

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 21 » _____ марта 2025 г. № 556

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

№ п / п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообла- датель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавлива- емая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверж- дения акта испыта- ний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Счетчики газа объемные диафрагменные с термокорректором	ОМЕГА (G1,6; G2,5; G4) и ОМЕГА-T (G1,6; G2,5; G4)	СЕВЕРУС ОМЕГА G1,6 Т зав. №241100006 59; СЕВЕРУС ОМЕГА G2,5 Т зав. №241100004 94; СЕВЕРУС ОМЕГА G4Т зав. №№2411000 1835, 24110004577	35868-07	—	—	ГЮНК.40726 0.005 МП с изменением №2	—	Акционерное общество «Северус» (АО «Северус»), Московская обл., г. Видное, п. совхоза им. Ленина	17.12. 2024	Акционерное общество «Газдевайс» (АО «Газдевайс»), Московская обл., г. Видное, п. совхоза им. Ленина	ООО ЦМ «СТП», г. Казань
2.	Счетчики газа ротационные	РСГ СИГНАЛ	РСГ Сигнал- 50-G16-3- PN16-S зав. №№00014,	41453-13	-	-	МП-ИНС- 005/04/2021	МП 208-105- 2024	Общество с ограниченной ответственнос- тью «МЕРА	08.11. 2024	Общество с ограниченной ответственнос- тью «МЕРА	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

			00017, РСГ Сигнал-80- G160-2- PN16-G зав. №№00015, 00018, РСГ Сигнал-80- G100-2- PN16-S зав. №№00016, 00019						КБЮ» (ООО «МЕРА КБЮ»), Саратовская обл., г. Энгельс		КБЮ» (ООО «МЕРА КБЮ»), Саратовская обл., г. Энгельс	
3.	Счетчики газа объемные диафрагменные	NPM (G1,6; G2,5; G4)	СЕВЕРУС NPM G1,6 зав. №241100004 92; СЕВЕРУС NPM G2,5 зав. №241100004 09; СЕВЕРУС NPM G4 зав. №241100045 87; СЕВЕРУС NPM G4 зав. №241100018 46	49360-12	—	—	ГЮНК.40726 0.004 МП (с изменением №2)	—	Акционерное общество «Северус» (АО «Северус»), Московская обл., г. Видное, п. совхоза им. Ленина,	11.12. 2024	Акционерное общество «Газдевайс» (АО «Газдевайс»), Московская обл., г. Видное, п. совхоза им. Ленина	ООО ЦМ «СТП», г. Казань
4.	Система автоматизированна я информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «СК Короча»	-	102	60545-15	-	МП 60545- 15 с изменение м №1	-	МИ 3000- 2022	-	13.12. 2024	Общество с ограниченной ответственнос тью «Мираторг- Энерго» (ООО «Мираторг- Энерго р»), Белгородская обл., г. Строитель	ООО «Спецэнерго проект», г. Москва

5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ ГПП-220	-	АУВП.41171 1.ФСК.РИК. 024.07	69850-17	-	-	РТ-МП-4871- 500-2017	-	-	29.11. 2024	Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергострой» (ООО «Спецэнергострой»), г. Новосибирск	ООО «МетроСервис», г. Красноярск
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОРЭМ ООО «Башкирэнерго»	-	233	79969-20	-	-	МП ЭПР- 278-2020	-	-	26.12. 2024	Общество с ограниченной ответственностью «Башкирские распределительные электрические сети» (ООО «Башкирэнерго»), г. Уфа	ФБУ «ЦСМ им. А.М. Муратшина в Республике Башкортостан», г. Уфа
7.	Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	i-prom.3	24021700000 01	87388-22	Общество с ограниченной ответственностью «ПРОМЭНЕРГО» (ООО «ПРОМЭНЕРГО»), Республика Татарстан, г. Зеленодольск	-	ДНРТ.41115 2.020.МП	-	-	28.11. 2024	Общество с ограниченной ответственностью «ПРОМЭНЕРГО» (ООО «ПРОМЭНЕРГО»), Республика Татарстан, г. Зеленодольск	ФБУ «Пензенский ЦСМ», г. Пенза
8.	Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии Уфимской ТЭЦ-2 ООО «БГК»	-	01	87610-22	Общество с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания» (ООО «БГК»), г. Уфа	-	МП-423- RA.RU.31055 6-2022	-	-	22.11. 2024	Общество с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания» (ООО «БГК»), г. Уфа	Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ», г. Новосибирск

9.	Каналы измерительные	ПТК РЕГУЛ	24-140.001.8	88078-23	Общество с ограниченной ответственностью «Прософт-Системы» (ООО «Прософт-Системы»), г. Екатеринбург	-	ПКБМ.42145 7.203/1 МП	-	Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология» (АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»), г. Москва	27.12. 2024	Общество с ограниченной ответственностью «Прософт-Системы» (ООО «Прософт-Системы»), г. Екатеринбург	ООО «НИЦ «ЭНЕРГО», г. Москва
10	Газоанализаторы портативные	HardGas	HardGas X1, сер. №№ 08240300315, 08240300316, 08240300317	91609-24	Общество с ограниченной ответственностью Торговая компания «Олдис» (ООО ТК «Олдис»), г. Москва	-	МП-719/09-2023	МП-538-2024	-	12.11. 2024	Общество с ограниченной ответственностью Торговая компания «Олдис» (ООО ТК «Олдис»), г. Москва	ООО «ПРОММА Ш ТЕСТ Метрология», Московская обл., г. Чехов
11	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «КомЭнерго»	-	093	91752-24	Общество с ограниченной ответственностью «КомЭнерго» (ООО «КомЭнерго»), г. Ижевск	-	МП-312235-231-2024	-	-	13.12. 2024	Общество с ограниченной ответственностью «КомЭнерго» (ООО «КомЭнерго»), г. Ижевск	ООО «Энергокомплекс», Челябинская обл., г. Магнитогорск

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» марта 2025 г. № 556

Регистрационный № 35868-07

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Счетчики газа объемные диафрагменные с термодатчиком
ОМЕГА (G1,6; G2,5; G4) и ОМЕГА-T (G1,6; G2,5; G4)**

Назначение средства измерений

Счетчики газа объемные диафрагменные с термодатчиком ОМЕГА (G1,6; G2,5; G4) и ОМЕГА-T (G1,6; G2,5; G4) (далее – счетчик) предназначены для измерений израсходованного объема газа низкого давления (природного газа по ГОСТ 5542–2014, сжиженного газа по ГОСТ 34858–2022 и других не агрессивных к материалам счетчика газов) с приведением измеряемого объема газа к стандартным условиям по температуре (плюс 20 °С) по ГОСТ 2939–69.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на преобразовании перепада давления газа, проходящего через счетчик, в поступательное движение мембран.

Счетчик состоит из корпуса, измерительного блока камерного типа и механического отсчетного устройства роликового типа.

Газонепроницаемый корпус изготавливается из листовой стали холодной штамповкой. В корпус помещено измерительное устройство. На корпусе установлено отсчетное устройство.

Измерительное устройство состоит из камер со встроенными газонепроницаемыми мембранами, которые перемещаются за счет разности давлений газа на входе и выходе счетчика, с применением специального компенсирующего устройства, которым корректируется объем камер измерительного устройства по температуре. Мембраны изготавливаются из резино-полиэфирной ткани. Возвратно-поступательное движение мембран через кривошипный механизм преобразуется во вращательное движение, которое через приводной вал передается на механическое отсчетное устройство – сумматор барабанного типа.

Первичный барабан сумматора снабжен магнитом, предназначенным для автоматического снятия показаний со счетчика с помощью датчика импульсов.

Счетчики изготавливаются на двух производственных площадках АО «Газдевайс» и АО «Северус» и имеют соответствующие исполнения ГАЗДЕВАЙС и СЕВЕРУС. Счетчики, изготовленные АО «Северус», имеют различные исполнения отсчетного устройства: с датчиком импульсов, без датчика импульсов, с прозрачной или серой крышкой.

Структура условного обозначения счетчиков в исполнении СЕВЕРУС:

СЕВЕРУС ОМЕГА G[1]T, где [1] – значения номинального расхода: 1,6; 2,5 или 4 м³/ч.

Общий вид счетчика в исполнении ГАЗДЕВАЙС, представлен на рисунках 1, 2. Общий вид основных исполнений счетчиков в исполнении СЕВЕРУС, представлен на рисунке 5.

После первичной поверки счетчика сумматор пломбируется с оттисками заводского клейма и знака поверки. Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки счетчика в исполнении ГАЗДЕВАЙС представлены на рисунке 3.

Пломбировку счетчиков в исполнении СЕВЕРУС от несанкционированного доступа осуществляют нанесением знака поверки давлением клейма на пломбу. Схема пломбировки от несанкционированного доступа счетчиков в исполнении СЕВЕРУС, обозначение места нанесения знака поверки, заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 6.

Заводской номер счетчиков в исполнении ГАЗДЕВАЙС, состоящий из 7 цифр, в исполнении СЕВЕРУС, состоящий из 11 цифр, и знак утверждения типа наносятся на лицевую табличку методом печати.

Счетчики выпускают левостороннего и правостороннего исполнения.

Базовая модификация счетчика выпускается со штуцерами, имеющими резьбу G1¹/₄-В, по заказу счетчики могут поставляться со штуцерами, имеющими резьбу G1-В; G³/₄-В; G¹/₂-В, М30×2.

Для подсоединения к централизованной системе учета расхода газа предусмотрена возможность установки на счетчик датчика импульсов, который поставляется по дополнительному заказу для исполнения ОМЕГА-Т. На лицевой стороне отсчетного устройства счетчика имеется гнездо для установки датчика импульсов. Общий вид счетчика в исполнении ОМЕГА-Т с подключенным датчиком импульсов показан на рисунке 2.

Датчик импульсов представляет собой электронное устройство с магниторезистором для формирования импульсов, в момент прохождения магнитного поля магнита, закрепленного на первичном барабане сумматора. Количество выходных сигналов датчика импульсов пропорционально объему газа, прошедшего через счетчик. После установки в счетчик, датчик импульсов пломбируется в месте подключения организацией по эксплуатации газового хозяйства. Схема пломбировки датчика импульсов представлена на рисунке 4.



Рисунок 1 – Общий вид счетчика в исполнении ГАЗДЕВАЙС



Рисунок 2 – Общий вид счетчика ОМЕГА-Т с датчиком импульсов в исполнении ГАЗДЕВАЙС

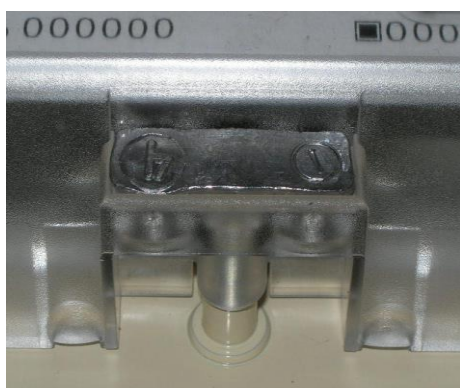


Рисунок 3 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки счетчиков в исполнении ГАЗДЕВАЙС



Рисунок 4 – Схема пломбировки датчика импульсов счетчиков в исполнении ГАЗДЕВАЙС



Рисунок 5 – Общий вид счетчиков в исполнении СЕВЕРУС

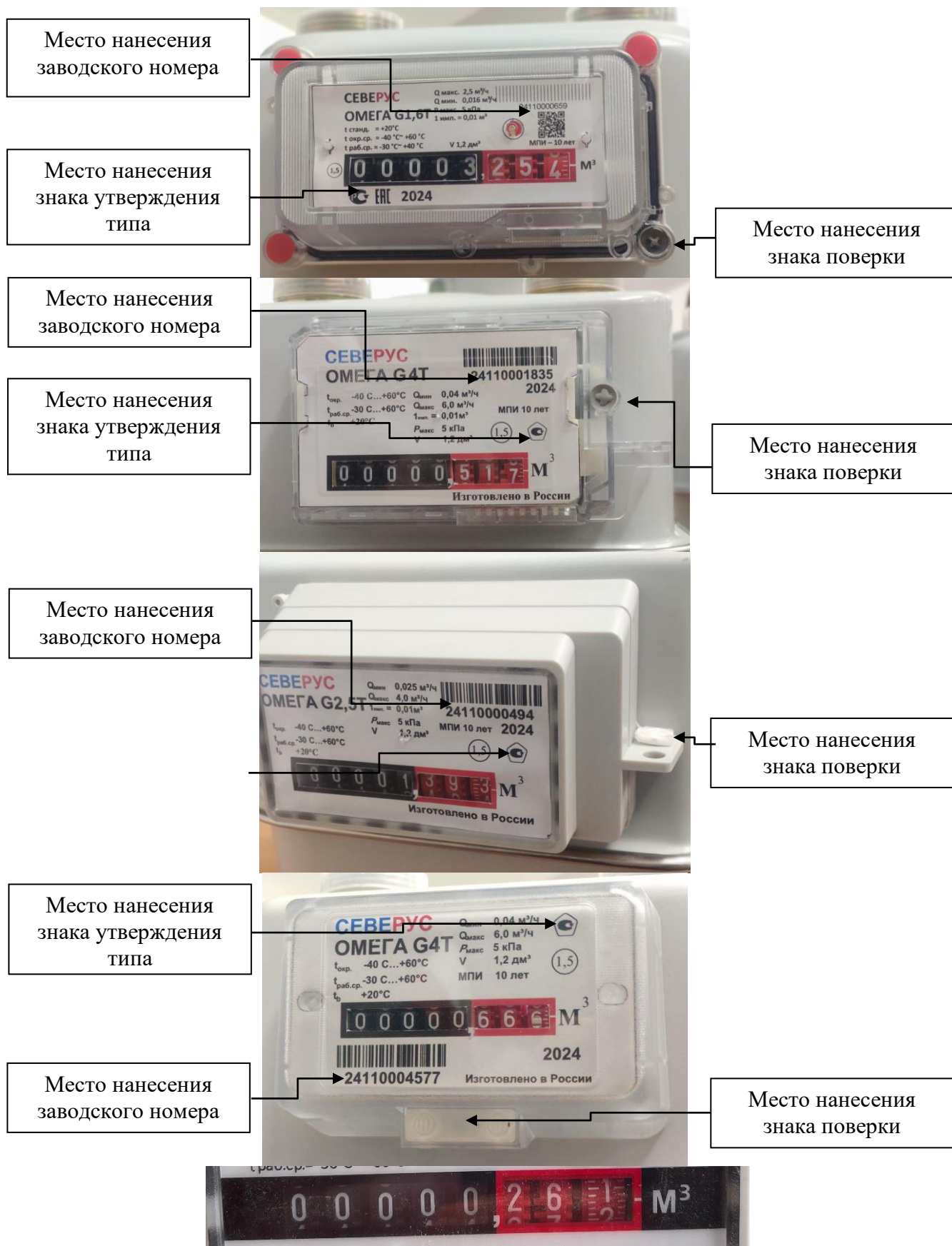


Рисунок 6 – Место нанесения знака утверждения типа, заводского номера и знака поверки счетчиков в исполнении СЕВЕРУС

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Типоразмер	G1,6	G2,5	G4
Максимальный расход $Q_{\text{макс}}$, м ³ /ч	2,5	4,0	6,0
Номинальный расход $Q_{\text{ном}}$, м ³ /ч	1,6	2,5	4,0
Минимальный расход $Q_{\text{мин}}$, м ³ /ч	0,016	0,025	0,04
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения объема, приведенного к стандартным условиям по температуре в диапазоне коррекции, в диапазоне расходов, %: – от $Q_{\text{мин}}$ до $0,1 \cdot Q_{\text{ном}}$ – от $0,1 \cdot Q_{\text{ном}}$ до $Q_{\text{макс}}$ включительно	$\pm 3,0$ $\pm 1,5$		
Дополнительная относительная погрешность измерения счетчиков в исполнении ГАЗДЕВАЙС, вызванная отклонением температуры измеряемого газа, в диапазоне температур рабочей среды от минус 20 до плюс 40 °С, вне диапазона температур от плюс 15 до плюс 25 °С, на каждые 10 °С отклонения от границ диапазонов температур, %, не более	$\pm 0,25$		
Диапазон коррекции по температуре, °С: – исполнение ГАЗДЕВАЙС – исполнение СЕВЕРУС	от -20 до +40 от -30 до +60		
Дополнительная относительная погрешность измерения счетчиков в исполнении ГАЗДЕВАЙС, вызванная отклонением температуры измеряемого газа на 1 °С, в диапазоне температур рабочей среды от минус 20 до минус 40 °С и от плюс 40 до плюс 50 °С, %, не более	$\pm 0,45$		
Изменение относительной погрешности счетчиков, в исполнении СЕВЕРУС, вызванное отклонением температуры измеряемой среды от нормальной, на каждые 10 °С, %	$\pm 0,4$		
Нормальные условия измерений: – температура измеряемой среды, °С	от +15 до +25		
Максимальное избыточное рабочее давление, кПа	5		
Допускаемая потеря давления при $Q_{\text{макс}}$, Па, не более	200		
Циклический объем, дм ³	1,2		
Емкость отсчетного устройства, м ³	99999,999		
Цена деления отсчетного устройства, дм ³	0,2		
Порог чувствительности счетчика, м ³ /ч, не более	$0,002 \cdot Q_{\text{ном}}$		
Диапазон температуры окружающей среды, °С: – исполнение ГАЗДЕВАЙС – исполнение СЕВЕРУС	от -40 до +50 от -40 до +60		
Диапазон температуры рабочей среды, °С: – исполнение ГАЗДЕВАЙС – исполнение СЕВЕРУС	от -40 до +50 от -30 до +60		

Наименование характеристики	Значение		
Типоразмер	G1,6	G2,5	G4
Параметры датчика импульсов*: – напряжение, В – ток потребления, мкА, не более – вес одного импульса, м³	от 2,4 до 3,6 20 0,01		
Габаритные размеры, мм: – высота – ширина – длина	218/221,5 188/205 163/165		
Межцентровое расстояние между штуцерами, мм	110±0,2		
Обозначение резьбы входного и выходного штуцеров	G1 ¹ / ₄ -B, G1-B, G ³ / ₄ -B, G ¹ / ₂ -B; M30×2		
Масса, кг, не более	1,8/2,5		
Срок службы, лет, не менее	20		
* Датчик импульсов поставляется по дополнительному заказу.			

