ТЭЦ» АО «ДГК» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

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 по тексту – 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 электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включает в себя устройство сбора и передачи данных ARIS-2803 (далее по тексту – УСПД), устройство синхронизации времени (далее по тексту – УСВ), входящее в состав УСПД, каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК) АО «ДГК», включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «ТЕЛЕСКОП+».

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика. 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 входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Сервер БД (или АРМ) ежесуточно формирует и отправляет с использованием электронной подписи (далее – ЭП) с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту - СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ - ИИК, ИВКЭ и ИВК.

СОЕВ включает в себя УСВ (входящее в состав УСПД) на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УСВ более чем на ±1 мс. Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов УСПД. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов УСПД и часов счечтиков более чем на ±2 с. Коррекция часов сервера БД осуществляется от часов УСПД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСПД более чем на ±2 с.

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

Журналы событий счетчика отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1119.08) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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	 f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Биробиджанская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1сш-6 кВ, яч.7, фидер Ф-3 6 кВ	ТПОЛ - 10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,2 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
2	Биробиджанская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1сш-6 кВ, яч.8	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1261-02 ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,2 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
3	Биробиджанская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2сш-6 кВ, яч.26, фидер Ф-2 6 кВ	ТПОЛ - 10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,2 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
4	Биробиджанская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2сш-6 кВ, яч.23, фидер Ф-1 6 кВ	ТПОЛ - 10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,2 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	Биробиджанская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2сш-6 кВ, яч.29	ТПОЛ - 10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,2 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
6	Биробиджанская ТЭЦ, РУСН-0,4 кВ-1, КШ1 АБК 0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ в сторону ООО Вымпелком	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5 Ктт 20/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
7	Биробиджанская ТЭЦ, РУСН-0,4 кВ-1, КШ2 АБК 0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ в сторону ООО Театральное	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
8	ТП-126 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т2	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
9	ТП-126 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
10	РУСН-0,4 кВ Здания распредустройства ТВС, Ф-17 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
11	РУСН-0,4 кВ Здания распредустройства ТВС, Ф-22 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9

Примечания:

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0{,}8$ инд $I=0{,}05 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК № 1-11 от минус 40 °С до плюс 60 °С.

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

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

6 Допускается замена УСПД на аналогичное утвержденного типа.

7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

8 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.

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

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	11
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, °С	 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, ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	 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 +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - 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	 220000 2 125000 2 35000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	 113 40 45 10 3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счётчика:
  - 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 электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
– журнал УСПД:
  - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
  - попыток несанкционированного доступа;
  - связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
  - перезапусков ИВКЭ;
  - фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
  - результатов самодиагностики;
  - отключения питания.
– 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 ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

– электросчетчиках (функция автоматизирована);
– УСПД (функция автоматизирована);
– ИВК (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 титульный лист паспорта-формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока проходной	ТПОЛ - 10	9
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	1
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2
Трансформатор тока	Т-0,66 М У3	6
Трансформатор тока шинный	ТШП-0,66	12
Трансформатор напряжения измерительный	ЗНОЛ.06	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	5
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.09	6
Контроллер многофункциональный	ARIS-2803	1
Программное обеспечение	ТЕЛЕСКОП+	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1119.08 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений
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) СП «Биробиджанская ТЭЦ» АО «ДГК», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011.

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

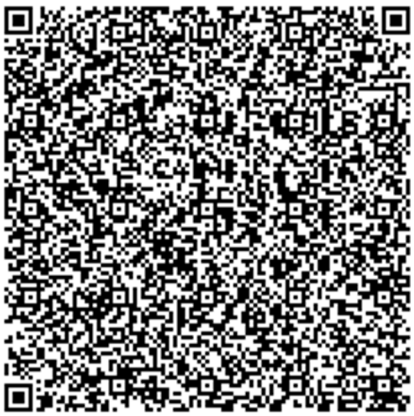
Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК»)
ИНН 1434031363
Юридический адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, д. 49

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» октября 2023 г. № 2095

Регистрационный № 90110-23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителей (16 очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителей (16 очередь) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ (измерительные каналы (ИК) №№ 1-75, 78-82) состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основные и/или резервные), ПАО «Россети Волга», АО «АБ ИнБев Эфес»;

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

АИИС КУЭ (ИК № 76,77) состоит из двух уровней:

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

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

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2». ИВК в части сервера ОАО «РЖД» единомоментно работает либо на основном сервере, либо на резервном.

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

Сервер ПАО «Россети Волга» создан на базе ПО ПК «Энергосфера».

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 1-67, 79-82 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), с выхода счетчиков ИК №№ 68-75 – на входы УСПД ПАО «Россети Волга» (ЭКОМ-3000), с выхода счетчика ИК № 78 – на входы УСПД АО «АБ ИнБев Эфес» (RTU-327L) где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков ИК №№ 1-67, 79-82 любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. ИВКЭ ОАО «РЖД» единомоментно работает либо на основном УСПД, либо на резервном. Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос счетчиков №№ 68-75 сервером ПАО «Россети Волга» с использованием каналообразующего оборудования.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК № 76, 77 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» где осуществляется обработка, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Не реже одного раза в сутки сервер ПАО «Россети Волга» формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

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

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

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 7.

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

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

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

Уровень ИВК ОАО «РЖД» оснащен устройствами синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и соответствующим ему УСВ-3, а также между резервным сервером ОАО «РЖД» и соответствующим ему УСВ-3 осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК ПАО «Россети Волга» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при любом расхождении времени.

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

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

УСПД ПАО «Россети Волга» синхронизируется от встроенных модулей GPS/ГЛОНАСС и/или от сервера ПАО «Россети Волга». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при любом расхождении времени.

УСПД АО «АБ ИнБев Эфес» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сличения показаний часов УСПД АО «АБ ИнБев Эфес» и УСВ-3 осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±1 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 1-67, 79-82 синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 68-75 синхронизируется от УСПД или от сервера ПАО «Россети Волга» (в случае задействования резервного канала опроса счетчиков-сервером напрямую). Сравнение показаний часов компонентов АИИС КУЭ происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД или сервер (при резервном опросе)». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±3 с (параметр программируемый).

Счётчик ИК № 78 синхронизируется от УСПД АО «АБ ИнБев Эфес». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов счётчиков происходит при превышении уставки коррекции времени, настраивается с учётом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±2 с (параметр программируемый).

Счётчики ИК №№ 76,77 синхронизируется от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов счётчиков происходит при превышении уставки коррекции времени, настраивается с учётом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±3 с (параметр программируемый).

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 262. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1-4.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

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

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера»

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

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 5-7.

Таблица 5 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)			Обозначение, тип	УСПД	УССВ
1	2	3			4	5	6
1	ПС Колодезная тяговая ф.6 10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=50/5 №25433-07	A	ТЛО-10 3 У3	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10 3 У3		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №16687-97	A B C	НАМИТ-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07		EA05RL-P2B-3		
2	ПС Колодезная тяговая, ф.1 10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10 У3		
				B	-		
				C	ТПЛ-10 У3		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №16687-97	A B C	НАМИТ-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P2B-3		

Продолжение таблицы 5

1	2	3			4		5	6
3	ПС Лиски тяговая, ф.1 6 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=400/5 №25433-07	A	ТЛО-10 3 У3		RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-			
				C	ТЛО-10 3 У3			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №16687-97	A B C	НАМИТ-10			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3				
4	ПС Лиски тяговая, ф.2 6 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=400/5 №25433-07	A	ТЛО-10 3 У3			
				B	-			
				C	ТЛО-10 3 У3			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №16687-97	A B C	НАМИТ-10			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3				
5	ПС Лиски тяговая, ф.3 6 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №9143-06	A	ТЛК-10-6 У3			
				B	-			
				C	ТЛК-10-6 У3			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №16687-97	A B C	НАМИТ-10			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P4B-3				

Продолжение таблицы 5

1	2	3			4		5	6
6	ПС Лиски тяговая, ф.4 6 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №25433-11	A	ТОЛ-10-1 У3		RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-			
				C	ТОЛ-10-1 У3			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №16687-97	A	НАМИТ-10			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3				
7	ПС Лиски тяговая, ф.5 6 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=400/5 №9143-06	A	ТЛК-10-6 У3			
				B	-			
				C	ТЛК-10-6 У3			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №16687-97	A	НАМИТ-10			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3				