Таблица 2 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на заводскую маркировочную табличку счетчика и на эксплуатационную документацию типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик газа объемный диафрагменный с термокорректором	ОМЕГА (ОМЕГА-Т)	1 шт.
Колпачок штуцера	—	2 шт.
Фильтр-сетка	—	1 шт.
Датчик импульсов	ГЮНК.428825.001	1 шт.*
Паспорт	ГЮНК.407260.005 ПС ГЮНК.407260.005 ПС Ч2**	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ГЮНК.407260.005 РЭ	1 экз.*
* Поставляется по дополнительному заказу.		
** Для счетчиков в исполнении СЕВЕРУС.		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 1 Паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ТУ 4213-005-45737844-05 «Счетчики газа объемные диафрагменные с термокорректором ОМЕГА (G1,6; G2,5; G4) и ОМЕГА-Т (G1,6; G2,5; G4). Технические условия».

Изготовители

Акционерное общество «Газдевайс» (АО «Газдевайс»)
ИНН 5003024552

Адрес: 142715, Московская обл., г. Видное, п. совхоза им. Ленина, тер. Восточная промзона, влд. 3, стр. 1

Телефон: (498) 657-81-42

E-mail: secretar@gazdevice.ru

Акционерное общество «Северус» (АО «Северус»)

ИНН 5003166331

Адрес: 142715, Московская обл., г.о. Ленинский, п. совхоза им. Ленина, тер. Восточная промзона, влд. 3, стр. 1

Испытательные центры

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

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

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

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

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

E-mail: office@ooostp.ru

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» марта 2025 г. № 556

Регистрационный № 41453-13

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики газа ротационные РСГ СИГНАЛ

Назначение средства измерений

Счетчики газа ротационные РСГ СИГНАЛ (далее – счетчики) предназначены для измерений объема природного газа по ГОСТ 5542-2022, свободного нефтяного газа по ГОСТ Р 8.1016-2022, паровой фазы сжиженного углеводородного газа и других неагрессивных газов в рабочих условиях.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчика основан на вращении роторов, которые отсекают определенный объем газа. Роторы движутся за счет разности давлений на входе и выходе счетчика. Количество оборотов ротора пропорционально объему газа, прошедшего через счетчик.

Счетчики состоят из корпуса с измерительной камерой, роторов, взаимосвязанных синхронизирующими шестернями, крышек и отсчетного устройства.

В отсчетном устройстве механический сумматор, представляющий собой редуктор с оцифрованными барабанчиками, регистрирует объем прошедшего газа нарастающим итогом пропорционально числу оборотов роторов.

С трубопроводом счетчик соединяется с помощью фланцев. Допускается установка счетчиков на горизонтальных и вертикальных трубопроводах, наличие прямого участка до и после счетчиков не требуется. Детали счетчика, соприкасающиеся с рабочей средой, имеют специальное антикоррозионное покрытие.

В счетчиках предусмотрены:

- места отбора давления, расположенные на корпусе счётчика, позволяющие проводить измерения давления на входе и выходе счетчика. Место отбора давления на входе служит для подключения преобразователя давления, входящего в состав корректора объема газа;
- отверстия для установки гильз датчиков температуры. При отсутствии гильз датчиков температуры отверстия закрыты резьбовыми заглушками.

Счетчики, в зависимости от исполнения, комплектуются низкочастотным, среднечастотным и высокочастотным пропорциональными датчиками для дистанционной передачи данных на корректоры либо другие устройства.

В зависимости от измеряемого диапазона расхода газа счетчики выпускаются типоразмеров: G6, G10, G16, G25, G40, G65, G100, G160, G250, G400, G650.

Диаметр условного прохода счетчика (далее – DN): 25, 40, 50, 80, 100, 150.

Счетчики имеют варианты исполнения:

- 1, 2, 3, которые отличаются значениями пределов допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа при рабочих условиях;

- PN 16 (до 1,6 МПа), PN 100 (до 10 МПа), которые отличаются значением максимального избыточного давления измеряемой среды;

- Базовое (далее – В), Lite (далее – L), Silver (далее – S), Gray (далее – G), которые различаются внешним видом и габаритными размерами.

Структура условного обозначения счетчиков:

РСГ Сигнал-[1]-[2]-[3]-[4]-[5], где:

[1] – DN: 25, 40, 50, 80, 100, 150;

[2] – типоразмер счетчика: G6, G10, G16, G25, G40, G65, G100, G160, G250, G400, G650;

[3] – вариант исполнения счетчика в зависимости от значения пределов допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа при рабочих условиях: 1, 2, 3;

[4] – вариант исполнения счетчика в зависимости от максимального избыточного давления измеряемой среды: PN 16, PN 100;

[5] – вариант исполнения счетчика в зависимости от внешнего вида и габаритных размеров: В, L, S, G.

Пример условного обозначения счетчика типоразмера G10 с DN 40, базового исполнения, с максимальным избыточным давлением измеряемой среды 1,6 МПа, вариант исполнения счетчика в зависимости от значения пределов допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа при рабочих условиях – 1:

РСГ Сигнал-40-G10-1-PN 16-В.

Счетчики могут выпускаться в любой цветовой гамме.

Общий вид счетчиков приведен на рисунке 1.



Исполнение базовое



Исполнение Lite



Исполнение Silver



Исполнение Gray

Рисунок 1 – Общий вид счетчиков газа ротационных РСГ-Сигнал

Знак утверждения типа и заводской номер счетчика в виде цифрового обозначения, состоящего из пяти арабских цифр и года изготовления, наносится на счетчики исполнений Базовое и Silver печатным способом на специальной табличке, табличка располагается под прозрачной крышкой отсчетного устройства. Знак утверждения типа и заводской номер счетчика в виде цифрового обозначения, состоящего из пяти арабских цифр и года изготовления, наносится на счетчики исполнений Gray и Lite на шильдик методом лазерной гравировки. Общий вид информационной таблички счетчиков исполнений Базовое и Silver с указанием места нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлен на рисунке 2. Общий вид информационной таблички счетчиков исполнений Gray и Lite с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 3.

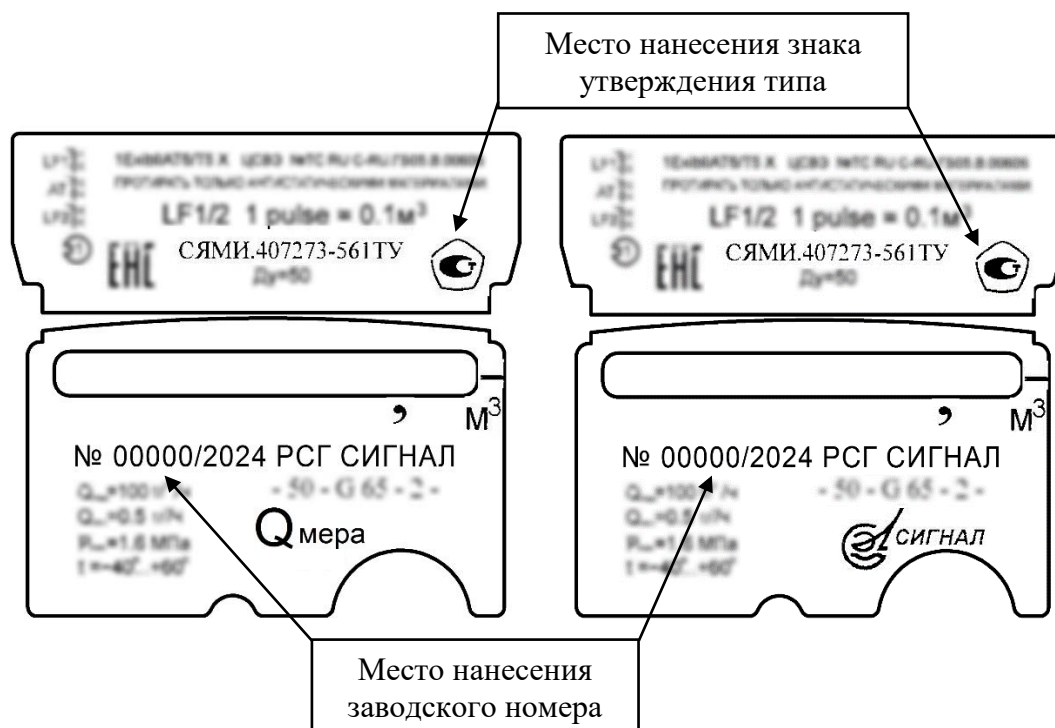
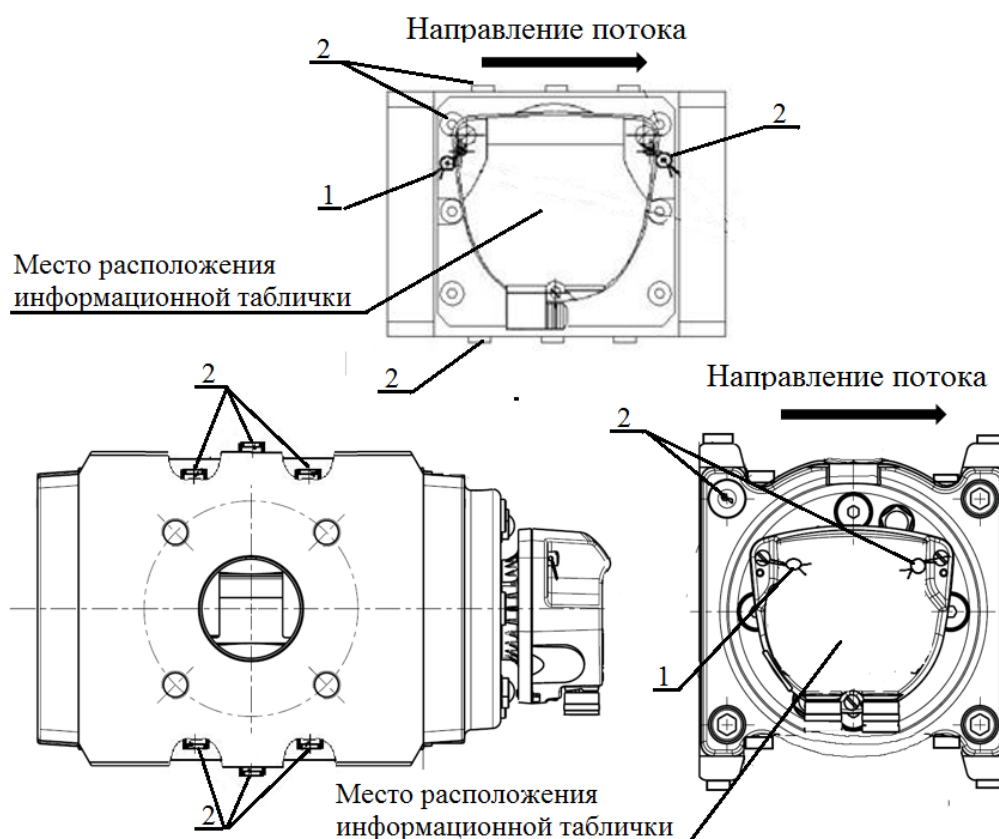


Рисунок 2 – Общий вид информационной таблички счетчиков исполнений базовое и Silver



Рисунок 3 – Общий вид информационной таблички счетчиков исполнений Lite и Gray

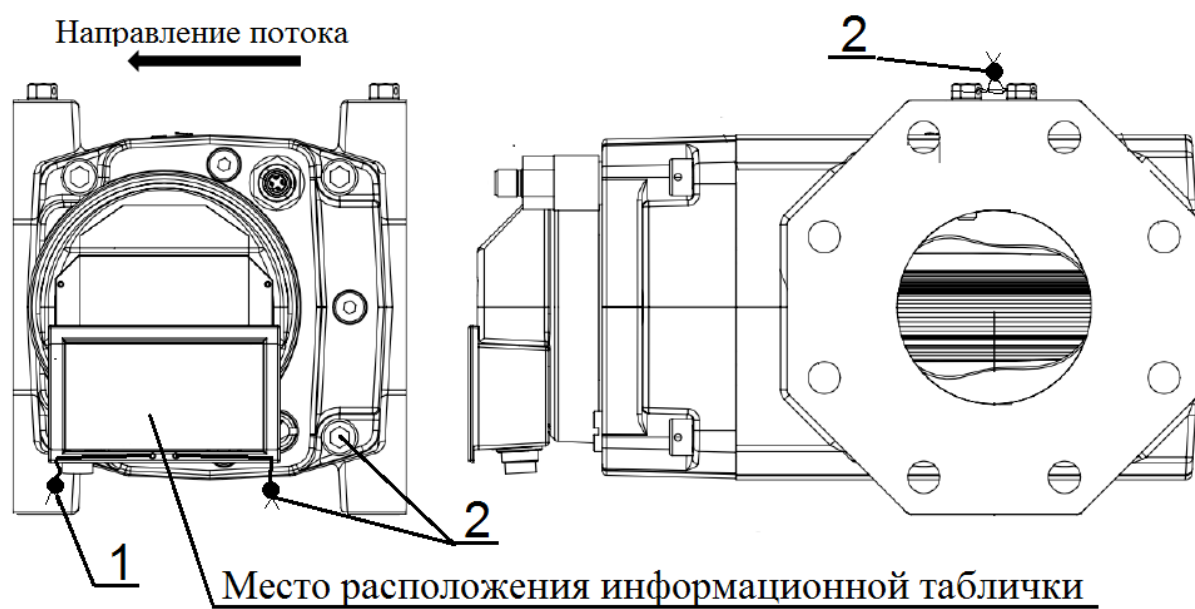
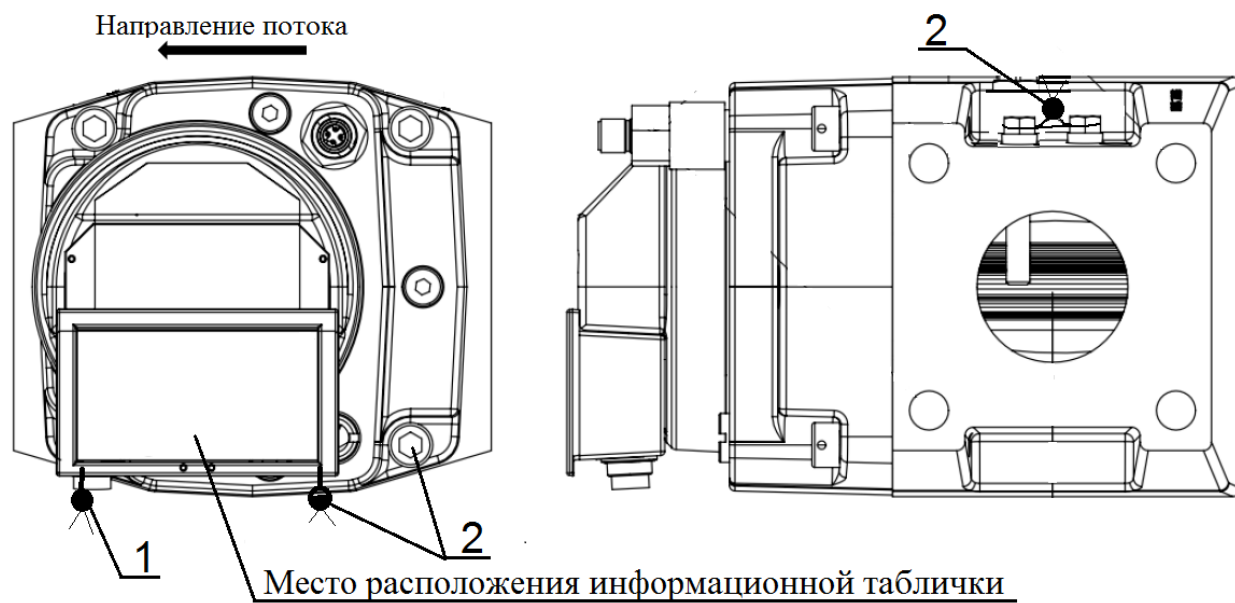
Схемы пломбировки и места расположения информационной таблички указаны на рисунках 4-5.

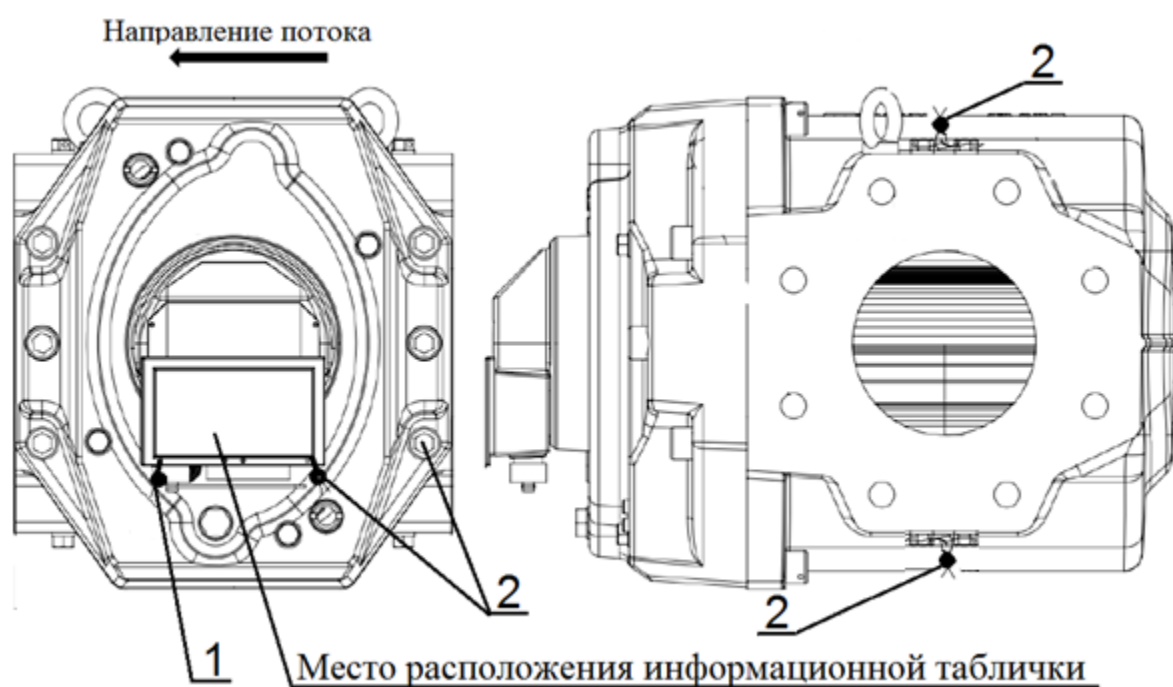
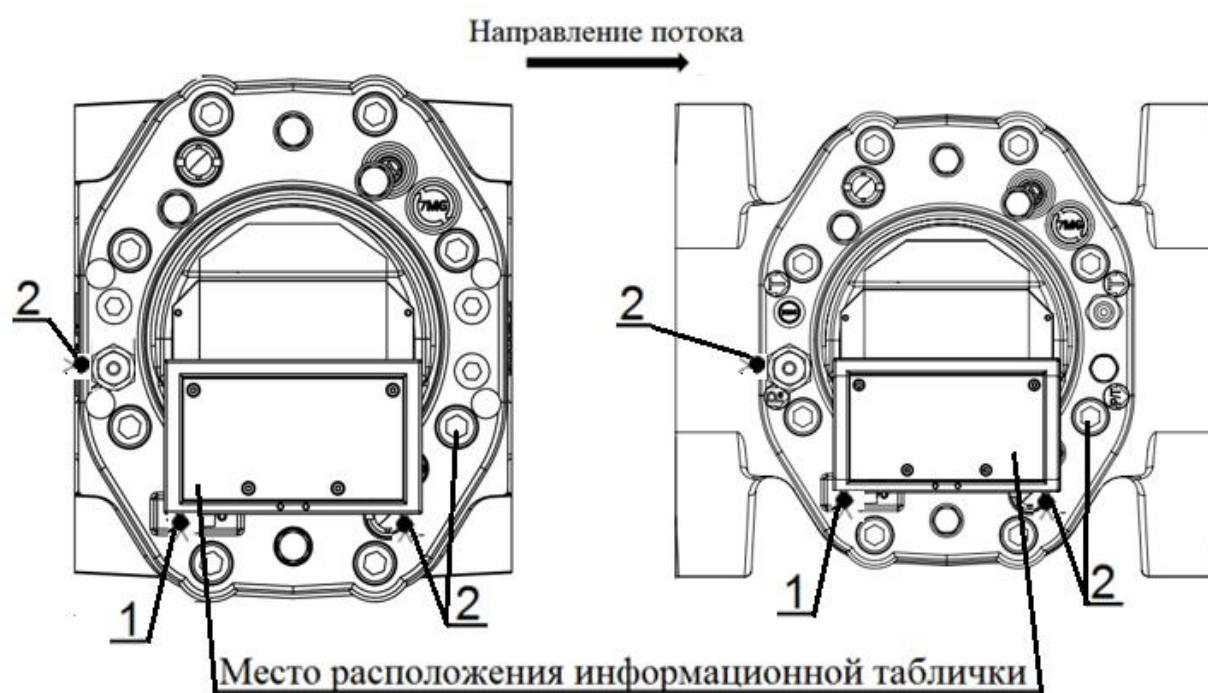


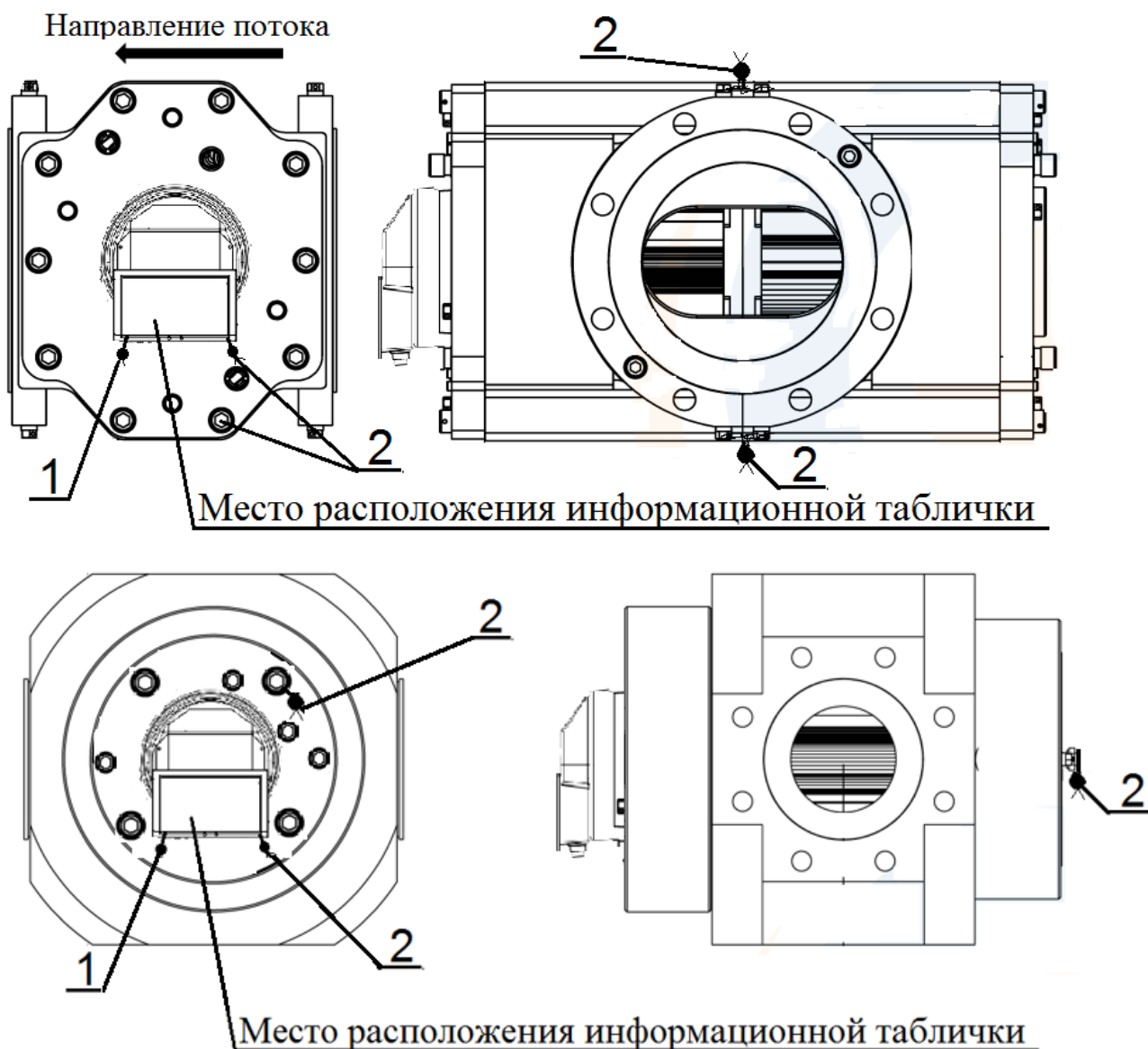
1- пломба со знаком поверки;

2 – пломба изготовителя при выпуске из производства, организации, уполномоченной изготовителем на проведение ремонта, или газоснабжающей организации в процессе эксплуатации.

Рисунок 4 – Схема пломбировки счетчиков исполнения базовое и Silver







1- пломба со знаком поверки;

2 – пломба изготовителя при выпуске из производства, организации, уполномоченной изготовителем на проведение ремонта, или газоснабжающей организации в процессе эксплуатации.

Рисунок 5 – Схема пломбировки счетчиков исполнения Lite и Gray

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 1-3.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики			
	Исполнения			
	Базовое	Lite	Silver	Gray
Типоразмер счетчика	G10-G250	G10-G650	G10-G650	G10-G650
Диапазон измерений объемного расхода газа, м³/ч	от 0,2 до 400	от 0,2 до 1000	от 0,2 до 1000	от 0,2 до 1000
Динамический диапазон, Q _{min} :Q _{max} *	от 1:20 до 1:250			
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, %: - вариант исполнения 1 в диапазоне расходов от Q _{min} ≤ Q < 0,05Q _{max} в диапазоне расходов от 0,05Q _{max} ≤ Q ≤ Q _{max} - вариант исполнения 2 в диапазоне расходов от Q _{min} ≤ Q < 0,05Q _{max} в диапазоне расходов от 0,05Q _{max} ≤ Q ≤ Q _{max} - вариант исполнения 3 в диапазоне расходов от (Q _{min} =0,05 Q _{max})≤ Q ≤ Q _{max}	±1,7 ±0,75 ±2,0 ±1,0 ±0,75			
* Конкретные значения указываются в эксплуатационной документации изготовителя				

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики				
	Исполнения				
	Базовое	Lite	Silver	Gray	
Диаметр условного прохода DN	25-100	40-150	25-150	25-150	
Избыточное давление измеряемой среды, МПа, не более	1,6	1,6	1,6	1,6	10
Номинальный расход, Q _{ном} , м ³ /ч	от 10 до 250	от 10 до 650	от 10 до 650	от 10 до 650	от 10 до 650
Температура измеряемой среды, °С	от -40 до +60				

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики			
	Исполнения			
	Базовое	Lite	Silver	Gray
Потеря давления при максимальном расходе, Па, не более	2300			
Габаритные размеры, мм, не более				
- длина	700			
- ширина	450			
- высота	400			
Масса, кг, не более	190			
Условия эксплуатации:				
- температура окружающего среды, °С	от -40 до +60			
- относительная влажность воздуха, % при температуре 35 °С, не более	95			
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7			
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013)	IP67			
Маркировка взрывозащиты	1Ex ib IIA T6 Gb X			

Таблица 3 – Показатели надежности

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

Знак утверждения типа

наносится на счетчики исполнений «Базовое» и «Silver» печатным способом на специальной табличке, табличка располагается под прозрачной крышкой отсчетного устройства. Для модификации «Gray» и «Lite» на шильдик методом лазерной гравировки, а также на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик газа ротационный РСГ СИГНАЛ		1 шт.
Паспорт	СЯМИ.407273–561 ПС ¹⁾ ДНРГ.407273–561 ПС ²⁾	1 экз.
Руководство по эксплуатации	СЯМИ.407273–561 РЭ ¹⁾ ДНРГ.407273–561 РЭ ²⁾	1 экз. (по заказу)
Емкость с маслом		1 шт.
Жгут датчика расхода	478 - СБ7 СП	1 шт. (по заказу)
Пусковой фильтр		1 или 2 шт. (по заказу)
Оптический датчик		1 шт. (по заказу)
Среднечастотный датчик MF		1 шт. (по заказу)
Штуцер для заливки масла без отключения от потока		1 шт. (по заказу)
Монтажный комплект для подсоединения корректора		1 шт. (по заказу)
Примечание: ¹⁾ Изготовитель ООО ЭПО «Сигнал» ²⁾ Изготовитель ООО «МЕРА КБЮ»		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в раздел 1 руководств по эксплуатации СЯМИ. 407273 - 561 РЭ, ДНРГ.407273–561 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

СЯМИ. 407273 - 561 ТУ. «Счетчики газа ротационные РСГ СИГНАЛ. Технические условия».

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью Энгельское приборостроительное объединение «Сигнал» (ООО ЭПО «Сигнал»)

ИНН: 6449042991

Адрес: 413119, Саратовская обл., г. Энгельс-19

Общество с ограниченной ответственностью «МЕРА КБЮ» (ООО «МЕРА КБЮ»)

ИНН 6449105190

Адрес: 413102, Саратовская обл., м.р-н Энгельсский, г. Энгельс, рп. Приволжский, мкр Энгельс-19,ы ул. 5-й квартал, зд. 1А, к. 1, оф. 3

Испытательные центры

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП «ВНИИР»)

Адрес: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7а

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 272-00-32

E-mail: vniirpr@bk.ru

Web-сайт: www.vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

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

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

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» марта 2025 г. № 556

Регистрационный № 49360-12

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики газа объемные диафрагменные NPM (G1,6; G2,5; G4)

Назначение средства измерений

Счетчики газа объемные диафрагменные NPM (G1,6; G2,5; G4) (далее – счетчик) предназначены для измерений объема газа низкого давления в жилищно-коммунальном хозяйстве и быту (природный газ ГОСТ 5542–2014, газовая фаза сжиженного газа ГОСТ 20448–2018, нефтяной газ, крекинг-газ).

Описание средства измерений

Принцип действия счетчика основан на преобразовании перепада давления газа, проходящего через счетчик, в поступательное движение мембран.

Счетчик состоит из корпуса, измерительного и отсчетного устройства (сумматора).

Газонепроницаемый корпус изготавливается из листовой стали холодной штамповкой. В корпус помещено измерительное устройство. На корпусе установлен сумматор.

Измерительное устройство состоит из камер со встроенными газонепроницаемыми мембранами, которые перемещаются за счет разности давлений газа на входе и выходе счетчика. Мембраны изготавливаются из резино-полиэфирной ткани. Возвратно-поступательное движение мембран, через кривошипный механизм преобразуется во вращательное движение, которое через приводной вал передается на механический сумматор барабанного типа.

В зависимости от расхода газа счетчики имеют типоразмеры: G1,6; G2,5; G4.

Счетчики имеют исполнения присоединительных размеров штуцеров G1¼-B; G1-B; G¾-B; G½-B; M30×2.

Счетчики в зависимости от направления прохождения через них газа выпускаются левостороннего и правостороннего исполнения.

Счетчики изготавливаются на двух производственных площадках АО «Газдевайс» и АО «Северус» и имеют соответствующие исполнения ГАЗДЕВАЙС и СЕВЕРУС. Счетчики, изготовленные АО «Северус», имеют различные исполнения отсчетного устройства: с датчиком импульсов, без датчика импульсов, с прозрачной или серой крышкой.

Общий вид счетчика в исполнении ГАЗДЕВАЙС, представлен на рисунках 1–2. Общий вид основных исполнений счетчиков в исполнении СЕВЕРУС представлен на рисунке 3.

Счетчики имеют исполнение с гнездом на лицевой стороне отсчетного устройства для установки датчика импульсов. Для автоматического снятия показаний со счетчика с помощью датчика импульсов первичный барабан сумматора снабжен магнитом.

Датчик импульсов служит для дистанционного считывания информации при работе счетчика в централизованной автоматизированной системе учета расхода газа, является

самостоятельным устройством и поставляется по дополнительному заказу. Общий вид счетчика с подключенным датчиком импульсов показан на рисунке 2.

Датчик импульсов представляет собой электронное устройство с магниторезистором для формирования счетных импульсов в момент прохождения магнитного поля магнита, закрепленного на первичном барабане сумматора. Количество выходных сигналов датчика импульсов пропорционально объему газа, прошедшего через счетчик. После установки в счетчик, датчик импульсов пломбируется в месте подключения организацией по эксплуатации газового хозяйства.

Маркировка счетчика осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 26828–86 в двух вариантах: нанесением на табличку методом печати (рисунок 4) или на корпус сумматора лазерным способом (рисунок 5). Маркировка содержит следующие данные:

- знак утверждения типа средства измерений;
- наименование и товарный знак предприятия-изготовителя;
- наименование типа и типоразмер счетчика газа;
- наибольшее избыточное рабочее давление $P_{\max}$, кПа;
- максимальный расход $Q_{\max}$, м³/ч;
- минимальный расход $Q_{\min}$, м³/ч;
- циклический объем V , дм³;
- порядковый номер счетчика по системе нумерации предприятия-изготовителя (заводской серийный номер);
- год изготовления.

Заводской серийный номер счетчиков в исполнении ГАЗДЕВАЙС состоит из 7 цифр, в исполнении СЕВЕРУС состоит из 11 цифр, год изготовления состоит из 4 цифр.

На корпусе счетчика сверху между штуцерами стрелкой обозначено направление потока газа.

Ограничение доступа к сумматору осуществляется пломбой, закрывающей винт крепления сумматора, с нанесенными на пломбу сумматора методом давления оттисков заводского клейма в виде римской цифры номера квартала выпуска счетчика и знака поверки. Схема пломбирования от несанкционированного доступа счетчиков в исполнении ГАЗДЕВАЙС: обозначение мест нанесения знака поверки и квартала выпуска приведено на рисунке 6, мест нанесения логотипа АО «Газдевайс» – на рисунке 7, места пломбирования датчиков импульсов – на рисунке 8.

Пломбировку счетчиков в исполнении СЕВЕРУС от несанкционированного доступа осуществляют нанесением знака поверки давлением клейма на пломбу. Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки, заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 9.