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
8	ПС Лиски тяговая ф.ДПР-1 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №3187-72	A	ТВ-35/25	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТВ-35/25		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			
9	ПС Лиски тяговая ф.ДПР-2 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 №26417-04	A	ТФЗМ 35А-У1		
				B	-		
				C	ТФЗМ 35А-У1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			
10	ПС Отрожка тяговая, ф.ДПР-2 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №3187-72	A	ТВ-35/25		
				B	-		
				C	ТВ-35/25		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3			4		5	6
11	ПС Таловая тяговая, ф.1 10 кВ,	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №61432-15	A	ТОЛ-НТЗ-10		RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B				
				C	ТОЛ-НТЗ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05	A B C	НАМИ-10-95УХЛ2			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3				
12	ПС Таловая тяговая, ф.9 10 кВ,	ТТ	Кт=0,5 Ктт=75/5 №61432-15	A	ТЛО-10 М1АС			
				B				
				C	ТЛО-10 М1АС			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05	A B C	НАМИ-10-95УХЛ2			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3				
13	ПС Поворино тяговая, ф.1 6 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=300/5 №25433-11	A	ТЛО-10			
				B	ТЛО-10			
				C	ТЛО-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №51621-12	A B C	НАЛИ-СЭЩ			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3				

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
14	ПС Поворино тяговая, ф.3 6 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=300/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №51621-12	A	НАЛИ-СЭЩ		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			
15	ПС Поворино тяговая, ф.5 6 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=150/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №51621-12	A	НАЛИ-СЭЩ		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			
16	ПС Поворино тяговая, ф.6 6 кВ,	ТТ	Кт=0,5 Ктт=300/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №51621-12	A	НАЛИ-СЭЩ		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
17	ПС Поворино тяговая ф.ДПР-1 27,5 кВ,	ТТ	Кт=0,5 Ктт=150/5 №64181-16	A	ТВ	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТВ		
				C	ТВ		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			
18	ПС Поворино тяговая, ф.ДПР-2 27,5 кВ,	ТТ	Кт=0,5 Ктт=150/5 №64181-16	A	ТВ		
				B	ТВ		
				C	ТВ		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			
19	ПС 110 кВ Поворино тяговая ф.16 10 кВ.	ТТ	Кт=0,5 Ктт=50/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 № 831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
20	ПС 110 кВ Поворино тяговая ф. 17 10 кВ.	ТТ	Кт=0,5 Ктт=50/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №813-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			
21	ПС 110 кВ Бобров тяговая, ф.ДПР-1 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=75/5 №664-51	A	ТФН-35		
				B	-		
				C	ТФН-35		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3			
22	ПС Елань-Колено тяговая, ф.ДПР-1 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=150/5 №664-51	A	ТФН-35		
				B	-		
				C	ТФН-35		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3			4		5	6
23	ПС Елань-Колено тяговая, ф.ДПР-2 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №664-51	A	ТФН-35	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТФН-35		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P4B-3			
24	ПС Половцево тяговая, ф.ДПР-1 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=75/5 №664-51	A	ТФН-35		
				B	-		
				C	ТФН-35		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			
25	ПС Половцево тяговая, ф.ДПР-2 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1		
				B	-		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3			4		5	6
26	ПС Острогожск тяговая, ф.2, 6 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 №47958-16	A	ТПОЛ-10		RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-			
				C	ТПОЛ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №20186-05	A B C	НАМИ-10-95 УХЛ2			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3				
27	ПС Острогожск тяговая, ф, 6 6 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10			
				B	-			
				C	ТПЛ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №20186-05	A B C	НАМИ-10-95 УХЛ2			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3				
28	ПС Острогожск тяговая, ф. 9 6 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10			
				B	-			
				C	ТПЛ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №20186-05	A B C	НАМИ-10-95 УХЛ2			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3				

Продолжение таблицы 5

1	2	3			4		5	6
29	ПС Евдаково тяговая, ф.9 10 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10 3 У3	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10 3 У3		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 № 57274-14	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3			
30	ПС Евдаково тяговая, ф. 10 10 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=75/5 №25433-03	A	ТЛО-10 3 У3		
				B	-		
				C	ТЛО-10 3 У3		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 № 57274-14	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			
31	ПС Евдаково тяговая, ф.ДПР-1 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №19720-00	A	ТВ-35 II ХЛ2		
				B	-		
				C	ТВ-35 II ХЛ2		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3			4		5	6
32	ПС Евдаково тяговая, ф.ДПР-2 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №19720-00	A	ТВ-35 II ХЛ2		RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-			
				C	ТВ-35 II ХЛ2			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65			
				B	-			
				C	ЗНОМ-35-65			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3				
33	ПС Подгорное тяговая, ф.ДПР-1 27,5 кВ,	ТТ	Кт=0,2S Ктт=100/5 №36291-07	A	ТЛО-35			
				B	-			
				C	ТЛО-35			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №51637-12	A	TJC 7			
				B	-			
				C	TJC 7			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3				
34	ПС Подгорное тяговая, ф.ДПР-2 27,5 кВ,	ТТ	Кт=0,2S Ктт=100/5 №36291-11	A	ТЛО-35			
				B	-			
				C	ТЛО-35			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №51637-12	A	TJC 7			
				B	-			
				C	TJC 7			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3				

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
35	ПС Журавка тяговая, ф.ДПР-1 27,5 кВ,	ТТ	Кт=0,5 Ктт=50/5 №47124-11	A	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №42661-09	A	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III		
				B	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III		
				C	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-3			
36	ПС Журавка тяговая, ф.1 35 кВ,	ТТ	Кт=0,5S Ктт=100/5 № 69606-17	A	ТОЛ-НТЗ		
				B	ТОЛ-НТЗ		
				C	ТОЛ-НТЗ		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=35000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛ-НТЗ-35		
				B	ЗНОЛ-НТЗ-35		
				C	ЗНОЛ-НТЗ-35		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-4			
37	ПС Журавка тяговая, ф.1ПЭ 10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=75/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805 RL-P4G-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3			4		5	6
38	ПС Журавка тяговая, ф.2ПЭ 10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=50/5 №19720-06	A	ТОЛ-НТЗ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805 RL-P4G-DW-4			
39	ПС Райновская тяговая, ф.ДПР-1 27,5 кВ.	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №21256-07	A	ТОЛ-35-III - II УХЛ1		
				B	ТОЛ-35-III - II УХЛ1		
				C	-		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			
40	ПС Райновская тяговая, ф.ДПР-2 27,5 кВ.	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №21256-07	A	ТОЛ-35-III - II УХЛ1		
				B	ТОЛ-35-III - II УХЛ1		
				C	-		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
41	ПС Грязи Орловские Ввод-1 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №26419-08	A	ТФЗМ 35Б-1 У1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТФЗМ 35Б-1 У1		
				C	ТФЗМ 35Б-1 У1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3			
42	ПС Грязи Орловские Ввод-2 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №26419-08	A	ТФЗМ 35Б-1 У1		
				B	ТФЗМ 35Б-1 У1		
				C	ТФЗМ 35Б-1 У1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P4B-3			
43	ПС Грязи Орловские ДПР-2 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1		
				B	-		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
44	ПС Грязи Орловские ДПР-1 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			
45	ПС Чириково Ввод-1 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №26419-04	A	ТФЗМ 35Б-1 У1		
				B	ТФЗМ 35Б-1 У1		
				C	ТФЗМ 35Б-1 У1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-05	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			
46	ПС Чириково Ввод-2 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №26419-04	A	ТФЗМ 35Б-1 У1		
				B	ТФЗМ 35Б-1 У1		
				C	ТФЗМ 35Б-1 У1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-05	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
47	ПС Чириково Ф-КУ 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №3689-73	A	ТФЗМ-35Б-1 У1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	-		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-05	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			
48	ПС Хитрово Ввод-1 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №26419-08	A	ТФЗМ 35Б-1 У1		
				B	ТФЗМ 35Б-1 У1		
				C	ТФЗМ 35Б-1 У1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			
49	ПС Хитрово Ввод-2 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №26419-08	A	ТФЗМ 35Б-1 У1		
				B	ТФЗМ 35Б-1 У1		
				C	ТФЗМ 35Б-1 У1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3			4		5	6
50	ПС Касторная Ввод-1 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №3689-73	A	ТФЗМ-35Б-1 У1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
				B	ТФЗМ-35Б-1 У1			
				C	ТФЗМ-35Б-1 У1			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65			
				B	ЗНОМ-35-65			
				C	ЗНОМ-35-65			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P4B-4				
51	ПС Касторная Ввод-2 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №26419-04	A	ТФЗМ 35Б-1 У1			
				B	ТФЗМ 35Б-1 У1			
				C	ТФЗМ 35Б-1 У1			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-07	A	ЗНОМ-35-65			
				B	ЗНОМ-35-65			
				C	ЗНОМ-35-65			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P4B-4				
52	ПС Тербуны Ввод-1 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №26419-04	A	ТФЗМ 35Б-1 У1			
				B	ТФЗМ 35Б-1 У1			
				C	ТФЗМ 35Б-1 У1			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-05	A	ЗНОМ-35-65			
				B	ЗНОМ-35-65			
				C	ЗНОМ-35-65			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P4B-4				