Рисунок 1 – Общий вид счетчиков в исполнении ГАЗДЕВАЙС



Рисунок 2 – Общий вид счетчиков с датчиком импульсов счетчиков в исполнении ГАЗДЕВАЙС



Вариант рамки отсчетного устройства

Рисунок 3 – Общий вид счетчиков в исполнении СЕВЕРУС



Рисунок 4 – Маркировка нанесена на табличку



Рисунок 5 – Маркировка нанесена на корпус сумматора



Рисунок 6 – Схема пломбирования от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения знака поверки и квартала выпуска счетчика.
Лицевая сторона пломбы



Рисунок 7 – Пломбирование от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения логотипа АО «Газдевайс».
Обратная сторона пломбы



Рисунок 8 – Место пломбирования датчика импульсов

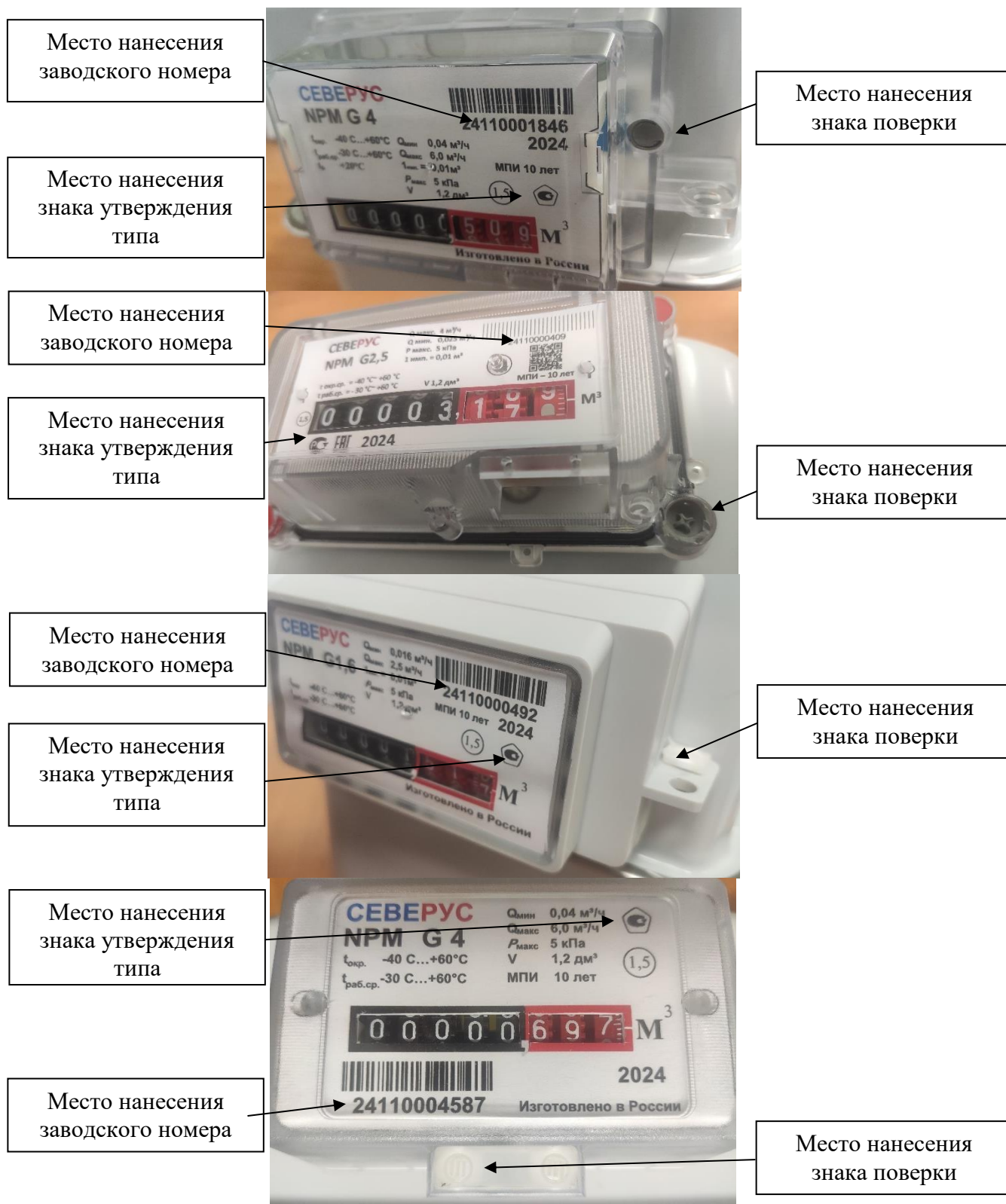


Рисунок 9 – Место нанесения знака утверждения типа, заводского номера и знака поверки счетчиков в исполнении СЕВЕРУС

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Типоразмер счетчика	G1,6	G2,5	G4
Максимальный расход $Q_{\max}$, м ³ /ч	2,5	4,0	6,0
Номинальный расход $Q_{\text{ном}}$, м ³ /ч	1,6	2,5	4,0
Минимальный расход $Q_{\min}$, м ³ /ч	0,016	0,025	0,040
Пределы допускаемой основной относительной погрешности в диапазоне расходов при температуре газа плюс 20 °С, %: – от $Q_{\min}$ до $0,1 \cdot Q_{\text{ном}}$ – от $0,1 \cdot Q_{\text{ном}}$ до $Q_{\max}$ включительно	±3,0 ±1,5		
Дополнительная относительная погрешность счетчиков в исполнении ГАЗДЕВАЙС, вызванная отклонением температуры измеряемого объема газа от стандартной, при изменении температуры на 1 °С, %, не более	±0,45		
Изменение относительной погрешности счетчиков, в исполнении СЕВЕРУС, вызванное отклонением температуры измеряемой среды от нормальной, на каждые 10 °С, %	±0,4		
Нормальные условия измерений: температура измеряемой среды, °С	от +15 до +25		
Максимальное избыточное рабочее давление, кПа	5		
Допускаемая потеря давления, при $Q_{\max}$, Па, не более	200		
Циклический объем, дм ³	1,2		
Емкость отсчетного устройства, м ³	99999,999		
Порог чувствительности счетчика, м ³ /ч, не более	$0,002 \cdot Q_{\text{ном}}$		
Диапазон температур окружающей среды, °С	от -40 до +60		
Диапазон температур рабочей среды, °С: – исполнение ГАЗДЕВАЙС – исполнение СЕВЕРУС	от -40 до +60 от -30 до +60		
Параметры датчика импульсов*: – напряжение, В – ток потребления, мкА, не более – вес одного импульса, м ³	от 2,4 до 3,6 20 0,01		
Габаритные размеры, мм: – высота – ширина – длина	218/221,5 188/205 163/165		
Межцентровое расстояние между штуцерами, мм	110±0,2		
Обозначение резьбы входного и выходного штуцеров	G1¼-B; G1-B; G¾-B; G½-B; M30×2		
Масса, кг, не более	1,8/2,5		
* Датчик импульсов поставляется по дополнительному заказу.			

Таблица 2 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на заводскую маркировочную табличку счетчика методом печати или на корпус сумматора лазерным способом и на эксплуатационную документацию типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик газа объемный диафрагменный	NPM	1 шт.
Фильтр-сетка	—	1 шт.
Колпачок штуцера	—	2 шт.
Датчик импульсов	ГЮНК.428825.001	1 шт.*
Паспорт	ГЮНК.407260.004 ПС ГЮНК.407260.004 ПС Ч2**	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ГЮНК.407260.004 РЭ	1 экз.*
* Поставляется по дополнительному заказу.		
** Для счетчиков в исполнении СЕВЕРУС.		

Сведения о методиках (методах) измерений

изложена в п. 1.3 Руководства по эксплуатации ГЮНК.407260.004 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ТУ 4213-004-45737844-01 «Счетчики газа объемные диафрагменные NPM (G1,6; G2,5; G4). Технические условия».

Изготовители

Акционерное общество «Газдевайс» (АО «Газдевайс»)

ИНН 5003024552

Адрес: 142715, Московская обл., г. Видное, п. совхоза им. Ленина, тер. Восточная промзона, влд. 3, стр. 1

Телефон: (498) 657-81-42

E-mail: secretar@gazdevice.ru

Акционерное общество «Северус» (АО «Северус»)

ИНН 5003166331

Адрес: 142715, Московская обл., г.о. Ленинский, п. совхоза им. Ленина, тер. Восточная промзона, влд. 3, стр. 1

Испытательные центры

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Тел.: (495) 437-55-77, факс: (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

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

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

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

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

E-mail: office@ooostp.ru

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» марта 2025 г. № 556

Регистрационный № 60545-15

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «СК Короча»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «СК Короча» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя виртуальный сервер, расположенный на кластере серверов ЗАО «СК Короча», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3, технические средства приема-передачи данных, ПО «АльфаЦЕНТР», обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации от измерительных каналов (далее – ИК) (результаты измерений, журналы событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера ИВК;
- доступ к информации и её передачу;

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

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

усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Измерительная информация на выходе счетчиков из состава ИК №№ 1-14, 41, 42 с учетом коэффициента трансформации, по остальным ИК 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.

В ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы (перевод измеренных значений в именованные физические величины с учетом коэффициентов трансформации осуществляется для ИК №№ 15-40, 43-54 (перемножение на коэффициент трансформации происходит в ИВК)) и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком диске».

ИВК автоматически формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (далее - ИАСУ КУ) АО «АТС».

Система обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ включает в себя часы УСВ-3, ИВК, счетчики. СОЕВ представляет собой функционально объединенную совокупность программно-технических средств измерений и синхронизации времени в АИИС КУЭ, в которой формируются и последовательно преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемой величине времени.

Контроль времени в часах счетчиков АИИС КУЭ автоматически выполняет ИВК, при каждом сеансе опроса, корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и ИВК на величину более ± 2 с.

Корректировку часов ИВК выполняет УСВ-3, подключенное к ИВК. Корректировка часов ИВК происходит каждые 5 минут.

Наличие факта коррекции времени в счетчике фиксируется в «Журнале событий».

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на коммутационном шкафу, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ: 102.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 3-4.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электроэnergии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ	
1	2	3	4	5	6	7
ООО «Прохоровские комбикорма»						
1	КТП 10 кВ 2001, РУНН-0,4 кВ, I сш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ №1	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 5000/5 Рег. № 3422-06	-	A1805RL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная
2	КТП 10 кВ 2001, РУНН-0,4 кВ, II сш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ №2	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 5000/5 Рег. № 3422-06	-	A1805RL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная реактивная
3	КТП 10 кВ 2002, РУНН-0,4 кВ, I сш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ №1	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 4000/5 Рег. № 3422-06	-	A1805RL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная реактивная
4	КТП 10 кВ 2002, РУНН-0,4 кВ, II сш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ №2	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 4000/5 Рег. № 3422-06	-	A1805RL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
ООО «Прохоровский комбикормовый завод»						
5	КТП 10 кВ 1601, РУНН-0,4 кВ, I сш0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ №1	ТТЭ Кл. т. 0,5S Ктт 3000/5 Рег. № 32501- 08	-	A1805RL- P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная
6	КТП 10 кВ 1601, РУНН-0,4 кВ, II сш0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ №2	ТТЭ Кл. т. 0,5S Ктт 3000/5 Рег. № 32501- 08	-	A1805RL- P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная реактивная
7	КТП 10 кВ 1602, РУНН-0,4 кВ, I сш0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ №1	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 3000/5 Рег. № 3422-06	-	A1805RL- P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная реактивная
8	КТП 10 кВ 1602, РУНН-0,4 кВ, II сш0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ №2	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 3000/5 Рег. № 3422-06	-	A1805RL- P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная реактивная
9	КТП 10 кВ 1603, РУНН-0,4 кВ, I сш0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ №1	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 5000/5 Рег. № 3422-06	-	A1805RAL- P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная реактивная
10	КТП 10 кВ 1603, РУНН-0,4 кВ, II сш0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ №2	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 5000/5 Рег. № 3422-06	-	A1805RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
11	КТП 10 кВ 1801, РУНН-0,4 кВ, I сш0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ №1	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 5000/5 Рег. № 3422-06	-	A1805RL- P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная
12	КТП 10 кВ 1801, РУНН-0,4 кВ, II сш0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ №2	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 5000/5 Рег. № 3422-06	-	A1805RL- P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная реактивная
13	КТП 10 кВ 1802, РУНН-0,4 кВ, I сш0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ№1	ТТИ Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 28139-07	-	A1805RL- P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная реактивная
14	КТП 10 кВ 1802, РУНН-0,4 кВ, II сш0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ№2	ТТИ Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 28139-07	-	A1805RL- P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная реактивная
ЗАО «Белком»						
15	БКТП 10 кВ 801, РУ- 0,4 кВ, I сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ №1	ТШ-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 2000/5 Рег. № 22657-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная
16	БКТП 10 кВ 801, РУ- 0,4 кВ, II сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ №2	ТШ-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 2000/5 Рег. № 22657-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
17	БКТП 10 кВ №802, РУ-0,4 кВ, I сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ №1	ТШ-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 2000/5 Рег. № 22657-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная
18	БКТП 10 кВ №802, РУ-0,4 кВ, II сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ №2	ТШ-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 2000/5 Рег. № 22657-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		активная реактивная
ЗАО «СК Короча»						
19	РП 10 кВ №1, РУНН- 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ №1	ТТЭ-С Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 54205-13	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная
20	РП 10 кВ №1, РУНН- 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ №2	ТТЭ-С Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 54205-13	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
21	РП 10 кВ №1, РУНН- 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ №3	ТТЭ-С Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 54205-13	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
22	РП 10 кВ №1, РУНН- 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ №4	ТТЭ-С Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 54205-13	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
23	РП 10 кВ №1, РУНН- 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ №5	ТТЭ-С Кл. т. 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 54205-13	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная
24	РП 10 кВ №1, РУНН- 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ №6	ТТЭ-С Кл. т. 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 54205-13	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
25	РП 10 кВ №2, РУНН- 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ №1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
26	РП 10 кВ №2, РУНН- 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ №2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
27	РП 10 кВ №2, РУНН- 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ №3	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
28	РП 10 кВ №2, РУНН- 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ №4	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
29	РП 10 кВ №2, РУНН- 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ №5	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная
30	РП 10 кВ №2, РУНН- 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ №6	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
31	РП 10 кВ №3, РУ 0,4 кВ, шинный мост 0,4 кВ от Т1	МАК-гу Кл. т. 0,5S Ктт 4000/5 Рег. № 50244-12	-	A1802RL- P4G-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
32	РП 10 кВ №3, РУ 0,4 кВ, шинный мост 0,4 кВ от Т2	МАК-гу Кл. т. 0,5S Ктт 4000/5 Рег. № 50244-12	-	A1802RL- P4G-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
33	РП 10 кВ №3, РУ 0,4 кВ, шинный мост 0,4 кВ от Т3	МАК-гу Кл. т. 0,5S Ктт 4000/5 Рег. № 50244-12	-	A1802RL- P4G-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
34	РП 10 кВ №3, РУ 0,4 кВ, шинный мост 0,4 кВ от Т4	МАК-гу Кл. т. 0,5S Ктт 4000/5 Рег. № 50244-12	-	A1802RL- P4G-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
35	РП 10 кВ №3, РУ 0,4 кВ, шинный мост 0,4 кВ от Т5	МАК-гу Кл. т. 0,5S Ктт 4000/5 Рег. № 50244-12	-	A1802RL- P4G-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
36	РП 10 кВ №3, РУ 0,4 кВ, шинный мост 0,4 кВ от Т6	МАК-гу Кл. т. 0,5S КТТ 4000/5 Рег. № 50244-12	-	A1802RL- P4G-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная
37	РП 10 кВ №3, РУ 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.7	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 42663-09	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
38	РП 10 кВ №3, РУ 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.11	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 42663-09	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
39	БКТП 1701 10 кВ, РУНН-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ 1Т	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
40	БКТП 1701 10 кВ, РУНН-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ 2Т	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
41	БКТП 1703 10 кВ, РУНН-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ 1Т	ТТН Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 41260-09	-	A1805RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная реактивная
42	БКТП 1703 10 кВ, РУНН-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ 2Т	ТТН Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 41260-09	-	A1805RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
43	РП-5, РУНН-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ №1	ТАТ Кл. т. 0,5 КТТ 4000/5 Рег. № 82675-21	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная
44	РП-5, РУНН-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ №2	ТАТ Кл. т. 0,5 КТТ 4000/5 Рег. № 82675-21	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
45	РП-5, РУНН-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ №3	ТАТ Кл. т. 0,5 КТТ 4000/5 Рег. № 82675-21	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
46	РП-5, РУНН-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ №4	ТАТ Кл. т. 0,5 КТТ 4000/5 Рег. № 82675-21	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
ООО «Трио-Инвест»						
47	РП-56 10 кВ, РУ 10 кВ, 1 сш 10 кВ, яч.13	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 32139-06	НТМИ-10- 66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831- 69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 0 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная
48	РП-56 10 кВ, РУ 10 кВ, 2 сш 10 кВ, яч.16	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 32139-06	НТМИ-10- 66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831- 69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 0 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
49	СМ-1 КЛ 10 кВ от РП-35 10 кВ в сторону яч.3 ТП3359 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ- СЭЩ-10-21 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/√3/10 0/√3 Рег. № 55024-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная
50	СМ-2 КЛ 10 кВ от ТП-3211 10 кВ в сторону яч.6 ТП- 3359 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ- СЭЩ-10-21 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/√3/10 0/√3 Рег. № 55024-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
ООО «Орёл-Агро-Продукт»						
51	ВЛ 10 кВ №16 ПС Хлебопрод укты, опора №20, ЛР-10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛП- НТЗ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/√3/10 0/√3 Рег. № 51676-12	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 0 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная
52	ВЛ 10 кВ №1 ПС Хлебопрод укты, опора №19, ЛР-10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛП- НТЗ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/√3/10 0/√3 Рег. № 51676-12	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 0 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-12		активная реактивная
ООО «Брянский бройлер»						
53	ПС 110 кВ Пильшино- 2, ОРУ110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, ввод 1Т	ТОГФ-110 Кл. т. 0,2S Ктт 400/5 Рег. № 61432-15	НДКМ Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/1 00/√3 Рег. № 60542-15	A1805RL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
54	ПС 110 кВ Пильшино- 2, ОРУ110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, ввод 2Т	ТОГФ-110 Кл. т. 0,2S Ктт 400/5 Рег. № 61432-15	НДКМ Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100 / $\sqrt{3}$ Рег. № 60542- 15	A1805RL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3, 4 метрологических характеристик.

2. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа.

3. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК							
		Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности P=0,95				Границы интервала относительной погрешности измерений, ($\pm\delta$), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности P=0,95			
		cos φ =1,0	cos φ =0,87	cos φ =0,8	cos φ =0,5	cos φ =1,0	cos φ =0,87	cos φ =0,8	cos φ =0,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19-30	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,7	2,4	2,8	5,4	2,1	2,7	3,1	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,3	1,5	2,7	1,5	1,8	1,9	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,8	1,0	1,1	1,9	1,4	1,5	1,6	2,3
31-36	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,5	2,1	2,4	4,6	1,6	2,2	2,5	4,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,9	1,2	1,4	2,7	1,0	1,3	1,5	2,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 \leq I_{H1}$	0,6	0,8	0,9	1,8	0,8	1,0	1,1	1,9
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,6	0,8	0,9	1,8	0,8	1,0	1,1	1,9
39-42, 13, 14, 1-4, 15- 18, 43- 46	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,7	2,4	2,8	5,7	2,4	3,1	3,4	5,9
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,3	1,5	2,7	2,0	2,3	2,5	3,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,8	1,0	1,1	1,9	1,9	2,1	2,2	3,0
5-12	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,8	2,3	2,6	4,7	2,5	3,0	3,3	5,3
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,0	1,4	1,6	2,8	2,0	2,3	2,5	3,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 \leq I_{H1}$	0,8	1,0	1,1	1,9	1,9	2,1	2,2	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,8	1,0	1,1	1,9	1,9	2,1	2,2	3,0

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
37, 38, 47, 48	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,1	2,6	3,1	5,5	2,5	2,9	3,4	5,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,2	1,5	1,8	3,2	1,8	2,1	2,3	3,6
	$0,2I_{H1} \leq I_1 \leq I_{H1}$	1,0	1,2	1,4	2,3	1,7	1,9	2,1	2,9
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,2	1,4	2,3	1,7	1,9	2,1	2,9
49, 50	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,3	2,9	5,4	2,3	2,7	3,3	5,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,3	1,6	2,8	1,8	2,0	2,2	3,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,0	1,2	2,0	1,7	1,8	1,9	2,7
51, 52	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,1	2,5	3,0	5,4	2,5	2,9	3,4	5,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,4	1,7	3,0	1,8	2,0	2,3	3,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 \leq I_{H1}$	0,9	1,0	1,2	2,0	1,7	1,8	1,9	2,7
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,0	1,2	2,0	1,7	1,8	1,9	2,7
53, 54	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,5	1,5	1,7	2,3	2,0	2,1	2,2	2,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,8	0,9	1,1	1,6	1,6	1,7	1,9	2,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 \leq I_{H1}$	0,7	0,8	0,9	1,2	1,6	1,7	1,7	2,1
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,8	0,9	1,2	1,6	1,7	1,7	2,1

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности $P=0,95$			Границы интервала относительной погрешности измерений, ($\pm\delta$), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности $P=0,95$		
		$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)
1	2	3	4	5	6	7	8
19-30	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	5,6	4,4	2,6	6,2	5,2	3,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,9	2,4	1,6	3,9	3,5	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,8	1,3	3,4	3,2	2,9
31-36	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,8	3,8	2,2	5,0	4,0	2,5
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,9	2,3	1,4	3,1	2,6	1,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 \leq I_{H1}$	1,9	1,5	1,0	2,3	2,0	1,5
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,9	1,5	1,0	2,3	2,0	1,5
39-42, 13, 14, 1-4, 15-18, 43-46	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	5,6	4,4	2,6	6,8	5,8	4,3
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,9	2,4	1,6	4,9	4,4	3,8
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,8	1,3	4,4	4,2	3,7

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
5-12	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,9	4,0	2,4	6,3	5,5	4,2
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	3,1	2,6	1,7	5,0	4,6	3,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 \leq I_{H1}$	2,1	1,8	1,3	4,4	4,2	3,7
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,8	1,3	4,4	4,2	3,7
37, 38, 47, 48	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	6,6	4,6	3,0	7,5	5,8	4,4
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	3,8	2,8	1,9	5,2	4,4	3,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 \leq I_{H1}$	2,9	2,1	1,6	4,5	4,0	3,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,9	2,1	1,6	4,5	4,0	3,6
49, 50	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	6,5	4,5	2,7	7,3	5,7	4,2
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	3,5	2,5	1,7	4,9	4,2	3,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,6	1,9	1,5	4,3	3,9	3,5
51, 52	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	6,5	4,6	2,9	7,3	5,7	4,4
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	3,6	2,7	1,8	5,0	4,3	3,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 \leq I_{H1}$	2,6	1,9	1,5	4,3	3,9	3,5
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,6	1,9	1,5	4,3	3,9	3,5
53, 54	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,9	2,4	2,0	4,5	4,1	3,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,1	1,8	1,4	4,1	3,9	3,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 \leq I_{H1}$	1,7	1,4	1,3	3,9	3,7	3,5
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,7	1,4	1,3	3,9	3,7	3,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm \Delta$) с							5
Примечания: 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95. 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.							

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	54
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25

Продолжение таблицы 5

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от 0 до +40 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

– счетчиках (функция автоматизирована);

– 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 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТШЛ-0,66	12
Трансформатор тока	ТТЭ	6
Трансформатор тока	ТШЛ-0,66	18
Трансформатор тока	ТТИ	6
Трансформатор тока	ТШ-0,66	12
Трансформатор тока	ТТЭ-С	18
Трансформатор тока	Т-0,66	24
Трансформатор тока	МАК-ru	18
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	6
Трансформатор тока	ТТН	6
Трансформатор тока	ТАТ	12
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	6
Трансформатор тока	ТОГФ-110	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10-21	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	6
Трансформатор напряжения	НДКМ	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RL-P4G-DW-4	12
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RAL-P4GB-DW-4	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05.04	4

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.09	14
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RL-P4G-DW-4	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.09	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RL-P4GB-DW-4	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	СКК.001-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ЗАО «СК «Короча», аттестованном ООО «Спецэнергопроект» г. Москва. Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»
(ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»)

ИНН 6672185635

Юридический адрес: 620026, г. Екатеринбург, ул. Мамина-Сибиряка, д. 126

Почтовый адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 26/ул. Белинского, д. 9

Телефон: +7 (343) 310-70-80

Факс: +7 (343) 310-32-18

Испытательные центры

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

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

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

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» марта 2025 г. № 556

Регистрационный № 69850-17

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ ГПП-220

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ ГПП-220 (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 многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTS (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на

входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 мин) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервере баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД может быть оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер АУВП.411711.ФСК.РИК.024.07. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, типографским способом. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)).

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияние на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Другие идентификационные данные	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД, УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ОВ-220	ТВГ-УЭТМ®-220 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 52619-13	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = 220000/√3/100/√3 Рег. № 89932-23	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10 СТВ-01 Рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Томская ТЭЦ-3 - ГПП-220 I цепь (Т-211)	ТВГ-УЭТМ®-220 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 52619-13	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = 220000/√3/100/√3 Рег. № 89932-23	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3	ВЛ 220 кВ Томская ТЭЦ-3 - ГПП-220 II цепь (Т-212)	ТВГ-УЭТМ®-220 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 52619-13	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = 220000/√3/100/√3 Рег. № 89932-23	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ВЛ 220 кВ ГПП-220 – ЭС-2 СХК (Т-214)	ТВГ-УЭТМ®-220 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 52619-13	НКФ-220-58 кл.т 0,5 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 Рег. № 89932-23	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU- 325T Рег. № 44626- 10 СТВ- 01 Рег. № 49933- 12
5	ОВ-110-1	ТВ-110/50 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
6	ОВ-110-2	ТВ-110/50 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
7	ВЛ 110 кВ ГПП-220 – ОЭЗ Север I цепь	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
8	ВЛ 110 кВ ГПП-220 – ГПП-3 (С-115)	ТФЗМ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 79095-20	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
9	ВЛ 110 кВ ГПП-220 – ГПП-14 (С-120)	ТФНД-110М кл.т 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
10	ВЛ 110 кВ ГПП-220 – ЛПК I цепь (С- 121)	ТГФМ-110 II* кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 36672-08	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
11	ВЛ 110 кВ ГПП-220 – ГПП-16 (С-122)	ТФНД-110М кл.т 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
12	ВЛ 110 кВ ГПП-220 - ГПП-1 (С-123)	ТФНД-110М кл.т 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
13	ВЛ 110 кВ ГПП-220 – ЛПК II цепь (С-124)	ТГФМ-110 II* кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 36672-08	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
14	ВЛ 110 кВ ГПП-220 - ГПП-2 (С-125)	ТФНД-110М кл.т 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ВЛ 110 кВ ГПП-220 – ОЭЗ Север II цепь	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10 СТВ-01 Рег. № 49933-12
16	ВЛ 110 кВ ГПП-220 – ГПП-2 СХК с отпайками (Т-2)	ТФНД-110М кл.т 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
17	ВЛ 110 кВ ГПП-220 – Пиковая (Т-4А)	ТФНД-110М кл.т 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
18	Ф-ТМХ	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 83411-21	НТМИ-10-66 У3 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 80231-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Примечания:

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

2. Допускается замена УСПД и УССВ ИВК на аналогичные утвержденных типов.

3. Допускается замена сервера 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.

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2)%,}	δ _{5 %,}	δ _{20 %,}	δ _{100 %,}
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1	2	3	4	5	6
1-4,7,10,13,15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
6,8,9,11,12,14,16-18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-4,7,10,13,15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
6,8,9,11,12,14,16-18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-4,7,10,13,15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
6,8,9,11,12,14,16-18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-4,7,10,13,15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,2	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,9	1,6	1,6
6,8,9,11,12,14,16-18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	3,0	2,0	1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTS (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания:					
1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{2\%}$.					
2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	18
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для счетчиков электроэнергии, °C	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц - температура окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 55000
Глубина хранения информации: счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 5 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться помощью электронной почты и сотовой связи.

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика;
- параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.

Защита информации на программном уровне:

- пароль на электросчетчиках;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к

измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени (функция автоматизирована) в:

- электросчетчиках;
- УСПД.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ®-220	12
Трансформатор тока	ТВ-110/50	6
Трансформатор тока	ТГФМ-110	6
Трансформатор тока	ТФЗМ	3
Трансформатор тока	ТФНД-110М	12
Трансформатор тока	ТГФМ-110 II*	6
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	12
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	1
Счетчики электрической энергии	Альфа А1800	18
Радиосервер точного времени (ИБК)	СТВ-01	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Паспорт-Формуляр	4716016979.411711.АУВП.411711. ФСК.РИК.024.07.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ ГПП-220», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва, уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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».

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

E-mail: info@fsk-ees.ru

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

Испытательные центры

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

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

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр» (ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, д. 6а

Телефон: (391) 224-85-62

E-mail: E.E.Servis@mail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» марта 2025 г. № 556

Регистрационный № 79969-20

Лист № 1
Всего листов 32

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОРЭМ ООО «Башкирэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОРЭМ ООО «Башкирэнерго» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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 двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2- й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (сервер БД) ООО «Башкирэнерго», серверы опроса (серверы СО) ООО «Башкирэнерго», сервер центра сбора и обработки информации (сервер ЦСОИ) сбытовой компании, программный комплекс (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются 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 во времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Для измерительных каналов (ИК) №№ 1-3, 13, 14, 18-22, 27, 28, 37 цифровой сигнал

с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает в локальную вычислительную сеть (ЛВС) и далее на соответствующий сервер СО. Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов

счетчиков по проводным линиям связи поступает на соответствующий модем и далее по каналам связи стандарта GSM посредством технологии передачи данных CSD – на соответствующий сервер СО. На серверах СО осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, передача её на сервер БД, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера СО, на котором установлена служба экспорта и импорта данных, на сервер ЦСОИ осуществляется посредством электронной почты в виде xml-файлов установленных форматов.

Также сервер СО, на котором установлена служба экспорта и импорта данных, и сервер ЦСОИ могут принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленного формата от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Передача информации от сервера ЦСОИ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы серверов СО, часы сервера БД и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера БД с УСВ осуществляется не реже 1 раза в час, корректировка часов сервера БД производится при расхождении показаний часов на величину ± 1 с.