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
53	ПС Тербуны Ввод-2 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №26419-04	A	ТФЗМ 35Б-1 У1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТФЗМ 35Б-1 У1		
				C	ТФЗМ 35Б-1 У1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-05	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P4B-4			
54	ПС Елец Ввод-1 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №3689-73	A	ТФЗМ-35Б-1У1		
				B	ТФЗМ-35Б-1У1		
				C	-		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			
55	ПС Елец Ввод-2 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №26419-08	A	ТФЗМ 35Б-1 У1		
				B	ТФЗМ 35Б-1 У1		
				C	-		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-05	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3			4		5	6
56	ПС Елец Ф-КУ 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
				B	ТФЗМ-35А-У1			
				C	-			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65			
				B	ЗНОМ-35-65			
				C	-			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3				
57	ПС 110 кВ ПП М.Горького, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ (ТСН-0,4 кВ)	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 №15174-01	A	ТОП 0,66			
				B	ТОП 0,66			
				C	ТОП 0,66			
		ТН	-	A	-			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4				
58	ПС 110 кВ Похвистнево тяговая, РУ 10 кВ, Яч.5, ф. ФПГ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №9143-06	A	ТЛК-10			
				B	-			
				C	ТЛК-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3				

Продолжение таблицы 5

1	2	3			4		5	6
59	ПС 110 кВ Жихаревка тяговая, ЗРУ 10 кВ, ф. 1СЩБ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=50/5 №9143-06	A	ТЛК-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
				B	-			
				C	ТЛК-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06-10У3			
				B	ЗНОЛ.06-10У3			
				C	ЗНОЛ.06-10У3			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	EA05RL-P1B-3				
60	ПС 110 кВ Жихаревка тяговая, ЗРУ 10 кВ, ф. 1ПЭ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=50/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10			
				B	-			
				C	ТПЛМ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06-10У3			
				B	ЗНОЛ.06-10У3			
				C	ЗНОЛ.06-10У3			
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07	EA02RAL-P3B-4				
61	ПС 110 кВ Жихаревка тяговая, ЗРУ 10 кВ, ф. 2ПЭ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 №9143-06	A	ТЛК-10			
				B	-			
				C	ТЛК-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06-10У3			
				B	ЗНОЛ.06-10У3			
				C	ЗНОЛ.06-10У3			
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07	EA02RAL-P3B-4				

Продолжение таблицы 5

1	2	3			4		5	6
62	ПС 110 кВ Рачейка тяговая, РУ 10 кВ, ф. 2ПЭ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06-10У3		
				B	ЗНОЛ.06-10У3		
				C	ЗНОЛ.06-10У3		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	EA05RL-P1B-3			
63	ПС 110 кВ Рачейка тяговая, РУ 10 кВ, ф. 3ПЭ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=75/5 №9143-06	A	ТЛК-10-4		
				B	-		
				C	ТЛК-10-4		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06-10У3		
				B	ЗНОЛ.06-10У3		
				C	ЗНОЛ.06-10У3		
		Счетчик	Кт=0,5S/1.0 Ксч=1 №16666-07	EA05RL-P1B-3			
64	ТИ № 257.2 ПС 110 кВ РНС, 3РУ 10 кВ, яч.4, КЛ-1 10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10		
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 №68841-17	A	ЗНОЛ-ЭК-10		
				B	ЗНОЛ-ЭК-10		
				C	ЗНОЛ-ЭК-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1.0 Ксч=1 №36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.13			

Продолжение таблицы 5

1	2	3			4		5	6
65	ТИ № 258.2 ПС 110 кВ РНС, ЗРУ 10 кВ, яч.32, КЛ-2 10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 №68841-17	A	ЗНОЛ-ЭК-10		
				B	ЗНОЛ-ЭК-10		
				C	ЗНОЛ-ЭК-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1.0 Ксч=1 №36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.13			
66	Ввод Т1 6 кВ ПС «ПУС» 35/6	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №2473-69	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1.0 Ксч=1 №50460-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.12			
67	Ввод Т2 6 кВ ПС «ПУС» 35/6	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №2473-69	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1.0 Ксч=1 №50460-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.01			

Продолжение таблицы 5

1	2	3			4		5	6
68	ТИ № 315 ПС 110 кВ Безымянка-2, ЗРУ 6 кВ, Яч.27, ЛЭП 6 кВ Ф-27 нитка-А, ЛЭП 6 кВ Ф-27 нитка-Б	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №29390-10		A	ТПЛ-10с	ЭКОМ-3000, рег. № 17049-14	УСВ-3, Рег. № 51644-12, Метроном-50М Рег. № 68916-17
					B	-		
					C	ТПЛ-10с		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №2611-70		A B C	НТМИ-6-66 У3		
		Счетчик	Кт=0,5S/1.0 Ксч=1 №36697-08		СЭТ-4ТМ.03М.01			
69	ТИ № 316 ПС 110 кВ Безымянка-2, ЗРУ 6 кВ, Яч.55, ЛЭП 6 кВ Ф-55	ТТ	Кт=0,5 Ктт=300/5 №2363-68		A	ТПЛМ-10		
					B	-		
					C	ТПЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №2611-70		A B C	НТМИ-6-66 У3		
		Счетчик	Кт=0,5S/1.0 Ксч=1 №36697-08		СЭТ-4ТМ.03М.01			
70	ПС 110 кВ Винтай-1, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ ф.17	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №1261-59		A	ТПОЛ-10		
					B	-		
					C	ТПОЛ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69		A B C	НТМИ-10-66		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-08		СЭТ-4ТМ.03М.01			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
71	ПС 110 кВ Винтай-1, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ ф.7	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10	ЭКОМ-3000, рег. № 17049-14	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01			
72	ПС 110 кВ Кротовка, РУ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф.24 ПС Кротовка	ТТ	Кт=0,5S Ктт=1000/5 №47959-11	A	ТОЛ-10-I		
				B	ТОЛ-10-I		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/√3/100/√3 №35955-12	A	НОЛ-СЭЩ-6		
				B	НОЛ-СЭЩ-6		
				C	НОЛ-СЭЩ-6		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01			
73	ПС 110 кВ Кротовка, РУ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф.5 ПС Кротовка	ТТ	Кт=0,5S Ктт=1000/5 №47959-11	A	ТОЛ-10-I		
				B	ТОЛ-10-I		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/√3/100/√3 №35955-12	A	НОЛ-СЭЩ-6		
				B	НОЛ-СЭЩ-6		
				C	НОЛ-СЭЩ-6		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01			

Продолжение таблицы 5

1	2	3			4		5	6
74	ПС 110 кВ Город-1, ОРУ 110 кВ, КЛ 110 кВ Южная-1	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №24811-03	A	ТФЗМ 110Б	ЭКОМ-3000, рег. № 17049-14	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТФЗМ 110Б		
				C	ТФЗМ 110Б		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №47844-11	A	СРВ 123		
				B	СРВ 123		
				C	СРВ 123		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М			
75	ПС 110 кВ Город-1, ОРУ 110 кВ, КЛ 110 кВ Южная-2	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №24811-03	A	ТФЗМ 110Б		
				B	ТФЗМ 110Б		
				C	ТФЗМ 110Б		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №47844-11	A	СРВ 123		
				B	СРВ 123		
				C	СРВ 123		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М			
76	ПС 110 кВ ВГТЗ-1, ЗРУ-6 кВ, яч. 35, КЛ-6 кВ А, КЛ-6 кВ Б	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №518-50	A	ТПОФ	-	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПОФ		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №16687-13	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/0,5 Ксч=1 №33446-08	CE303 S31 503 JAVZ			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
77	ПС 110 кВ ВГТЗ-1, ЗРУ-6 кВ, яч. 36, КЛ-6 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №518-50	A	ТПОФ	-	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПОФ		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №16687-13	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/0,5 Ксч=1 №33446-08	CE303 S31 503 JAVZ			
78	ТП 5 10 кВ, РУ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Ф.17	ТТ	Кт=0,5S Ктт=300/5 №76349-19	A	ТТК-30	RTU-327L Рег.№ 41907-09	УСВ-3 Рег.№ 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТТК-30		
				C	ТТК-30		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1 Ксч=1 №80590-20	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN			
79	ПС 110 кВ Большой Луг, ОРУ 110 кВ, Ввод 10 кВ Т-1	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №30709-06	A	ТЛП-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-3			

Продолжение таблицы 5

<table>
<tr><th>1</th><th>2</th><th colspan="2">3</th><th colspan="2">4</th><th>5</th><th>6</th></tr>
<tr><td rowspan="7">80</td><td rowspan="7">ПС 110 кВ Большой Луг, ОРУ 110 кВ, Ввод 10 кВ Т-2</td><td rowspan="3">ТТ</td><td rowspan="3">Кт=0,5
Ктт=1000/5
№30709-06</td><td>A</td><td>ТЛП-10</td><td rowspan="7">RTU-327
Рег. № 41907-09

ЭКОМ-3000
Рег. № 17049-14</td><td rowspan="11">УСВ-3
Рег. № 51644-12

УСВ-3
Рег. № 64242-16

Метроном-50М
Рег. № 68916-17</td></tr>
<tr><td>B</td><td>-</td></tr>
<tr><td>C</td><td>ТЛП-10</td></tr>
<tr><td rowspan="3">ТН</td><td rowspan="3">Кт=0,5
Ктн=10000/100
№20186-05</td><td>A</td><td rowspan="3">НАМИ-10-95УХЛ2</td></tr>
<tr><td>B</td></tr>
<tr><td>C</td></tr>
<tr><td>Счетчи</td><td>Кт=0,5S/1,0
Ксч=1
№31857-11</td><td colspan="2">A1805RALQ-P4GB-DW-3</td></tr>
<tr><td rowspan="3">81</td><td rowspan="3">ТПС Хованщина 110/35/10кВ, ВРУ-0,22кВ адм. здания, В/Ч-связь</td><td>ТТ</td><td colspan="3">-</td><td rowspan="3">RTU-327
Рег. № 19495-03

ЭКОМ-3000
Рег. № 17049-14</td></tr>
<tr><td>ТН</td><td colspan="3">-</td></tr>
<tr><td>Счетчи</td><td>Кт=1,0/2,0
Ксч=1
№50460-12</td><td colspan="2">ПСЧ-4ТМ.05МК.20</td></tr>
<tr><td rowspan="3">82</td><td rowspan="3">ТПС Потьма 110/10кВ, ВРУ-0,22кВ адм. здания, В/Ч-связь</td><td>ТТ</td><td colspan="3">-</td><td rowspan="3">RTU-327
Рег. № 19495-03

ЭКОМ-3000
Рег. № 17049-14</td></tr>
<tr><td>ТН</td><td colspan="3">-</td></tr>
<tr><td>Счетчи</td><td>Кт=1,0/2,0
Ксч=1
№50460-12</td><td colspan="2">ПСЧ-4ТМ.05МК.20</td></tr>
<tr><td colspan="8">Примечания:
1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 5, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 6 метрологических характеристик.
3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.
4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.</td></tr>
</table>

Таблица 6 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4
1, 35, 37, 38, 59, 62 – 71, 79, 80	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
2, 5 – 28, 31, 32, 39 – 56, 58	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
3, 4, 33, 34	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
29, 30	Активная	0,8	2,6
	Реактивная	1,4	4,0
36, 72, 73	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0
57	Активная	0,8	5,3
	Реактивная	1,9	2,6
60, 61	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,5	4,3
74, 75	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,0	2,8
76, 77	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,3	2,9
78	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,1	3,9
81, 82	Активная	1,1	3,4
	Реактивная	2,2	5,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +35°С.

Таблица 7 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, cosφ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 26035-83, ТУ 4228-001-29056091-94 ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012, ТУ 4228-011-29056091-11	 от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +18 до +22 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, cosφ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327L (рег. № 41907-09) - для УСПД RTU-327 (рег. № 41907-09) - для УСПД RTU-327 (рег. № 19495-03) - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М	 от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +35 от -40 до +55 от -20 до +50 от +1 до +50 от 0 до +75 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-97): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАльфа (рег. № 16666-07): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	 50000 72 80000 72 120000 72 140000 72 165000 72 140000 72 165000 72

Продолжение таблицы 7

1	2
счетчики электроэнергии СЕ 303:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	160000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии Меркурий 230:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	210000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
УСПД RTU-327, RTU-327L (рег. № 41907-09):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
УСПД RTU-327 (рег. № 19495-03):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	40000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
УСПД ЭКОМ-3000:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
ИВК:	
- коэффициент готовности, не менее	0,99
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
Глубина хранения информации	
ИИК:	
- счетчики электроэнергии:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИВКЭ:	
- УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК:	
- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

− защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

− резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

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

Возможность коррекции времени в:
- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОП 0,66	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1 У1	4
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35Б-1 У1	29
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	2
Трансформаторы тока	ТЛК-10	12
Трансформаторы тока	ТЛО-35	4
Трансформаторы тока	ТЛО-10	24
Трансформаторы тока	ТОЛ-35	4
Трансформаторы тока	ТТК-30	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТПОФ	4
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	10
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	10
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	8

Продолжение таблицы 8

1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛП-10	4
Трансформаторы тока	ТВ-35 II	4
Трансформаторы тока	ТФН-35	8
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	8
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	6
Трансформаторы тока	ТВ-35/25	4
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35А-У1	2
Трансформаторы тока	ТВ	6
Трансформаторы напряжения	ТЈС 7	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	7
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-35	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	12
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2
Трансформаторы напряжения	НОЛ-СЭЩ-6	6
Трансформаторы напряжения	СРВ 123	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	54
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	4
Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные	СЕ 303	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	6
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	53
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	8
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	7
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	13
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327L	1

Продолжение таблицы 8

1	2	3
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	4
Серверы точного времени	Метроном-50М	2
Формуляр	13526821.4611.262.ЭД.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителей (16 очередь)», аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312601.

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

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, эт. 4, помещ. 7
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИНВЕСТИНИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)
Адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-кт Ленина, д. 124, оф. 15
Телефон: +7 (982) 282-82-82
Факс: +7 (982) 282-82-82
E-mail: carneol@bk.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312601.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» октября 2023 г. № 2095

Регистрационный № 90111-23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах ОАО «Ленэнерго», Мурманской области

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ (измерительные каналы (ИК) №№ (1-11,24,25,28-40,42-66) состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основные и/или резервные), ПАО «Россети», ПАО «Россети Ленэнерго», Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сервер ПАО «Россети», сервер ПАО «Россети Ленэнерго», сервер Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад»; устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

АИИС КУЭ (ИК № 12-23,26,27,41) состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сервер ПАО «Россети Ленэнерго», сервер Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2». ИВК в части сервера ОАО «РЖД» единомоментно работает либо на основном сервере, либо на резервном.

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

Сервер ПАО «Россети» создан на базе СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Серверы ПАО «Россети Ленэнерго», Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» созданы на базе ПО «Пирамида-Сети».