Сравнение показаний часов каждого сервера СО с часами сервера БД осуществляется не реже 1 раза в час, корректировка часов каждого сервера СО производится при расхождении показаний с часами сервера БД на величину ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами соответствующего сервера СО осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчика с часами сервера СО на величину ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Серверы	Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчики	УСВ			Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Межозерная, ЛЭП-110 ПС Узельга	ТФМ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 16023-97	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 3 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiant DL 380p Gen8 HP ProLiant DL 360p Gen8 Сервер, совместимый с платформой x86-x64	Активная	1,0	2,5
							Реактивная	1,8	4,5
2	ПС 110 кВ Межозерная, ЛЭП-35 ПС Карагайский бор	ТГМ-35 Кл.т. 0,2S 50/5 Рег. № 59982-15	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	0,8	2,0
							Реактивная	1,5	4,2
3	ПС 110 кВ Межозерная, ЛЭП-35 ПС Урляды	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,1	3,3
							Реактивная	2,2	5,8
4	ПС 35 кВ Ахуново, ВЛ-35 кВ Пионерлагерь	ТФМ-35-II Кл.т. 0,2 100/5 Рег. № 17552-06	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	0,8	2,3
							Реактивная	1,5	4,3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110 кВ Баимово, В-10 1Т	ТЛМ-10 Кл.т. 0,2 200/5 Рег. № 48923-12	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8 HP ProLiantDL 360p Gen8 Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная	1,0	2,4
							Реактивная	1,8	4,4
6	ПС 110 кВ Баимово, ТСН-1	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 71205-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,8
7	ПС 110 кВ Янгельская, ТСН-1	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,3	2,5
							Реактивная	2,5	5,9
8	ПС 110 кВ Янгельская, В-101Т	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,3	2,5
							Реактивная	2,5	5,9
9	ПС 110 кВ Янгельская, ТСН-2	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,3	2,5
							Реактивная	2,5	5,9
10	ПС 110 кВ Янгельская, В-102Т	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,3	2,5
							Реактивная	2,5	5,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	ПС 110 кВ Красная Башкирия, ВЛ 110 кВ ПС90 2	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2793-71	НАМИ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8 HP ProLiantDL 360p Gen8 Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная	1,3	3,4
							Реактивная	2,5	5,9
12	ПС 110 кВ Красная Башкирия, ВЛ 110 кВ «Агаповка-СПП»	ТГМ-110 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 59982-15	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Активная	1,3	3,4
							Реактивная	2,5	5,7
13	ПС 110 кВ Альмухаметово, В-110 1Т	ТГМ-110 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 59982-15	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,1	2,5
							Реактивная	2,2	5,6
14	ПС 110 кВ Альмухаметово, В-110 2Т	ТФМ-110 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 16023-97; ТФЗМ 110Б-ІV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04; ТФМ-110 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 16023-97	НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,1	3,4
							Реактивная	2,2	5,8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	ПС 110 кВ Белорецк 110, Смеловская 1	TG 145 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 85314-22	1 с.ш: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94; 2 с.ш: НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8 HP ProLiantDL 360p Gen8	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,4 4,4
16	ПС 110 кВ Белорецк 110, Смеловская 2	TG 145 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 85314-22	1 с.ш: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94; 2 с.ш: НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,4 4,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	ПС 110 кВ Белорецк 110, ОВВ-110	TG 145 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 15651-96 TG 145 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 85314-22	1 с.ш: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94; 2 с.ш: НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8 HP ProLiantDL 360p Gen8	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,4 4,4
18	ПС 110 кВ Сибайский ПП, ОВ-110 кВ	ТГФ-110 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 58287-14	1 с.ш: НАМИ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15; 2 с.ш: НАМИ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,5 5,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19	ПС 110 кВ Сибайский ПП, ВЛ-110 кВ ПС90 1	ТГФ-110 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 58287-14	1 с.ш: НАМИ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15; 2 с.ш: НАМИ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8	Активная	1,3	3,5
						HP ProLiantDL 360p Gen8	Реактивная	2,5	7,4
20	ПС 110 кВ Сибайский ПП, ВЛ-110 кВ ПС90 2	ТГФ-110 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 58287-14	1 с.ш: НАМИ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15; 2 с.ш: НАМИ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная	1,3	3,5
							Реактивная	2,5	7,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21	ПС 110 кВ Сибайский ПП, ВЛ-110 кВ Агаповка	ТГФМ-110 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 52261-12	1 с.ш: НАМИ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15; 2 с.ш: НАМИ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8	Активная	1,3	3,5
							Реактивная	2,5	7,4
22	ПС 110 кВ Сибайский ПП, ВЛ-110 кВ Кизил	ТГФМ-110 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 52261-12	1 с.ш: НАМИ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15; 2 с.ш: НАМИ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		HP ProLiantDL 360p Gen8	Активная	1,3	3,5
						Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Реактивная	2,5	5,9
23	ПС 35/0,4 кВ Водозабор, ВЛ- 35 кВ Кизил	ТФЗМ-35Б-1У1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3689-73	НАМИ-35 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,3	2,4
							Реактивная	2,5	5,7
24	ПС 110 кВ Акъяр, В-10 1Т	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Активная	1,1	3,4
							Реактивная	2,2	5,8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
25	ПС 110 кВ Акъяр, ТСН-2	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 47959-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8 HP ProLiantDL 360p Gen8 Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,8
26	ПС 110 кВ Акъяр, В-10 2Т	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,1	3,4
							Реактивная	2,2	5,6
27	ПС 110 кВ Бурибай, ЛЭП-110 кВ Ирикля-1	ТВГ-110 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 22440-07	НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,1	3,4
							Реактивная	2,2	5,8
28	ПС 110 кВ Бурибай, ЛЭП-110 кВ Ирикля-2	ТФЗМ 110Б Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 24811-03	НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,1	3,4
							Реактивная	2,2	5,8
29	ПС 35 кВ Исимово, ВЛ-10 кВ ф.8	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активная	1,0	2,9
							Реактивная	2,0	4,8
30	ПС 35 кВ Исимово, ОМВ-10 кВ	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,1	3,4
							Реактивная	2,2	5,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
31	ПС 110 кВ Исянгулово, ВЛ-110 Тюльганская- Исянгулово	ТФЗМ 110Б-IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04	1 с.ш: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94; 2 с.ш.: НАМИ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15; НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8 HP ProLiantDL 360p Gen8 Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная Реактивная	1,3 2,5	2,4 5,7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
32	ПС 110 кВ Исянгулово, ОМВ-110 кВ	ТФЗМ 110Б-IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04	1 с.ш: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94; 2 с.ш.: НАМИ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15; НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8	Активная	1,1	3,0
						HP ProLiantDL 360p Gen8	Реактивная	2,3	4,7
33	ПС 35 кВ Назаркино, ВЛ-10 кВ ф.3	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 25433-11	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная	0,8	1,7
							Реактивная	1,7	4,5
34	ПС 35 кВ Назаркино, ОМВ-10 кВ	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,1	3,4
							Реактивная	2,2	5,8
35	ПС 35 кВ Абзаново, В-10 1Т	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,3	2,4
							Реактивная	2,5	5,7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
36	ПС 35 кВ Абзаново, ТСН-1	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 71205-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8 HP ProLiantDL 360p Gen8 Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,8
37	ПС 35 кВ Кужанак, ВЛ-35 кВ Дружба	ТФМ-35-II Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 17552-98	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-07	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
38	ПС 35 кВ Еланлино, ВЛ-35 кВ ПС Межевой Лог- ПС Еланлино	ТФМ-35-II Кл.т. 0,2 50/5 Рег. № 17552-06	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,0	2,4
							Реактивная	1,8	4,1
39	ПС 110 кВ Малояз, ВЛ-35 Алькино	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3690-73	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,3	3,4
							Реактивная	2,5	5,9
40	ПС 110 кВ Малояз, ТСН	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 71205-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,8
41	ПС 110 кВ Малояз, ВМ-10 1Т	ТОЛ-СВЭЛ Кл.т. 0,5S 800/5 Рег. № 70106-17	ЗНАМИТ-10-1 УХЛ2 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 40740-09	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,1	3,5
							Реактивная	2,2	5,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
42	ПС 110 кВ Малояз, яч.5, ВЛ-10 кВ Малояз-Илек	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 2473-69	ЗНАМИТ-10-1 УХЛ2 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 40740-09	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8 HP ProLiantDL 360p Gen8 Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная	1,1	3,5
							Реактивная	2,2	5,9
43	ПС 110 кВ Малояз, ВМ-10 2Т	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 800/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	5,3
44	ПС 110 кВ Месягутово, ВЛ-110 кВ ПС Симская-тяга - ПС Месягутово, 2 цепь	ТФЗМ 110Б Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 85316-22	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,3	3,4
							Реактивная	2,5	5,9
45	ПС 110 кВ Месягутово, ВЛ-110 Приваловская - 1	TG 145 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 15651-96	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,0	2,4
							Реактивная	1,8	4,4
46	ПС 110 кВ Месягутово, ОВ-110	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 26813-06	1 с.ш: НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84; 2 с.ш.: НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,3	3,5
							Реактивная	2,5	5,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
47	ПС 110 кВ Месягутово, ВЛ- 110 Приваловская - 2	TG 145 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 30489-05	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8 HP ProLiantDL 360p Gen8 Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная	1,0	2,4
							Реактивная	1,8	4,4
48	ПС 110 кВ Месягутово, ВЛ-110 кВ ПС Симская-тяги - ПС Месягутово, 1 цепь	ТФЗМ 110Б Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 85316-22	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,3	3,4
							Реактивная	2,5	5,9
49	ПС 35 кВ Алькино, ВВ-10 1Т	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 25433-11	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,1	3,5
							Реактивная	2,2	7,4
50	ПС 35 кВ Алькино, ТСН-1	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 71205-18	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,6
51	ПС 35 кВ Аркаул, ВВ-10 1Т	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНАМИТ-10-1 УХЛ2 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 40740-09	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,1	3,5
							Реактивная	2,2	7,4
52	ПС 35 кВ Аркаул, ТСН-1	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 71205-18	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
53	ПС 35 кВ Аркаул, ТСН-2	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 71205-18	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8 HP ProLiantDL 360p Gen8 Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная	0,9	2,9
							Реактивная	1,9	4,6
54	ПС 35 кВ Аркаул, ВВ-10 2Т	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 25433-11	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М-01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,1	3,5
							Реактивная	2,2	7,4
55	ПС 35 кВ Большая Ока, ВЛ-35 кВ ПС Сажино - ПС Усть-Икинская (ВЛ-35 кВ ПС Сажино - Б. Ока)	ТФМ-35-II Кл.т. 0,2 50/5 Рег. № 17552-06	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,0	2,4
							Реактивная	1,8	4,1
56	ПС 35 кВ Белокатай, ввод1 ТСН 0,4 кВ	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 71205-18	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,6
57	ПС 35 кВ Белокатай, ввод 10 кВ Т-1	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 25433-11	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,1	3,5
							Реактивная	2,2	7,4
58	ПС 35 кВ Беянка, ввод 1 ТСН 0,4 кВ	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 71205-18	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
59	ПС 35 кВ Белянка, ВМ-10 1Т	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 51679-12	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8 HP ProLiantDL 360p Gen8 Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная	1,3	2,4
							Реактивная	2,5	5,7
60	ПС 35 кВ Белянка, ф.6, ВЛ-10 кВ Ф-2 ПС Перевоз - ПС Белянка	ТВК-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 8913-82	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,3	2,4
							Реактивная	2,5	5,7
61	ПС 35 кВ Бурлы, ВЛ-35 кВ Первогорская - Бурлы	ТОЛ 35 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 21256-03	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,3	3,5
							Реактивная	2,5	7,4
62	ПС 110 кВ Ургала, ввод 1 ТСН 0,4 кВ	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 71205-18	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,6
63	ПС 110 кВ Ургала, ввод 2 ТСН 0,4 кВ	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 71205-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,6
64	ПС 110 кВ Ургала, ввод 10 кВ 2Т	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 47958-11	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,3	3,5
							Реактивная	2,5	7,4
65	ПС 110 кВ Ургала, ввод 10 кВ 1Т	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 47958-11	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,3	3,5
							Реактивная	2,5	7,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
66	ПС 110 кВ Верхние Киги, ВГ-35 1Т	ТВЭ-35УХЛ2 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 13158-92	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8 HP ProLiantDL 360p Gen8 Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная	1,3	2,4
							Реактивная	2,5	5,7
67	ПС 110 кВ Верхние Киги, ВГ-35 2Т	ТВЭ-35УХЛ2 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 13158-92	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
68	ПС 110 кВ Верхние Киги, ТСН-1	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 71205-18	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,6
69	ПС 110 кВ Верхние Киги, ТСН-2	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 71205-18	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,6
70	ПС 110 кВ Верхние Киги, ВВ-10 1Т	ТЛК-10-6 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,3	2,4
							Реактивная	2,5	5,7
71	ПС 110 кВ Верхние Киги, ВВ-10 2Т	ТЛК-10-6 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 9143-01	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,1	3,4
							Реактивная	2,2	5,6
72	ПС 110 кВ Мещегарово, Ввод-35 1Т	ТВГ-УЭТМ®-35 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 52619-13	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активная	0,9	2,9
							Реактивная	2,2	5,1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
73	ПС 110 кВ Мещегарово, ВЛ- 35 Аркаул	ТВГ-УЭТМ®-35 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 52619-13	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8 HP ProLiantDL 360p Gen8 Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,2	5,3
74	ПС 110 кВ Мещегарово, Ввод-35 2Т	ТВГ-УЭТМ®-35 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 52619-13	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,0	2,9
							Реактивная	2,2	5,9
75	ПС 110 кВ Мещегарово, ввод ТСН-1, ТСН-2 0,4 кВ	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 71205-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,8
76	ПС 110 кВ Мещегарово, ввод Т1 10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 800/5 Рег. № 25433-11	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,1	3,5
							Реактивная	2,2	7,4
77	ПС 110 кВ Мещегарово, ввод Т2 10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 800/5 Рег. № 25433-11	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активная	1,1	3,5
							Реактивная	2,2	7,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
78	ПС 110 кВ Новобелокатай, ввод 110 кВ 1Т	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2793-71; ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8 HP ProLiantDL 360p Gen8 Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная	1,3	3,4
							Реактивная	2,5	5,9
79	ПС 110 кВ Новобелокатай, ввод 110 кВ 2Т	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,3	2,4
							Реактивная	2,5	5,7
80	ПС 110 кВ Новобелокатай, ВЛ-35 кВ Нязепетровск - Белокатай	ТВГ-УЭТМ®-35 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 52619-13	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	5,3
81	РП-6 кВ Мурсалимкино, В1 6 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 51679-12	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,3	2,4
							Реактивная	2,5	5,7
82	РП-6 кВ Мурсалимкино, В2 6 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 51679-12	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,3	2,4
							Реактивная	2,5	5,7
83	РП-6 кВ Мурсалимкино, ТСН-1	-	-	СЕ 303 Кл.т. 1,0/1,0 Рег. № 33446-08			Активная	3,3	5,6
							Реактивная	3,3	5,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
84	РП-6 кВ Мурсалимкино, ТСН-2	-	-	СЕ 303 Кл.т. 1,0/1,0 Рег. № 33446-08	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8 HP ProLiantDL 360p Gen8 Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная	3,3	5,6
							Реактивная	3,3	5,6
85	КТП 5005 6 кВ (н.п. Радио), ВІТ 0,4 кВ	ТОП-М-0,66 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 71205-18	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,6
86	СБРУН-506 10 кВ, ввод 10 кВ	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 47959-11	НОЛ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 66629-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,3	3,5
							Реактивная	2,5	5,9
87	ПС 110 кВ Улу-Теляк-тяга, ВЛ-110 кВ АМЕТ - Улу-Теляк тяга 1 цепь	ТГФМ-110 П* Кл.т. 0,2S 600/1 Рег. № 36672-08	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	0,8	2,4
							Реактивная	1,5	6,2
88	ПС 110 кВ Улу-Теляк-тяга, ВЛ-110 кВ АМЕТ - Улу-Теляк тяга 2 цепь	ТГФМ-110 П* Кл.т. 0,2S 600/1 Рег. № 36672-08	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	0,8	2,4
							Реактивная	1,5	6,2
89	ПС 110 кВ Новый Субай, ВЛ-110 кВ Новый Субай - Симская	ТФМ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 16023-97	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активная	0,9	1,7
							Реактивная	1,6	2,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
90	ПС 110 кВ Казаяк-тяга, ввод 10 кВ Т-1	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 25433-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8 HP ProLiantDL 360p Gen8 Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная	1,0	2,5
							Реактивная	1,8	6,3
91	ПС 110 кВ Казаяк-тяга, ввод 10 кВ Т-2	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 25433-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активная	0,9	1,7
							Реактивная	1,5	3,6
92	ПС 110 кВ Татышлы, ОВ-110	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71	1 с.ш: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94; 2 с.ш: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
93	ПС 110 кВ Татышлы, ВЛ-110 кВ Татышлы - Чернушка I цепь с отпайкой на ПС Тауш	ТФЗМ-110Б-IУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71	1 с.ш: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-94; 2 с.ш: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8 HP ProLiantDL 360p Gen8	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,9
94	ПС 110 кВ Татышлы, ВЛ-110 кВ Татышлы - Чернушка II цепь с отпайкой на ПС Тауш	ТФЗМ-110Б-IУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71	1 с.ш: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-94; 2 с.ш: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
95	ПС 110 кВ Янаул, ВЛ-110 кВ Янаул - Чернушка-тяга III цепь с отпайкой на ПС Куеда тяга	ТВГ-УЭТМ®-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 52619-13	1 с.ш: НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84; 2 с.ш: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8	Активная	0,9	1,7
						HP ProLiantDL 360p Gen8	Реактивная	1,6	2,9
96	ПС 110 кВ Янаул, ВЛ-110 кВ Янаул - Чернушка-тяга IV цепь с отпайкой на ПС Куеда тяга	TG 145N УХЛ1 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 85642-22	1 с.ш: НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84; 2 с.ш: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная	0,9	1,7
							Реактивная	1,6	2,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
97	ПС 110 кВ Янаул, ОВ-110	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71	1 с.ш: НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84; 2 с.ш: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег.№ 64242-16	HP ProLiantDL 380p Gen8	Активная	1,1	3,0
						HP ProLiantDL 360p Gen8	Реактивная	2,3	4,9
98	ПС 110 кВ Сандугач, ВЛ-110 Гондырь	ТФМ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 16023-97	1 с.ш: НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 85643-22; 2 с.ш: НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная	0,9	1,7
							Реактивная	1,6	2,9
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3. Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 1, 18-22, 41-43, 46, 49, 51, 54, 57, 61, 64, 65, 73, 76, 77, 80, 86-91, 95, 96, 98 для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.

4. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на другие ТТ, ТН и счетчики утвержденных типов с метрологическими

характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на другое УСВ утвержденного типа, а также замена серверов без изменения используемого ПО. Допускается обновление ПО при условии сохранения цифрового идентификатора ПО. Допускается уменьшение количества измерительных каналов АИИС КУЭ.

5. Замены оформляются актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	99
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 18-22, 41-43, 46, 49, 51, 54, 57, 61, 64, 65, 73, 76, 77, 80, 86-91, 95, 96, 98 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 18-22, 41-43, 46, 49, 51, 54, 57, 61, 64, 65, 73, 76, 77, 80, 86-91, 95, 96, 98 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения серверов, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -10 до +40 от +15 до +25

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 165000 2 140000 2 90000 2

Продолжение таблицы 4

1	2
для счетчиков типа СЕ 303 (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33446-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2
для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	45000 2
для серверов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	10
для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания серверов с помощью источника бесперебойного питания;

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журналы серверов:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и серверах;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки.
- механическая защита от несанкционированного доступа:
серверов.

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
серверов.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована); серверах (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована). Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТФМ-110	11
Трансформаторы тока	ТГМ-35	2
Трансформаторы тока	ТФЗМ35А-ХЛ1	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	8
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	4
Трансформаторы тока измерительные	ТФЗМ-110Б-ІУ1	20
Трансформаторы тока	ТГМ-110	6
Трансформаторы тока элегазовые	ТРГ-110 ІІ*	3
Трансформаторы тока	TG 145	15
Трансформаторы тока	TG 145N УХЛ1	3
Трансформаторы тока	ТГФ-110	9
Трансформаторы тока	ТГФМ-110	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-ІУ1	2
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-110	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б	9
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-ІV	7
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	2
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТОП-М-0,66	42
Трансформаторы тока	ТФМ-35-ІІ	12
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	2
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	36
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	6
Трансформаторы тока	ТВК-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ 35	3

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы тока встроенные	ТВЭ-35УХЛ2	6
Трансформаторы тока	ТЛК-10-6	6
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	1
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 П*	6
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-УЭТМ®-35	12
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-УЭТМ®-110	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	12
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	27
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ-ЭК	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35	5
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	9
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	10
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	15
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	23
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-110	22
Трансформаторы напряжения	ЗНАМИТ-10-1 УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения незаземляемые	НОЛ-10	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	51
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	45
Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные	СЕ 303	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер БД	HP ProLiant DL 380p Gen8	1
Серверы СО	HP ProLiant DL 360p Gen8	4
Сервер ЦСОИ	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Методика поверки	МП ЭПР-278-2020	1
Паспорт-формуляр	ЭНСТ.411711.233.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОРЭМ ООО «Башкирэнерго», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОРЭМ ООО «Башкирэнерго»

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистемы»
(ООО «Энергосистемы»)
ИНН 3328498209
Адрес: 600028, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Сурикова, д. 10А, помещ. 10
Телефон: 8(4922) 60-23-22
E-mail: post@ensys.su
Web-сайт: ensys.su

Испытательные центры

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха,
ул. Ново-Никольская, д. 57, оф. 19
Телефон: (495) 380-37-61
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных № RA.RU.312047.

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний имени А.М. Муратшина в Республике Башкортостан» (ФБУ «ЦСМ им. А.М. Муратшина в Республике Башкортостан»)
Адрес: 450006, г. Уфа, б-р Ибрагимова, д. 55/59
Телефон/факс: 8 (347) 276-78-74
E-mail: info@bashtest.ru
Web-сайт: <http://www.bashtest.ru>
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314570.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» марта 2025 г. № 556

Регистрационный № 87388-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные i-prom.3

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные i-prom.3 (далее – счетчики) предназначены для измерения активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направления по дифференцированным во времени тарифам в трехфазных четырехпроводных цепях электрической энергии.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на измерении входных сигналов напряжения и тока с помощью аналого-цифровых преобразователей и их перемножении с последующей обработкой с помощью специализированного контроллера.

Область применения счетчиков – учет электрической энергии на объектах энергетики, на промышленных предприятиях и в коммунально-бытовой сфере в условиях применения дифференцированных по времени тарифов.

Счетчики предназначены для применения как в составе автоматизированных систем учета электрической энергии, так и автономно.

Конструктивно счетчики состоят из корпуса и крышки клеммной колодки. В корпусе расположены печатные платы, клеммная колодка, измерительные элементы (шунты). Клеммная крышка при опломбировании предотвращает доступ к винтам клеммной колодки и силовым проводам.

В зависимости от исполнения, счетчики могут иметь измерительные элементы на каждой цепи фазы и измерительный элемент в нейтрале, при появлении разницы значений электроэнергии между измерительными элементами цепей тока в фазах и нейтрале учет электроэнергии производится по большему значению.

Счетчики имеют в своем составе измерительные элементы – датчики тока (шунты или трансформаторы тока, в зависимости от исполнения), микроконтроллер, энергонезависимую память данных, встроенные часы реального времени, позволяющие вести учет электрической энергии по тарифным зонам суток, оптическое испытательное выходное устройство по ГОСТ 31818.11-2012 для поверки, интерфейс для подключения к системам автоматизированного учета потребленной электроэнергии в зависимости от модификации счетчика, ЖК-дисплей для просмотра измеряемой информации.

Структура обозначения возможных исполнений счетчика приведена ниже.

Код позиции	i-prom.3-XX	X	X	X	X	X	X
Номер позиции кода	1	2	3	4	5	6	7

Исполнения счетчиков отображаются в условном обозначении в виде буквенно-цифрового кода, значения позиций которого описаны в таблице 1.

Таблица 1 – Возможные значения позиций кода обозначения

Позиция кода	Значение кода
1	3 – Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный i-prom.3 прямого включения 3Т – Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный i-prom.3 трансформаторного включения 3Z – Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный i-prom.3 трансформаторного включения – интеллектуальный прибор учета электроэнергии с функцией диагностирования места возникновения ОЗЗ* в сетях среднего напряжения
2	Номинальный (максимальный) ток: 1 – 5 (100) А 2 – 5 (10) А
3	Класс точности: 1/2: – Класс точности 1 по ГОСТ 31819.21-2012 при измерении активной энергии – Класс точности 2 по ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной энергии; 0,5S/1: – Класс точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной энергии – Класс точности 1 по ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной энергии
4	Вариант исполнения, температура эксплуатации: S – Split от минус 40 °С до плюс 70 °С С – Пульт управления от минус 10 °С до плюс 50 °С Р – Моноблок от минус 40 °С до плюс 70 °С
5	Тип интерфейса для связи: W – радиointерфейс 2400 МГц Е – радиointерфейс 868 МГц F – радиointерфейс 433 МГц L – радиointерфейс LoRa G – GSM/GPRS/2G/3G/4G/LTE/NB-IoT P – PLC Z – ZigBee TRP M – Bus – М-шина R – RS-485
6	Наличие встроенного реле отключения/включения нагрузки: Y – есть N – нет
7	Измерительный элемент в «нейтрали»: Y – есть N – нет
Примечание: * ОЗЗ – однофазные замыкания на землю	

Счетчики ведут учет электрической энергии по действующим тарифам в соответствии с месячными программами смены тарифных зон. Месячная программа может содержать суточные графики тарификации рабочих, выходных и специальных дней.

Обмен информацией с внешними устройствами обработки данных осуществляется по имеющемуся интерфейсу, в зависимости от модификации счетчика.