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 1-11 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), с выходов счетчиков ИК №№ 24,25 – на входы УСПД Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», с выходов счетчиков ИК №№ 28-40,42-60 – на входы УСПД ПАО «Россети Ленэнерго», с выходов счетчиков ИК №№ 61-66 – на входы УСПД ПАО «Россети», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков ИК №№ 1-11 любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. ИВКЭ ОАО «РЖД» единомоментно работает либо на основном УСПД, либо на резервном. Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос счетчиков №№ 24,25 сервером Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», каналов №№28-40,42-60 сервером ПАО «Россети Ленэнерго», №№61-66 сервером ПАО «Россети» с использованием каналообразующего оборудования.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», с УСПД Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» - на сервер Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», с УСПД ПАО «Россети Ленэнерго» - на сервер ПАО «Россети Ленэнерго», с УСПД ПАО «Россети» - на сервер ПАО «Россети», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 12-23,26,27 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на сервер Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», с выходов счетчика ИК № 41 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на сервер ПАО «Россети Ленэнерго», где осуществляется обработка, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Не реже одного раза в сутки серверы Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», ПАО «Россети Ленэнерго», ПАО «Россети» формируют файлы отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

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

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

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 7.

СОЕВ включает в себя серверы точного времени Метроном-50М, устройства синхронизации времени УСВ-3, устройство синхронизации времени УСВ-2, сервер точного времени СТВ-01, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», часы сервера ПАО «Россети Ленэнерго», часы сервера ПАО «Россети», часы УСПД и счётчиков.

Серверы точного времени Метроном-50М, устройства синхронизации времени УСВ-3, устройство синхронизации времени УСВ-2, сервер точного времени СТВ-01 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

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

Уровень ИВК ОАО «РЖД» оснащен устройствами синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и соответствующим ему УСВ-3, а также между резервным сервером ОАО «РЖД» и соответствующим ему УСВ-3 осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±1 с (параметр программируемый).

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

Уровень ИВК ПАО «Россети Ленэнерго» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-2. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК ПАО «Россети» оснащен сервером точного времени СТВ-01. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±1 с (параметр программируемый).

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

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

УСПД Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» синхронизируется от сервера Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±2 с (параметр программируемый).

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

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

Счетчики ИК №№ 1-11 синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 24,25 синхронизируются от УСПД или сервера Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» (в случае использования резервного канала опроса счетчиков сервером ПАО «Россети Северо-Запад»). Сравнение показаний часов компонентов АИИС КУЭ происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД» или «счетчик-сервер» (при резервном канале опроса)». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±2 с (параметр программируемый) или ±3 с при использовании резервного канала опроса.

Счетчики ИК №№ 28-40,42-60 синхронизируются от УСПД или сервера ПАО «Россети Ленэнерго» (в случае использования резервного канала опроса счетчиков сервером ПАО «Россети Ленэнерго»). Сравнение показаний часов компонентов АИИС КУЭ происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД» или «счетчик-сервер» (при резервном канале опроса)». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±2 с (параметр программируемый) или ±3 с при использовании резервного канала опроса.

Счетчики ИК №№ 61-66 синхронизируются от УСПД или сервера ПАО «Россети» (в случае использования резервного канала опроса счетчиков сервером ПАО «Россети»). Сравнение показаний часов компонентов АИИС КУЭ происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД» или «счетчик-сервер» (при резервном канале опроса)». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±2 с (параметр программируемый) или ±3 с при использовании резервного канала опроса.

Счетчики ИК №№ 12-23,26,27 синхронизируется от сервера Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад». Сравнение показаний часов счетчика и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±3 с (параметр программируемый).

Счетчик ИК №41 синхронизируется от сервера ПАО «Россети Ленэнерго». Сравнение показаний часов счетчика и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±3 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±3 с (параметр программируемый).

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 263. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

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

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО «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 5 - 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	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218

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 «Пирамида-Сети, СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)			Обозначение, тип	УСПД	УССВ
1	2	3			4	5	6
1	ПС 110 кВ Тюрлема-тяга, ОРУ 27,5 кВ, Ф1 ДПР	ТТ	Кт=0,5S Ктт=200/5 №47124-11	A	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
				C	-		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3			
2	ПС 110 кВ Тюрлема-тяга, ОРУ 27,5 кВ, Ф2 ДПР	ТТ	Кт=0,5S Ктт=200/5 №47124-11	A	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
				B	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
				C	-		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Канаш-Тяга, ОРУ 2х27,5 кВ, Ф1 ДПР 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТФЗМ-35А-У1		
				C	-		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3			
4	ПС 110 кВ Канаш-Тяга, ОРУ 2х27,5 кВ, Ф2 ДПР 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №3689-73	A	ТФЗМ-35Б-1У1		
				B	ТФЗМ-35Б-1У1		
				C	-		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3			
5	ПС 110 кВ Шумерля-тяговая, ОРУ 2х27,5 кВ, Ф1 ДПР 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5S Ктт=200/5 №47124-11	A	-		
				B	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
				C	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	-		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Шумерля-тяговая, ОРУ 2х27,5 кВ, Ф2 ДПР 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5S Ктт=150/5 №47124-11	A	-	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
				C	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	-		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3			
7	ПС 110 кВ Апатиты 14 (ПС 14), КРУН 10 кВ, Ф.11	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №42683-09	A	ТЛК	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛК		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3			
8	ПС 110 кВ Ковда (ПС 85), РУ 10 кВ, Ф-РРС	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 №30709-08	A	ТЛП-10		
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3			4		5	6
9	ПС 110 кВ Африканда (ПС 61), ОРУ-110 кВ, Л-111	ТТ	Кт=0,2 Ктт=75/1 №60541-15		A	ТБМО	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
					B	ТБМО		
					C	ТБМО		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №60353-15		A	НАМИ		
					B	НАМИ		
					C	НАМИ		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11		A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
10	ПС 110 кВ Африканда (ПС 61), ОРУ-110 кВ, Л-112	ТТ	Кт=0,2 Ктт=75/1 №60541-15		A	ТБМО		
					B	ТБМО		
					C	ТБМО		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №60353-15		A	НАМИ		
					B	НАМИ		
					C	НАМИ		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11		A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
11	ПС 35 кВ Вырица-тяговая, РУ 10 кВ, Ф.7 (ПЭ-2)	ТТ	Кт=0,2S Ктт=75/5 №59870-15		A	ТОЛ-СЭЩ-10		
					B	-		
					C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 №3344-08		A	ЗНОЛ.06		
					B	ЗНОЛ.06		
					C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11		A1805RAL-P4G-DW-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
12	ПС 35 кВ ПС-301, РУ 6 кВ, КЛ 6 кВ Ф.32	ТТ	Кт=0,5 Ктт=300/5 №7069-79	A	ТОЛ 10	-	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				B	-		
				C	ТОЛ 10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ 2		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4G-DW-4			
13	ПС 35 кВ ПС-301, РУ 6 кВ, КЛ 6 кВ Ф.42	ТТ	Кт=0,5 Ктт=300/5 №7069-79	A	ТОЛ 10	-	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				B	-		
				C	ТОЛ 10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ 2		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4G-DW-4			
14	ПС 110 кВ Кола (ПС 8), КРУ 6 кВ, яч.19, КЛ 6 кВ Ф.19	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10	-	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Кола (ПС 8), КРУ 6 кВ, яч.14, КЛ 6 кВ Ф.14	ТТ	Кт=0,5 Ктт=400/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I	-	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				B	-		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4			
16	ПС 35 кВ ПС-317, РУ 6 кВ, яч.3, КЛ 6 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 №2473-05	A	ТЛМ-10	-	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4G-DW-4			
17	ПС 110 кВ Молодежная (ПС 24), РУ 10 кВ, яч.3, Ф.3	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10	-	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4G-DW-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Молодежная (ПС 24), РУ 10 кВ, яч.13, Ф.13	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10	-	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4G-DW-4			
19	ПС 110 кВ ПС 18А, КРУН-10, яч.2, КЛ-10 кВ Ф-2	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10	-	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4			
20	ПС 110 кВ ПС 18А, КРУН-10 кВ, яч.21, КЛ-10 кВ Ф-21	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10	-	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ ПС 18А, КРУН-10 кВ, яч.3, Ф-3	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10	-	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4			
22	ПС 110 кВ ПС 18А, КРУН-10 кВ, яч.14, Ф-14	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10	-	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4			
23	ПС 110 кВ Ёна (ПС 41), РУ-10 кВ, яч.16, КЛ-10 кВ Ф-16	ТТ	Кт=0,5 Ктт=50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10У3	-	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				B	-		
				C	ТПЛ-10У3		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3			4		5	6
24	ПС 150 кВ Ковдор (ПС 40А), РУ 6 кВ, Ф-27	ТТ	Кт=0,5 Ктт=300/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10		RTU-325S Рег.№ 53722-13	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				B	-			
				C	ТВЛМ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4				
25	ПС 150 кВ Ковдор (ПС 40А), РУ 6 кВ, Ф-43	ТТ	Кт=0,5 Ктт=300/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10		RTU-325S Рег.№ 53722-13	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				B	-			
				C	ТВЛМ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4				
26	ПС 150 кВ Нямозеро (ПС 49), РУ-6 кВ, яч.1, КЛ-6 кВ Ф-1	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №2473-00	A	ТЛМ-10		-	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				B	-			
				C	ТЛМ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4				

Продолжение таблицы 6

1	2	3			4		5	6
27	ПС 150 кВ ПС 95, РУ-10 кВ, яч.15, КЛ-10 кВ Ф-15	ТТ	Кт=0,5 Ктт=300/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10		-	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				B	-			
				C	ТВЛМ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4				
28	ПС 110 кВ Тосно (ПС-483), КРУН 10 кВ, ф.483-29	ТТ	Кт=0,5 Ктт=400/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	-			
				C	ТПЛ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4GB-DW-4				
29	ПС 110 кВ Тосно (ПС-483), КРУН 10 кВ, ф.483-38	ТТ	Кт=0,5 Ктт=400/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10		SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	-			
				C	ТВЛМ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05				

Продолжение таблицы 6

1	2	3			4		5	6
30	ПС 35 кВ №17 Кингисеппская, КРУН 10 кВ, Яч.9, КЛ 10 кВ Ф.17-09	ТТ	Кт=0,5S Ктт=150/5 №25433-08	A	ТЛО-10		SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	-			
				C	ТЛО-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №23345-04	Меркурий 230.ART2-00 PRIDN				
31	ПС 35 кВ №17 Кингисеппская, КРУН 10 кВ, Яч.16, КЛ 10 кВ Ф.17-16	ТТ	Кт=0,5S Ктт=100/5 №25433-03,48923-12	A	ТЛО-10		SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	-			
				C	ТЛМ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №23345-04	Меркурий 230.ART2-00 PRIDN				
32	ПС 110 кВ Пролетарская-Дудко (ПС 107), ЗРУ 10 кВ, Яч.31, Ф.107-31/131	ТТ	Кт=0,5S Ктт=600/5 №2473-05	A	ТЛМ-10		SM160-02 Рег. № 62017-15	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТЛМ-10			
				C	ТЛМ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01				

Продолжение таблицы 6

1	2	3			4		5	6
33	ПС 110 кВ Волосово (ПС 189), КРУН 10 кВ, Яч.2, ВЛ 10 кВ ф.189-02	ТТ	Кт=0,5S Ктт=50/5 №32139-11	A	ТОЛ-СЭЩ-10		SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-СЭЩ-10			
				C	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4				
34	ПС 110 кВ Волосово (ПС 189), КРУН 10 кВ, Яч.14, ВЛ 10 кВ Ф.189-14	ТТ	Кт=0,5S Ктт=50/5 №32139-11	A	ТОЛ-СЭЩ-10		SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-СЭЩ-10			
				C	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №16687-13	A	НАМИТ-10-2			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4				
35	ПС 110 кВ Порт (ПС 549), КРУН 10 кВ, Яч.109, КЛ 10 кВ ф.549-109	ТТ	Кт=0,5S Ктт=150/5 №7069-07	A	ТОЛ-10		SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-10			
				C	ТОЛ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05				

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Порт (ПС 549), КРУН 10 кВ, Яч.205, КЛ 10 кВ ф.549-205	ТТ	Кт=0,5S Ктт=150/5 №7069-07	A	ТОЛ-10	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-10		
				C	ТОЛ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05			
37	ПС 110 кВ Молосковицы (ПС 376), КРУН 10 кВ, Яч.1, ВЛ 10 кВ Ф.376-01	ТТ	Кт=0,5S Ктт=150/5 №25433-08	A	ТЛО-10	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4			
38	ПС 110 кВ Молосковицы (ПС 376), КРУН 10 кВ, Яч.14, ВЛ 10 кВ Ф.376-14	ТТ	Кт=0,5S Ктт=150/5 №25433-08	A	ТЛО-10	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3			4		5	6
39	ПС 110 кВ Возрождение (ПС 318), РУ 10 кВ, яч.209, КЛ 10 кВ Ф.318-14	ТТ	Кт=0,5S Ктт=600/5 №30709-11	A	ТЛП-10		SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТЛП-10			
				C	ТЛП-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 №46738-11	A	ЗНОЛ			
				B	ЗНОЛ			
				C	ЗНОЛ			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4				
40	ПС 110 кВ Магнитогорская Новая (ПС-319), РУ 10 кВ, Ф.319-17/117 10 кВ	ТТ	Кт=0,5S Ктт=600/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		SM160-02 Рег. № 62017-15	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-НТЗ-10			
				C	ТОЛ-НТЗ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01				
41	ПС 110 кВ Подборовье (ПС 206), КРУН 10 кВ, Яч.206-09, КЛ 10 кВ ф.206-09	ТТ	Кт=0,5S Ктт=100/5 №32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		-	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	-			
				C	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №48266-11	Меркурий 234 ART2-00P				

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
42	ПС 35 кВ Мга (ПС-720), КРУН 6 кВ, ВЛ 6 кВ Ф.720-01	ТТ	Кт=0,5S Ктт=300/5 №25433-11	A	ТЛО-10	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №34196-10	Меркурий 233 ART2-00 KRR			
43	ПС 35 кВ Мга (ПС-720), КРУН 6 кВ, ВЛ 6 кВ Ф.720-06	ТТ	Кт=0,5S Ктт=300/5 №25433-11	A	ТЛО-10	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №34196-10	Меркурий 233 ART2-00 KRR			
44	ПС 110 кВ Никольская (ПС-368), РУ 10 кВ, яч.22, ф.368-15	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 №2473-69	A	ТЛМ-10	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №75755-19	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R			

Продолжение таблицы 6

1	2	3			4		5	6
45	ПС 35 кВ №40 ЦРП г.Кириши, РУ 10 кВ, Яч.14, Ф.14 ст.Заводская	ТТ	Кт=0,5S Ктт=200/5 №32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-СЭЩ-10			
				C	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №77036-19	ТЕ3000.03				
46	ПС 35 кВ №40 ЦРП г.Кириши, РУ 10 кВ, Яч.27, Ф.27 ст.Заводская	ТТ	Кт=0,5S Ктт=600/5 №32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-СЭЩ-10			
				C	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №77036-19	ТЕ3000.03				
47	ПС 35 кВ №31 Лодейнопольская, РУ 6 кВ, яч.6, ф.31-03	ТТ	Кт=0,5S Ктт=300/5 №22944-07	A	ТПК-10		SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	-			
				C	ТПК-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4				

Продолжение таблицы 6

1	2	3			4		5	6
48	ПС 35 кВ №31 Лодейнопольская, РУ 6 кВ, яч.9, ф.31-04	ТТ	Кт=0,5S Ктт=300/5 №22944-07	A	ТПК-10		SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	-			
				C	ТПК-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4				
49	ПС 110 кВ Армалит (ПС 520), РУ 6 кВ, Яч.45, КЛ 6 кВ ф.520-28	ТТ	Кт=0,5S Ктт=600/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10		SM160-02 Рег. № 62017-15	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-НТЗ-10			
				C	ТОЛ-НТЗ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01				
50	ПС 110 кВ Армалит (ПС 520), РУ 6 кВ, Яч.61, КЛ 6 кВ ф.520-55	ТТ	Кт=0,5S Ктт=600/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10		SM160-02 Рег. № 62017-15	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-НТЗ-10			
				C	ТОЛ-НТЗ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01				