Функциональные особенности счетчиков исполнения i-prom.3-3Z:

- выделение и фиксация в приборах учёта электроэнергии спектра данных в том числе неканонических гармоник;
- передача зафиксированных данных из приборов учёта электроэнергии на сервер, по удаленным каналам связи, в том числе использующих технологию eSIM;
- анализ параметров режима (уровень высших гармонических составляющих) на стороне 0,4 кВ трансформаторных подстанций 6(10)/0,4 кВ на основе полученных данных с приборов учёта электроэнергии;
- окончательный расчет и выделение участка места повреждения;
- выдача результата расчета участка места повреждения в программу верхнего уровня в стандартных протоколах;
- частота дискретизации измерений 12,8 кГц;
- измерение гармоник следующего порядка: 1-50;
- генерация и хранение в памяти файлов до 10 осциллограмм;
- продолжительность записи осциллограммы: 5 периодов/100 мс;
- диапазон уставок гармоник цепей тока, I_{ном} от 0,1 % до 150 %;
- диапазон уставок гармоник цепей напряжения, U_{ном} от 0,1 % до 150 %.

Защита от несанкционированного вмешательства обеспечивается неразборным корпусом счетчика, а также путем установки пломб. Четыре пломбы устанавливаются при помощи контрольных проволок на пломбировочных винтах, два из которых находятся на клеммной крышке интерфейсов и два на клеммной крышке силового подключения и две пломбы устанавливаются на модуле связи (при наличии).

Заводской номер, состоящий из арабских цифр, наносится методом лазерной гравировки на корпус счетчика, что обеспечивает идентификацию каждого прибора в процессе эксплуатации.

Знак поверки на средство измерений не наносится. Знак поверки наносится в соответствующий раздел паспорта и/или на свидетельство о поверке.

Общий вид счетчиков представлен на рисунках 1, 2 и 3.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунках 4, 5 и 6.



Рисунок 1 – Общий вид счетчиков электрической энергии трехфазных многофункциональных i-prom.3 прямого включения



Рисунок 2 – Общий вид счетчиков электрической энергии трехфазных многофункциональных i-prom.3 трансформаторного включения



Рисунок 3 – Общий вид счетчиков электрической энергии трехфазных многофункциональных i-prom.3 в корпусе S – Split

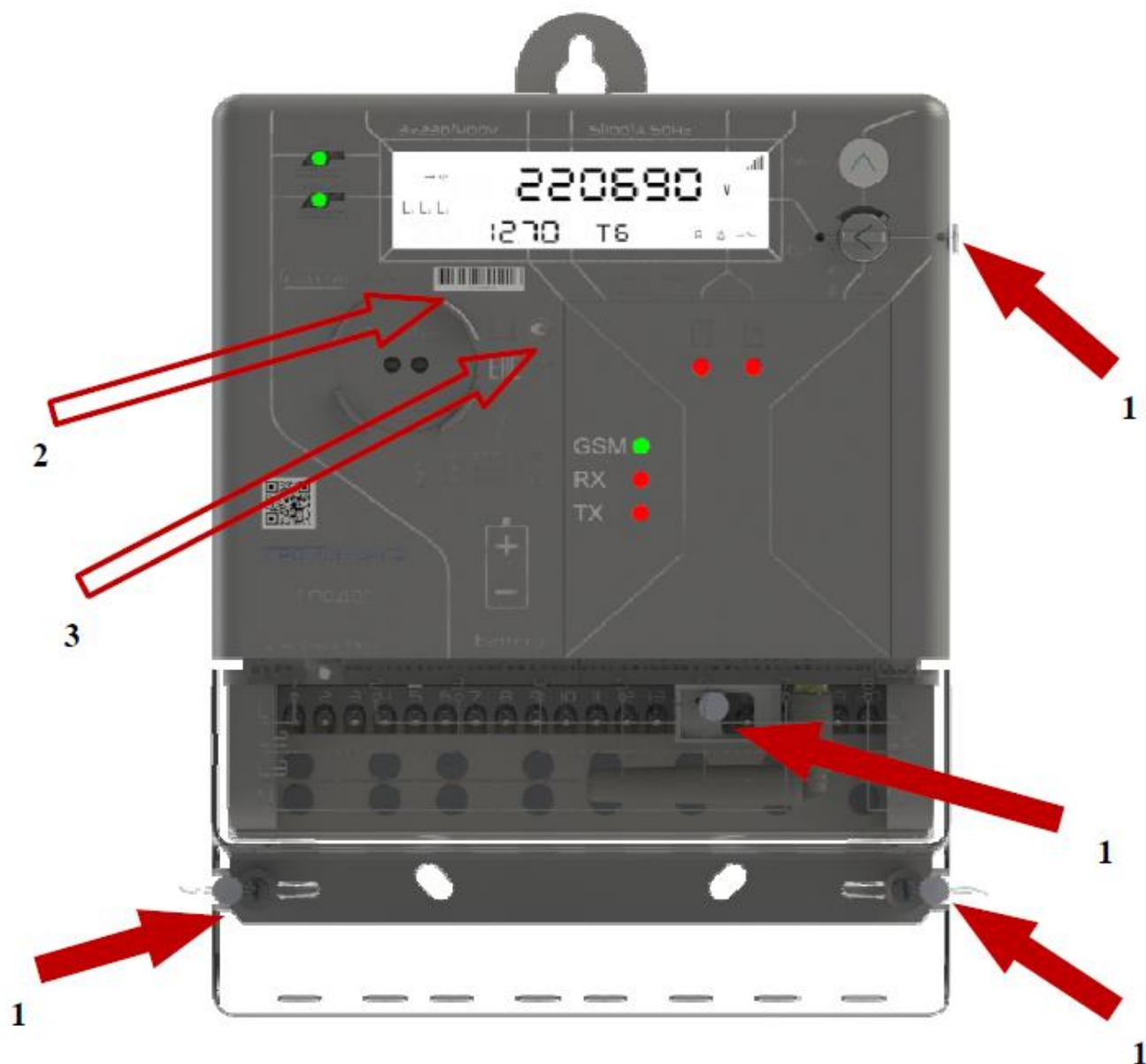


Рисунок 4 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа (1),
место нанесения заводских номеров (2) и место нанесения знака утверждения типа (3)
на счетчике i-prom.3 прямого включения

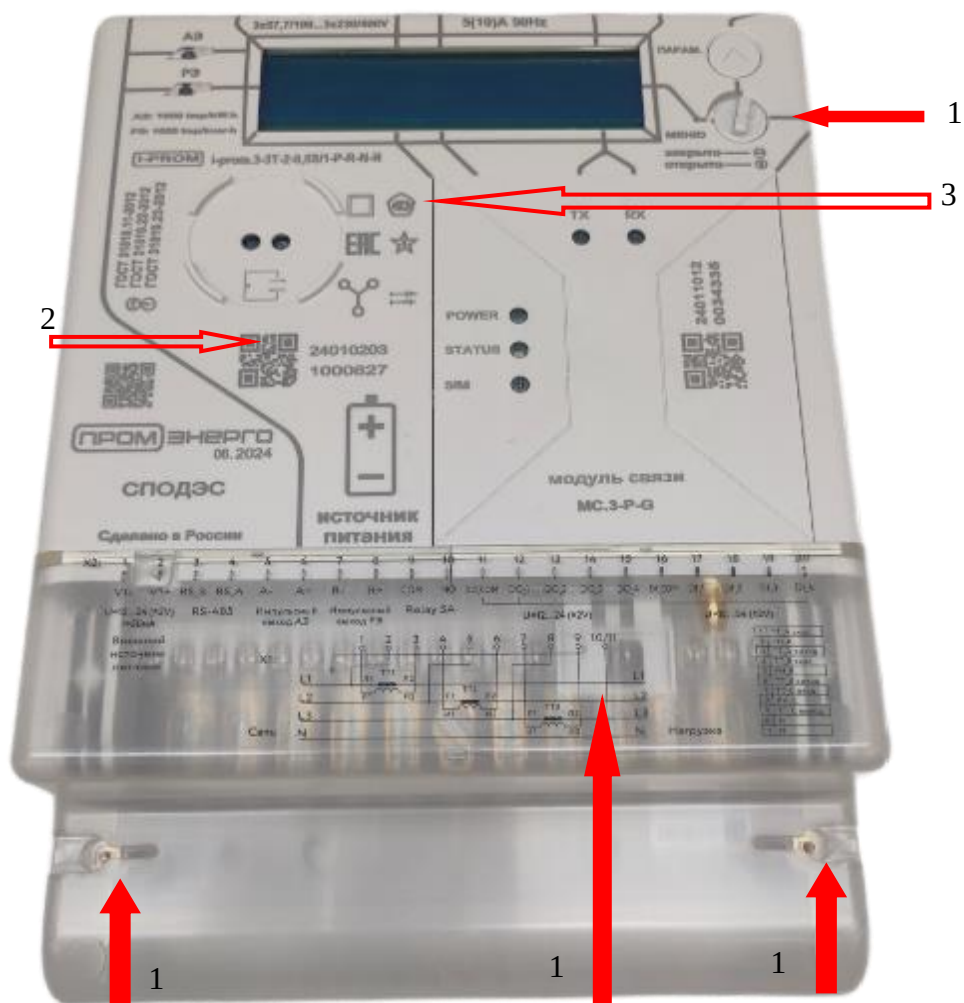


Рисунок 5 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа (1), место нанесения заводских номеров (2) и место нанесения знака утверждения типа (3) на счетчике i-prot.3 трансформаторного включения



Рисунок 6 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа (1), место нанесения заводских номеров (2) и место нанесения знака утверждения типа (3) на счетчике i-prom.3 в корпусе S – Split

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) счетчика встроено в постоянное запоминающее устройство (ПЗУ) счетчика и записывается на предприятии-изготовителе. Программное обеспечение выполняет функции вычисления результатов измерений, формирования выходных сигналов, хранения результатов измерений, взаимодействия с внешними по отношению к счетчикам устройствами, защиты результатов измерений и параметров счетчиков от несанкционированных изменений, ведения шкалы времени. Идентификационные данные ПО счётчиков указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО счетчиков

Идентификационные данные ПО	Значение
Идентификационное наименование ПО	i-prom3_x_x_x.hex
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x73245BC7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32
Идентификационное наименование ПО	i-prom3T_x_x_x.hex
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x236AFC53
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики счетчиков

Наименование характеристики	Значение
Пределы основной относительной погрешности при измерении активной электрической энергии в рабочем диапазоне токов и коэффициентов мощности, % – для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 – для счетчиков класса точности 1 по ГОСТ 31819.21-2012	$\pm 0,2$ ± 1
Пределы основной относительной погрешности при измерении реактивной электрической энергии в рабочем диапазоне токов и коэффициентов мощности, % – для счетчиков класса точности 1 по ГОСТ 31819.23-2012 – для счетчиков класса точности 2 по ГОСТ 31819.23-2012	± 1 ± 2
Пределы основной абсолютной погрешности часов, с/сут, не более	± 1
Пределы дополнительной абсолютной погрешности часов при отключенном питании счетчика, с/сут, не более	$\pm 0,5$
Пределы дополнительной температурной погрешности часов счетчика, с/(сут.°C)	$\pm 0,15$

Таблица 4 – Основные технические характеристики счетчиков

Наименование характеристики	Значение
Номинальное фазное напряжение $U_{ном}$, В	$3 \times 57,7/100$ $3 \times 230/400$
Расширенный диапазон рабочего напряжения, В	от 0,7 до $1,3 \cdot U_{ном}$
Предельный диапазон рабочего напряжения, В	от 0 до $1,3 \cdot U_{ном}$
Базовый ток (в зависимости от исполнения) I_b , А	5
Максимальный ток (в зависимости от исполнения) $I_{макс}$, А	10; 100
Стартовый ток (чувствительность) 0,004 I_b , А, для модификаций с прямым включением, для класса точности 1 по ГОСТ 31819.21	0,02
Стартовый ток (чувствительность) 0,001 $I_{ном}$, А для класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22	0,005
Стартовый ток (чувствительность) 0,002 $I_{ном}$, А (через трансформаторы тока) для классов точности 1 по ГОСТ 31819.23	0,01
Стартовый ток (чувствительность) 0,005 I_b , А, (для модификаций с прямым включением) для классов точности 2 по ГОСТ 31819.23	0,025
Номинальное значение частоты сети, Гц	$50,0 \pm 7,5$
Постоянная светодиодного выхода счетчика (в зависимости от исполнения), имп./кВт·ч (имп./кВар·ч)	1000
Постоянная импульсного выхода счетчика, имп./кВт·ч (имп./кВар·ч)	250
Потребляемая мощность в цепи напряжения (без учета модуля связи), Вт ($V \cdot A$), не более	2
Потребляемая мощность в цепи тока, В·А, не более	1
Максимальное число тарифов	8

Наименование характеристики	Значение
Число единиц разрядов суммирующего устройства	8
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP54
Количество оптических испытательных выходов с параметрами по ГОСТ 31818.11-2012	1
Предельный рабочий диапазон температур, °С – для исполнений S, P – для исполнений C	от –40 до +70 от –10 до +50
Масса, кг, не более: – исполнение в корпусе «Р» прямого включения – исполнение в корпусе «Р» трансформаторного включения – исполнение в корпусе «S» с пультом	1,4 1,3 1,4
Габаритные размеры (В×Ш×Г), мм, не более – исполнение в корпусе «Р» прямого включения – исполнение в корпусе «Р» трансформаторного включения – исполнение в корпусе «S»	221×171×80 221×171×80 204×207×100
Средний срок службы, лет, не менее	35

Знак утверждения типа

наносится на лицевую сторону счетчика методом лазерной гравировки, и на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счётчик электрической энергии трехфазный multifunctional i-prom.3	i-prom.3-XX-X-X-X-X-X-X-X	1
Руководство по эксплуатации	ДНРТ.411152.020 РЭ	1
Паспорт	ДНРТ.411152.020 ПС	1
Примечание – Значение X в зависимости от модификации счётчика		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ 31819.22-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;

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

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

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

ДНРТ.411152.020 ТУ Счетчики электрической энергии трехфазные
многофункциональные i-ptom.3. Технические условия.

Правообладатель

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

ИНН 1648048710

Юридический адрес: 422540, Республика Татарстан, Зеленодольский р-н,
г. Зеленодольск, п/р Промышленная площадка Зеленодольск, д. 16

Телефон (факс): (843) 202 07 00

E-mail: info@promenergo-rt.ru

Изготовитель

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

ИНН 1648048710

Юридический адрес: 422540, Республика Татарстан, Зеленодольский р-н,
г. Зеленодольск, п/р Промышленная площадка Зеленодольск, д. 16

Телефон (факс): (843) 202 07 00

E-mail: info@promenergo-rt.ru

Испытательные центры

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан»
(ФБУ «ЦСМ Татарстан»)

ИНН 1660000697

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 24

Телефон (факс): +7 (843) 291 08 33

E-mail: isp13@tatcsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310659.

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

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

Телефон/факс: (8412) 49-82-65

E-mail: info@penzacsm.ru

Web-сайт: www.penzacsm.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» марта 2025 г. № 556

Регистрационный № 87610-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии Уфимской ТЭЦ-2 ООО «БГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии Уфимской ТЭЦ-2 ООО «БГК» (далее – система) предназначена для измерений температуры, разности температур, давления, расхода, объема, массы, количества тепловой энергии воды.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на непрерывном измерении количества и параметров теплоносителя измерительными компонентами с передачей измерительной информации по каналам связи на сервер с последующим хранением, обработкой и отображением.

Система представляет собой многофункциональную, проектно-компонованную трехуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений. Система спроектирована для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления, принимается как законченное изделие непосредственно на объекте эксплуатации (ИС-2 согласно ГОСТ Р 8.596-2002). Система состоит из восьми автономных блоков – узлов учета, обеспечивающих измерения на конкретных объектах.

Нижний уровень (1-й уровень) представлен первичными измерительными преобразователями. Для измерений тепловой энергии, параметров теплоносителя на трубопроводах установлены следующие ПИП:

- преобразователь расхода теплоносителя в числовой импульсный сигнал;
- преобразователь температуры теплоносителя в значение электрического сопротивления;
- преобразователь давления теплоносителя в значение силы постоянного электрического тока.

На среднем уровне (2-ом уровне) происходит преобразование сигналов с выходов первичных измерительных преобразователей поступающих на соответствующие входы тепловычислителей (по одному на каждый узел учета) в соответствующие значения объемного расхода, давления и температуры теплоносителя и вычисления объема и массы теплоносителя, разности температур и тепловой энергии теплоносителя. Вычисляются как мгновенные, так и средние и средневзвешенные за установленные период времени значения физических величин. Результаты измерений помещаются в архив (базу данных) тепловычислителей.

Результаты измерений и вычислений, выполненных тепловычислителями, по проводным линиям связи в виде цифрового сигнала с заданной периодичностью поступают на верхний уровень (3-ий уровень) - в сервер информационно-вычислительного комплекса

(далее – ИВК). ИВК включает в себя сервер базы данных, автоматизированные рабочие места (далее – АРМ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, формирование справочных и отчетных документов, хранение измерительной информации и журналов событий в базе данных.

Измерительные компоненты, входящие в состав системы, являются средствами измерений утвержденного типа, перечень которых приведен в таблице 1. Перечень и состав измерительных каналов (далее - ИК) системы приведен в таблице 2.