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
51	ПС 35 кВ Оредеж (ПС-35), КРУН 10 кВ, Яч.7, ВЛ 10 кВ ф.35-07	ТТ	Кт=0,5 Ктт=150/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.01			
52	ПС 35 кВ Оредеж (ПС-35), КРУН 10 кВ, Яч.16, ВЛ 10 кВ ф.35-16	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №2473-69	A	ТЛМ-10	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.01			
53	ПС 110 кВ Охтинская (ПС 184), РУ 10 кВ, Ф.184-35/135	ТТ	Кт=0,5S Ктт=600/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	SM160-02 Рег. № 62017-15	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
54	ПС 35 кВ Старый Петергоф-тяговая, КРУ 6 кВ, яч.12, КЛ 6 кВ	ТТ	Кт=0,5S Ктт=200/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-10-I		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №74671-19	СЭТ-4ТМ.03МК.01			
55	ПС 35 кВ Старый Петергоф-тяговая, КРУ 6 кВ, яч.11, КЛ 6 кВ	ТТ	Кт=0,5S Ктт=200/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-10-I		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №74671-19	СЭТ-4ТМ.03МК.01			
56	ПС 35 кВ Лигово-тяговая, КРУ 6 кВ, Ввод 1 6 кВ	ТТ	Кт=0,5S Ктт=1500/5 №36307-07	A	ТОЛ-10-1М	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-10-1М		
				C	ТОЛ-10-1М		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №74671-19	СЭТ-4ТМ.03МК.01			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
57	ПС 35 кВ Лигово-тяговая, КРУ 6 кВ, Ввод 2 6 кВ	ТТ	Кт=0,5S Ктт=1500/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-10-I		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №74671-19	СЭТ-4ТМ.03МК.01			
58	ПС 35 кВ Лигово-тяговая, КРУ 6 кВ, яч.21, фид.Лигово	ТТ	Кт=0,5S Ктт=300/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-10-I		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №74671-19	СЭТ-4ТМ.03МК.01			
59	ПС 35 кВ Лигово-тяговая, КРУ 6 кВ, яч.24, фид.ТПЭ	ТТ	Кт=0,5S Ктт=300/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-10-I		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №74671-19	СЭТ-4ТМ.03МК.01			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
60	ПС 110 кВ Возрождение (ПС 318), РУ 10 кВ, яч.103, КЛ 10 кВ Ф.318-17	ТТ	Кт=0,5S Ктт=600/5 №30709-11	A	ТЛП-10	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТЛП-10		
				C	ТЛП-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 №46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4			
61	ПС 330 кВ Гатчинская, КРУН 6 кВ, 3с 6 кВ, КЛ 6 кВ ф.23	ТТ	Кт=0,5 Ктт=300/5 №2473-69	A	ТЛМ-10	ЭКОМ-3000 Рег.№ 17049-09	СТВ-01 Рег. №49933-12
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №380-49	A	НТМИ-6		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №21478-04	SL761DCB			
62	ПС 750 кВ Ленинградская, ЗРУ 6 кВ, 5 с 6 кВ, яч. 502, КЛ 6 кВ Стекольное	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/5 №15128-03	A	ТОЛ 10-1	RTU-325 Рег.№ 37288-08	СТВ-01 Рег. №49933-12
				B	-		
				C	ТОЛ 10-1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07	EA02RALX-P2B-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3			4		5	6
63	ПС 220 кВ Парголово, ЗРУ 10 кВ, 1с 10 кВ, яч.115, КЛ 10 кВ ф.410-115	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №15128-01	A	ТОЛ 10-1		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	СТВ-01 Рег. №49933-12
				B	ТОЛ 10-1			
				C	ТОЛ 10-1			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95УХЛ2			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №21478-04	SL761DCB				
64	ПС 220 кВ Парголово, ЗРУ 10 кВ, 2с 10 кВ, яч. 213, КЛ 10 кВ ф.410-213	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №15128-03	A	ТОЛ 10-1		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	СТВ-01 Рег. №49933-12
				B	ТОЛ 10-1			
				C	ТОЛ 10-1			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95УХЛ2			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №21478-04	SL761DCB				
65	ПС 330 кВ Южная, ЗРУ 10 кВ, 2с 10 кВ, яч.210, КЛ 10 кВ ф.802-33	ТТ	Кт=0,5S Ктт=300/5 №51368-12	A	TPU 44.23		RTU-325H Рег. № 44626-10	СТВ-01 Рег. №49933-12
				B	TPU 44.23			
				C	TPU 44.23			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 №51401-12	A	TJP 4.0			
				B	TJP 4.0			
				C	TJP 4.0			
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №21478-04	SL761DCB				

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
66	ПС 330 кВ Южная, ЗРУ 10 кВ, 3с 10 кВ, яч.311, КЛ 10 кВ ф.802-20	ТТ	Кт=0,5S Ктт=300/5 №51368-12	A	TPU 44.23	RTU-325H Рег. № 44626-10	СТВ-01 Рег. №49933-12
				B	TPU 44.23		
				C	TPU 44.23		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 №51401-12	A	TJP 4.0		
				B	TJP 4.0		
				C	TJP 4.0		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №21478-04	SL761DCB			

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 5, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 6 метрологических характеристик.

3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.

4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 7 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4
1, 2, 5, 6, 30, 31, 35, 36, 47, 48	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
3, 4, 7, 8, 12 – 18, 29	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
9, 10	Активная	0,5	2,2
	Реактивная	1,1	1,9
11	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	3,5
19 – 28, 44	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
32, 39 – 43, 45, 46, 49, 50, 53 – 60	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0
33, 34, 37, 38	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,2	3,9
51, 52	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	4,2
61, 63, 64	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
62	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,8	3,5
65, 66	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°С.

Таблица 8 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, cosφ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 26035-83, ТУ 4228-001-29056091-94 ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012, ТУ 4228-011-29056091-11	 от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +18 до +22 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, cosφ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-325S - для УСПД RTU-327 - для УСПД RTU-325 - для УСПД RTU-325H - для УСПД ЭКОМ-3000 - для SM160-02M - для SM160-02 - для УСВ-3 - для УСВ-2 - для СТВ-01 - для Метроном-50М	 от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +35 от -40 до +55 от 0 до +50 от +1 до +50 от -10 до +60 от 0 до +50 от 0 до +40 от -40 до +70 от -40 до +70 от -25 до +60 от -10 до +50 от +10 до +30 от +15 до +30

Продолжение таблицы 8

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-97):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	50000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии ЕвроАльфа (рег. № 16666-07):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	80000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии Альфа А1800:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии Меркурий 230:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии Меркурий 234 (рег. № 75755-19):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	320000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии Меркурий 234 (рег. № 48266-11):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии Меркурий 233:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	150000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии ТЕ3000.03:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03МК:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии SL761DCB:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72

Продолжение таблицы 8

1	2
УСПД RTU-327:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
УСПД ЭКОМ-3000:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
УСПД RTU-325S:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
УСПД RTU-325:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
УСПД RTU-325H:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	55000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
SM160-02M:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
SM160-02:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
ИВК:	
- коэффициент готовности, не менее	0,99
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
Глубина хранения информации	
ИИК:	
- счетчики электроэнергии:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИВКЭ:	
- УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК:	
- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

− защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

− резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

− журнал счётчика:
  − параметрирования;
  − пропадания напряжения;
  − коррекции времени в счетчике;

- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

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

Возможность коррекции времени в:
- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 9.

Таблица 9 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	8
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	2
Трансформаторы тока	ТЛК	2
Трансформаторы тока	ТЛП-10	8
Трансформаторы тока	ТБМО	8
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	16
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	8
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	20
Трансформаторы тока	ТПЛ-10У3	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	13
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	4
Трансформаторы тока	TPU 44.23	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	6

Продолжение таблицы 9

1	2	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	12
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	14
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	17
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1М	3
Трансформаторы тока	ТПК-10	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	4
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	11
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	9
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1
Трансформаторы напряжения	ТЈР 4.0	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	10
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	28
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	2
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	1
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	2
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 233	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные - измерители ПКЭ	ТЕ3000.03	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные - измерители ПКЭ	СЭТ-4ТМ.03МК	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Счетчики электрической энергии электронные многофункциональные	SL761DCB	5
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	6
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	5

Продолжение таблицы 9

1	2	3
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325S	2
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	1
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325H	1
Контроллеры многофункциональные	SM160-02M	13
Контроллеры многофункциональные	SM160-02	4
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	3
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Комплексы измерительно-вычислительные	СТВ-01	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	2
Формуляр	13526821.4611.263.ЭД.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах ОАО «Ленэнерго», Мурманской области, аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312601.

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

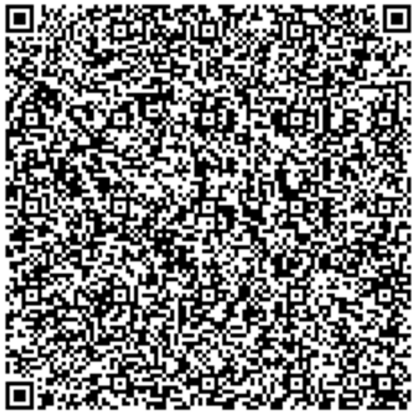
Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИНВЕСТИНИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)
Адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, оф. 15
Телефон: +7 (982) 282-82-82
Факс: +7 (982) 282-82-82
E-mail: carneol@bk.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312601.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» октября 2023 г. № 2095

Регистрационный № 90112-23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (14-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (14-я очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

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

Первый 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.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройства синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа УСВ-3 и УСВ-2, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0».

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер АИИС КУЭ, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и накопление измерительной информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

Сервер АИИС КУЭ имеет возможность получать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Передача информации от сервера АИИС КУЭ или АРМ коммерческому оператору с электронной подписью субъекта ОРЭМ, системному оператору и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УСВ-3 в качестве основного УССВ и УСВ-2 в качестве находящегося в холодном резерве УССВ, синхронизирующими собственные шкалы времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УСВ-3 или УСВ-2 осуществляется во время сеанса связи с соответствующим УССВ. При наличии расхождения сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиком. При наличии расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ 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.

АИИС КУЭ присвоен заводской номер 001. Заводской номер АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера АИИС КУЭ, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в формуляре. Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.5
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3 и 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110/35/6 кВ «Новоросметалл», ОРУ-35 кВ, 2 с.ш., КЛ-35 кВ Новоросметалл 1 цепь	ТФМ-35-II 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 17552-06	ЗНОМ-35-65 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная
2	ПС 110/35/6 кВ «Новоросметалл», ОРУ-35 кВ, 2 с.ш., КЛ-35 кВ Новоросметалл 2 цепь	ТФМ-35-II 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 17552-98		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
3	ПС 110/35/6 кВ «Новоросметалл», КРУН-6 кВ, 1 с.ш., яч. 1, Ввод № 1	ТЛО-10 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-06	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная
4	ПС 110/35/6 кВ «Новоросметалл», КРУН-6 кВ, 2 с.ш., яч. 25, Ввод № 2	ТЛО-10 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-06	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная
5	РУ-0,4 кВ БС Тбилисская, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	–	–	Меркурий 234 Кл. т. 1/2 Рег. № 48266-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ПС 110 кВ Г4, КРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 8, КВЛ 6 кВ «ш. Ростовская-1»	ТПФМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная
7	ПС 110 кВ Г4, КРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 14, КВЛ 6 кВ «Шурф-1»	ТПЛ-10 ТПЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59 Рег. № 2363-68		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
8	ПС 110 кВ Г4, КРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 34, КЛ 6 кВ «Наклонный ствол-1»	ТПЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
9	ПС 110 кВ Г4, КРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 22, КВЛ 6 кВ «Шурф-2»	ТВЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
10	ПС 110 кВ Г4, КРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 28, КВЛ 6 кВ «ш. Ростовская-2»	ТПФМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 814-53		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
11	ПС 110 кВ Г4, КРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 31, КЛ 6 кВ «Наклонный ствол-2»	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ГПП ш. Ростовская 6/0,4 кВ, СШ 6 кВ, яч. 9, КЛ 6 кВ Л-9	ТПЛ-10с 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 29390-05	НТМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная
13	ГПП ш. Ростовская 6/0,4 кВ, СШ 6 кВ, яч. 5, КЛ 6 кВ Л-5	ТПЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная

П р и м е ч а н и я

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

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.

3 Допускается замена серверов АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений

5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm\delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm\delta)$, %		
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	0,9	1,2	2,2	1,1	1,5	2,3
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
2; 6 - 13 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,4	5,7
3; 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0{,}01I_{1ном} \le I_1 < 0{,}05I_{1ном}$	2,1	3,0	5,5	2,7	3,5	5,8
5 (Счетчик 1)	$0{,}2I_б \le I \le I_{макс}$	1,0	1,0	1,0	2,9	3,3	3,3
	$0{,}1I_б \le I < 0{,}2I_б$	1,0	1,5	1,5	2,9	3,5	3,5
	$0{,}05I_б \le I < 0{,}1I_б$	1,5	1,5	1,5	3,4	3,5	3,5

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)			
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm\delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm\delta)$, %	
		$\cos\varphi = 0{,}8$	$\cos\varphi = 0{,}5$	$\cos\varphi = 0{,}8$	$\cos\varphi = 0{,}5$
1	2	3	4	5	6
1 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	1,9	1,2	2,6	2,1
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	2,4	1,5	3,0	2,3
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	4,3	2,5	4,7	3,1
2; 6 - 13 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	4,4	2,7	5,6	4,4
3; 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1ном} \le I_1 \le 1{,}2I_{1ном}$	2,1	1,5	2,7	2,3
	$0{,}2I_{1ном} \le I_1 < I_{1ном}$	2,1	1,5	2,9	2,4
	$0{,}05I_{1ном} \le I_1 < 0{,}2I_{1ном}$	3,0	2,1	4,1	3,2
	$0{,}02I_{1ном} \le I_1 < 0{,}05I_{1ном}$	5,3	3,4	7,2	5,1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
5 (Счетчик 2)	$0,2I_б \le I \le I_{макс}$	2,0	2,0	6,4	6,4
	$0,1I_б \le I < 0,2I_б$	2,5	2,5	6,6	6,6
	$0,05I_б \le I < 0,1I_б$	2,5	2,5	6,6	6,6
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) не более ±5 с					
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для cos φ = 1,0; 0,8; 0,5 и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до +40 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P = 0,95 .					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	13
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), % от $I_б$ - частота, Гц - коэффициент мощности cos φ температура окружающей среды, °С	 от 99 до101 от 1 до 120 от 5 до 2000 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), % от $I_б$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	 от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 2000 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	 90000 3 100000 1 35000 2

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	 45 5 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
  - испытательной коробки;
  - серверов (серверных шкафов);
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - счетчиков;
  - серверов.

Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);
- в серверах (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТФМ-35-II	6

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор тока	ТПФМ-10	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10	5
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	1
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10с	2
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ	3
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	10
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	2
Счетчик электрической энергии	Меркурий 234	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	1
Сервер АИИС КУЭ	HP ProLiant DL180 G6	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0»	
Формуляр	АСВЭ 451.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (14-я очередь)», аттестованной ООО «АСЭ» г. Владимир, аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019.

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 «КЭС» (ООО «КЭС»)
ИНН: 3329032548
Юридический адрес: 350000, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Гимназическая, д. 55/1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)
ИНН 3329074523
Юридический адрес: 600031, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15
Адрес места осуществления деятельности: 600009, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312617.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» октября 2023 г. № 2095

Регистрационный № 90113-23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТВК-10 УХЛ3

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТВК-10 УХЛ3 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока – катушечные, с литой изоляцией. Трансформаторы тока состоят из двух расположенных рядом прямоугольных шихтованных сердечников. Трансформаторы тока имеют две вторичные обмотки, для измерения и для защиты. Катушечная группа залита эпоксидным компаундом.

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТВК-10 УХЛ3 зав. № 11894, 11893, 08654, 08981, 19121, 17470, 16641, 05646, 05662, 06207, 06203.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке методом тиснения в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

Рисунок 1 – Общий вид средства измерений
с указанием места нанесения заводского номера

Пломбирование трансформаторов тока не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров			
	11894, 11893	08654, 08981, 19121, 17470	16641	05646, 05662, 06207, 06203
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10	10
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	50	100	150	200
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	5	5	5	5
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50	50	50	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5	0,5	0,5	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности cos φ = 0,8), В·А	10	10	10	10

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -60 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТВК-10 УХЛ3	1 шт.
Паспорт	ТВК-10 УХЛ3	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 27 декабря 2018 г. № 2768 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

Куйбышевский завод измерительных трансформаторов
Юридический адрес: г. Куйбышев, Южный пр-д, д. 88

Изготовитель

Куйбышевский завод измерительных трансформаторов (изготовлены в 1988-1991 гг.)
Адрес: г. Куйбышев, Южный пр-д, д. 88

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Факс: +7 (499) 124-99-96
E-mail: info@rostest.ru
Web-сайт: www.rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.