Таблица 1 – Перечень средств измерений

№	Наименование	Рег. Номер ¹⁾
1	Тепловычислители СПТ961 (мод. 961.1, 961.2)	35477-07
2	Тепловычислители СПТ961	35477-12
3	Тепловычислители СПТ961	17029-03
4	Тепловычислители СПТ961	17029-98
5	Расходомеры-счетчики ультразвуковые многоканальные УРСВ "ВЗЛЕТ МР"	28363-04
6	Комплекты термометров платиновых технических разностных КТПТР-01	14638-95
7	Термометры платиновые технические ТПТ	15420-96
8	Термометры сопротивления из платины технические ТПТ-1, ТПТ-17, ТПТ-19, ТПТ-21, ТПТ-25Р модификация ТПТ-1	46155-10
9	Комплекты термопреобразователей сопротивления КТСР Метран-206	38790-13
10	Преобразователи давления измерительные ЕЖА модели ЕЖА 530	14495-09
11	Датчики давления Метран-100	22235-01
12	Датчики давления Метран-150	32854-09, 32854-06 32854-13
13	Преобразователи расхода электромагнитные МастерФлоу	73383-18
Примечание – ¹⁾ – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений		

Таблица 2 – Перечень и состав ИК системы

Таблица 2. Перечень и состав ИК системы					
№ ИК	Наименование ИК	Средства измерений, входящие в состав ИК			
		Первый уровень		Второй уровень	
		Тип СИ	Рег. номер	Тип СИ	Рег. номер
1. Узел учета ТМ-25					
1.1	ИК давления (подающий трубопровод)	ЕЖА 530	14495-09	СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-07
1.2	ИК давления (обратный трубопровод)	ЕЖА 530	14495-09	СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-07
1.3	ИК температуры (подающий трубопровод)	КТПТР-01	14638-95	СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-07
1.4	ИК температуры (обратный трубопровод)	КТПТР-01	14638-95	СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-07
1.5	ИК объемного расхода (подающий трубопровод)	ВЗЛЕТ МР DN 500	28363-04	СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-07
1.6	ИК объемного расхода (обратный трубопровод)	ВЗЛЕТ МР DN 500	28363-04	СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-07

№ ИК	Наименование ИК	Средства измерений, входящие в состав ИК			
		Первый уровень		Второй уровень	
		Тип СИ	Рег. номер	Тип СИ	Рег. номер
1.7	ИК массы (подающий трубопровод)	ИК №№ 1.1, 1.3, 1.5		СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-07
1.8	ИК массы (обратный трубопровод)	ИК №№ 1.2, 1.4, 1.6		СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-07
1.9	ИК объема (подающий трубопровод)	ИК № 1.5		СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-07
1.10	ИК объема (обратный трубопровод)	ИК № 1.6		СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-07
1.11	ИК разности температур	КТПТР-01	14638-95	СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-07
1.12	ИК тепловой энергии	-		СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-07
2. Узел учета ТМ-28					
2.1	ИК давления (подающий трубопровод)	Метран-150	32854-09	СПТ 961	17029-03
2.2	ИК давления (обратный трубопровод)	Метран-100	22235-01	СПТ 961	17029-03
2.3	ИК температуры (подающий трубопровод)	КТСП Метран-206	38790-13	СПТ 961	17029-03
2.4	ИК температуры (обратный трубопровод)	КТСП Метран-206	38790-13	СПТ 961	17029-03
2.5	ИК объемного расхода (подающий трубопровод)	ВЗЛЕТ МР DN 600	28363-04	СПТ 961	17029-03
2.6	ИК объемного расхода (обратный трубопровод)	ВЗЛЕТ МР DN 600	28363-04	СПТ 961	17029-03
2.7	ИК массы (подающий трубопровод)	ИК №№ 2.1, 2.3, 2.5		СПТ 961	17029-03
2.8	ИК массы (обратный трубопровод)	ИК №№ 2.2, 2.4, 2.6		СПТ 961	17029-03
2.9	ИК объема (подающий трубопровод)	ИК № 2.5		СПТ 961	17029-03
2.10	ИК объема (обратный трубопровод)	ИК № 2.6		СПТ 961	17029-03
2.11	ИК разности температур	КТСП Метран-206	38790-13	СПТ 961	17029-03
2.12	ИК тепловой энергии	-		СПТ 961	17029-03
3. Узел учета ТМ-30					
3.1	ИК давления (подающий трубопровод)	ЕJA 530	14495-09	СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-12
3.2	ИК давления (обратный трубопровод)	ЕJA 530	14495-09	СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-12
3.3	ИК температуры (подающий трубопровод)	КТПТР-01	14638-95	СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-12
3.4	ИК температуры (обратный трубопровод)	КТПТР-01	14638-95	СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-12

№ ИК	Наименование ИК	Средства измерений, входящие в состав ИК			
		Первый уровень		Второй уровень	
		Тип СИ	Рег. номер	Тип СИ	Рег. номер
3.5	ИК объемного расхода (подающий трубопровод)	ВЗЛЕТ МР DN 1000	28363-04	СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-12
3.6	ИК объемного расхода (обратный трубопровод)	ВЗЛЕТ МР DN 1000	28363-04	СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-12
3.7	ИК массы (подающий трубопровод)	ИК №№ 3.1, 3.3, 3.5		СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-12
3.8	ИК массы (обратный трубопровод)	ИК №№ 3.2, 3.4, 3.6		СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-12
3.9	ИК объема (подающий трубопровод)	ИК № 3.5		СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-12
3.10	ИК объема (обратный трубопровод)	ИК № 3.6		СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-12
3.11	ИК разности температур	КТПТР-01	14638-95	СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-12
3.12	ИК тепловой энергии	-		СПТ 961 мод. СПТ961.2	35477-12
4. Узел учета ТМ-19					
4.1	ИК давления (подающий трубопровод)	EJA 530	14495-09	СПТ 961 мод. СПТ961.1	35477-07
4.2	ИК давления (обратный трубопровод ОСВ1)	EJA 530	14495-09	СПТ 961 мод. СПТ961.1	35477-07
4.3	ИК давления (обратный трубопровод ОСВ2)	EJA 530	14495-09	СПТ 961 мод. СПТ961.1	35477-07
4.4	ИК температуры (подающий трубопровод)	КТПТР-01	14638-95	СПТ 961 мод. СПТ961.1	35477-07
4.5	ИК температуры (обратный трубопровод ОСВ1)	КТПТР-01	14638-95	СПТ 961 мод. СПТ961.1	35477-07
4.6	ИК температуры (обратный трубопровод ОСВ2)	ТПТ	15420-96	СПТ 961 мод. СПТ961.1	35477-07
4.7	ИК объемного расхода (подающий трубопровод)	ВЗЛЕТ МР DN 800	28363-04	СПТ 961 мод. СПТ961.1	35477-07
4.8	ИК объемного расхода (обратный трубопровод ОСВ1)	ВЗЛЕТ МР DN 600	28363-04	СПТ 961 мод. СПТ961.1	35477-07
4.9	ИК объемного расхода (обратный трубопровод ОСВ1)	ВЗЛЕТ МР DN 600	28363-04	СПТ 961 мод. СПТ961.1	35477-07
4.10	ИК массы (подающий трубопровод)	ИК №№ 4.1, 4.4, 4.7		СПТ 961 мод. СПТ961.1	35477-07
4.11	ИК массы (обратный трубопровод ОСВ1)	ИК №№ 4.2, 4.5, 4.8		СПТ 961 мод. СПТ961.1	35477-07

№ ИК	Наименование ИК	Средства измерений, входящие в состав ИК			
		Первый уровень		Второй уровень	
		Тип СИ	Рег. номер	Тип СИ	Рег. номер
4.12	ИК массы (обратный трубопровод ОСВ2)	ИК №№ 4.3, 4.6, 4.9		СПТ 961 мод. СПТ961.1	35477-07
4.13	ИК объема (подающий трубопровод)	ИК № 4.7		СПТ 961 мод. СПТ961.1	35477-07
4.14	ИК объема (обратный трубопровод ОСВ1)	ИК № 4.8		СПТ 961 мод. СПТ961.1	35477-07
4.15	ИК объема (обратный трубопровод ОСВ2)	ИК № 4.9		СПТ 961 мод. СПТ961.1	35477-07
4.16	ИК разности температур	КТПТР-01	14638-95	СПТ 961 мод. СПТ961.1	35477-07
4.17	ИК тепловой энергии	-		СПТ 961 мод. СПТ961.1	35477-07
5. Узел учета ТМ «УМПО»					
5.1	ИК давления (подающий трубопровод)	Метран-150	32854-06	СПТ 961	17029-98
5.2	ИК давления (обратный трубопровод)	Метран-100	22235-01	СПТ 961	17029-98
5.3	ИК температуры (подающий трубопровод)	КТПТР-01	14638-95	СПТ 961	17029-98
5.4	ИК температуры (обратный трубопровод)	КТПТР-01	14638-95	СПТ 961	17029-98
5.5	ИК объемного расхода (подающий трубопровод)	ВЗЛЕТ МР DN 600	28363-04	СПТ 961	17029-98
5.6	ИК объемного расхода (обратный трубопровод)	ВЗЛЕТ МР DN 600	28363-04	СПТ 961	17029-98
5.7	ИК массы (подающий трубопровод)	ИК №№ 5.1, 5.3, 5.5		СПТ 961	17029-98
5.8	ИК массы (обратный трубопровод)	ИК №№ 5.2, 5.4, 5.6		СПТ 961	17029-98
5.9	ИК объема (подающий трубопровод)	ИК № 5.5		СПТ 961	17029-98
5.10	ИК объема (обратный трубопровод)	ИК № 5.6		СПТ 961	17029-98
5.11	ИК разности температур	КТПТР-01	14638-95	СПТ 961	17029-98
5.12	ИК тепловой энергии	-		СПТ 961	17029-98
6. Узел учета ТМ «Собственные нужды»					
6.1	ИК давления (подающий трубопровод)	Метран-100	22235-01	СПТ 961	17029-03
6.2	ИК давления (обратный трубопровод)	Метран-100	22235-01	СПТ 961	17029-03
6.3	ИК температуры (подающий трубопровод)	КТПТР-01	14638-95	СПТ 961	17029-03

№ ИК	Наименование ИК	Средства измерений, входящие в состав ИК			
		Первый уровень		Второй уровень	
		Тип СИ	Рег. номер	Тип СИ	Рег. номер
6.4	ИК температуры (обратный трубопровод)	КТПТР-01	14638-95	СПТ 961	17029-03
6.5	ИК объемного расхода (подающий трубопровод)	ВЗЛЕТ МР DN 200	28363-04	СПТ 961	17029-03
6.6	ИК объемного расхода (обратный трубопровод)	ВЗЛЕТ МР DN 200	28363-04	СПТ 961	17029-03
6.7	ИК массы (подающий трубопровод)	ИК №№ 6.1, 6.3, 6.5		СПТ 961	17029-03
6.8	ИК массы (обратный трубопровод)	ИК №№ 6.2, 6.4, 6.6		СПТ 961	17029-03
6.9	ИК объема (подающий трубопровод)	ИК № 6.5		СПТ 961	17029-03
6.10	ИК объема (обратный трубопровод)	ИК № 6.6		СПТ 961	17029-03
6.11	ИК разности температур	КТПТР-01	14638-95	СПТ 961	17029-03
6.12	ИК тепловой энергии	-		СПТ 961	17029-03
7. Узел учета ТМ «ИНОРС»					
7.1	ИК давления (подающий трубопровод)	ЕJA 530	28456-09	СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
7.2	ИК давления (обратный трубопровод)	Метран-150	32854-09	СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
7.3	ИК температуры (подающий трубопровод)	КТПТР-01	14638-95	СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
7.4	ИК температуры (обратный трубопровод)	КТПТР-01	14638-95	СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
7.5	ИК объемного расхода (подающий трубопровод)	ВЗЛЕТ МР DN 800	28363-04	СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
7.6	ИК объемного расхода (обратный трубопровод)	ВЗЛЕТ МР DN 800	28363-04	СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
7.7	ИК массы (подающий трубопровод)	ИК №№ 7.1, 7.3, 7.5		СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
7.8	ИК массы (обратный трубопровод)	ИК №№ 7.2, 7.4, 7.6		СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
7.9	ИК объема (подающий трубопровод)	ИК № 7.5		СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
7.10	ИК объема (обратный трубопровод)	ИК № 7.6		СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
7.11	ИК разности температур	КТПТР-01	14638-95	СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
7.12	ИК тепловой энергии	-		СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
8. Узел учета «Подпитки»					

№ ИК	Наименование ИК	Средства измерений, входящие в состав ИК			
		Первый уровень		Второй уровень	
		Тип СИ	Рег. номер	Тип СИ	Рег. номер
8.1	ИК давления (ТУ №1)	Метран-150	32854-13	СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
8.2	ИК температуры (ТУ №1)	ТПТ-1	46155-10	СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
8.3	ИК объемного расхода (ТУ №1)	МастерФлоу DN 150	73383-18	СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
8.4	ИК массы (ТУ №1)	ИК №№ 8.1, 8.2, 8.3		СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
8.5	ИК тепловой энергии (ТУ №1)	-		СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
8.6	ИК давления (ТУ №2.1)	Метран-150	32854-13	СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
8.7	ИК температуры (ТУ №2.1)	ТПТ-1	46155-10	СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
8.8	ИК объемного расхода (ТУ №2.1)	МастерФлоу DN 100	73383-18	СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
8.9	ИК массы (ТУ №2.1)	ИК №№ 8.5, 8.6, 8.7		СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
8.10	ИК тепловой энергии (ТУ №2.1)	-		СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
8.11	ИК давления (ТУ №2.2)	Метран-150	32854-13	СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
8.12	ИК температуры (ТУ №2.2)	ТПТ-1	46155-10	СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
8.13	ИК объемного расхода (ТУ №2.2)	МастерФлоу DN 150	73383-18	СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
8.14	ИК массы (ТУ №2.2)	ИК №№ 8.9, 8.10, 8.11		СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
8.15	ИК тепловой энергии (ТУ №2.2)	-		СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
8.16	ИК давления (ТУ №4)	Метран-150	32854-13	СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
8.17	ИК температуры (ТУ №4)	ТПТ-1	46155-10	СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
8.18	ИК объемного расхода (ТУ №4)	МастерФлоу DN 150	73383-18	СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
8.19	ИК массы (ТУ №4)	ИК №№ 8.13, 8.14, 8.15		СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12
8.20	ИК тепловой энергии (ТУ №4)	-		СПТ961 мод. СПТ 961.2	35477-12

Пломбирование системы не предусмотрено. Для исключения возможности непреднамеренных и преднамеренных изменений измерительной информации, средства измерений, входящие в состав системы, пломбируются в соответствии с требованиями, изложенными в их описаниях типа.

Нанесение знака поверки и заводского номера на систему не предусмотрено.

Заводской номер системы №01 указан в руководстве по эксплуатации системы.

Программное обеспечение

Программное обеспечение системы представлено автономным ПО ИВК, выполняющимся на сервере и автоматизированных рабочих местах. Автономное ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 3, 4.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО SCADA/HMI DataRate

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SCADA/HMI DataRate
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.5.1750.90
Цифровой идентификатор ПО	666dc60126bf22c2 (Krug.SCADA.Runtime)

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО АСТЭП

Идентификационное наименование ПО	ASTEP
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.4.89.1448
Цифровой идентификатор ПО	ea777a960e929910e4382c3d78648520bc09d40a (astep.exe)
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	SHA1

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

Влияние программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений тепловой энергии, Гкал	от 0,24 до $9 \cdot 10^7$
Диапазон измерений объема, м ³	от 48 до $9 \cdot 10^8$
Диапазон измерений массы, т	от 48 до $9 \cdot 10^8$
Диапазон измерений объемного расхода для ИК №1.5, № 1.6, м ³ /ч	от 300 до 7500
Диапазон измерений объемного расхода для ИК №2.5, № 2.6, 4.8, 4.9 м ³ /ч	от 500 до 2150
Диапазон измерений объемного расхода для ИК №3.5, № 3.6, м ³ /ч	от 1000 до 30000
Диапазон измерений объемного расхода для ИК №7.5, м ³ /ч	от 200 до 19198
Диапазон измерений объемного расхода для ИК №7.6, м ³ /ч	от 200 до 9999
Диапазон измерений объемного расхода для ИК №4.7, м ³ /ч	от 500 до 12500
Диапазон измерений объемного расхода для ИК №5.5, № 5.6, м ³ /ч	от 300 до 1500

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода для ИК №6.5, № 6.6, м ³ /ч	от 48 до 1200
Диапазон измерений объемного расхода для ИК №8.3, № 8.13, 8.18, м ³ /ч	от 5,7 до 570
Диапазон измерений объемного расхода для ИК №8.8, м ³ /ч	от 3 до 300
Диапазон измерений температуры, °С	от 0 до +150
Диапазон измерений разности температур, °С	от +5 до +145
Диапазон измерений избыточного давления для ИК №1.1, №2.1, № 3.1, № 4.1, № 4.2, № 4.3, № 5.1, МПа	от 0 до 2,5
Диапазон измерений избыточного давления для ИК №1.2, № 2.2, №3.2, № 6.1, МПа	от 0 до 1,6
Диапазон измерений избыточного давления для ИК №7.1, МПа	от 0 до 1
Диапазон измерений избыточного давления для ИК №7.2, МПа	от 0 до 0,6
Диапазон измерений избыточного давления для ИК №8.1, №8.6, №8.11, №8.16, МПа	от 0 до 1,2
Диапазон измерений избыточного давления для ИК №5.2, № 6.2, МПа	от 0 до 0,6
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении тепловой энергии, %	$\pm(3+4\Delta t_n/\Delta t+0,02\cdot G_{\max}/G)$
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении расхода, объема и массы, %	$\pm(2+0,02\cdot G_{\max}/G)$, но не более ± 5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	$\pm(0,25+0,002\cdot t)$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур, %	$\pm(0,5+3\Delta t_n/\Delta t)$
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений избыточного давления (от диапазона измерений), %	$\pm 1,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений интервалов времени, %	$\pm 0,01$
Примечания: G и G _{max} – значение измеряемого расхода и его наибольшее значение, м ³ /ч; t – измеренное значение температуры, °С; Δt и Δt _n – разность температур и наименьшее значение разности температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе, °С	

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации:	
- для нижнего и среднего уровня:	
– температура окружающего воздуха, °С	от +5 до +50
– относительная влажность воздуха при температуре +35 °С, %, не более	95
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
- для верхнего уровня:	
– температура окружающего воздуха, °С	от +10 до +35
– относительная влажность воздуха при температуре +35 °С, %, не более	80
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	от 187 до 242 от 49 до 51

Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии Уфимской ТЭЦ-2 ООО «БГК»	-	1 шт. зав. № 01
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Комплект эксплуатационных документов на комплектующие изделия, входящие в состав системы	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации раздел 1.1.5 «Устройство и работа Системы. Методы измерений».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правила коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя», утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 18 ноября 2013 г. № 1034;

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания» (ООО «БГК»)

ИНН 0277077282

Адрес: 450059, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Р. Зорге, д. 3

Тел. +7 (347) 222-86-25

E-mail: office@bgkrb.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания» (ООО «БГК»)

ИНН 0277077282

Адрес: 450059, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Р. Зорге, д. 3

Тел. +7 (347) 222-86-25

E-mail: office@bgkrb.ru

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия
«Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических
и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4

Юридический адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево,
промзона ФГУП «ВНИИФТРИ», к. 11

Телефон: +7 (383) 210-08-14, факс: +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» марта 2025 г. № 556

Регистрационный № 88078-23

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Каналы измерительные ПТК РЕГУЛ

Назначение средства измерений

Каналы измерительные ПТК РЕГУЛ (далее – ИК ПТК РЕГУЛ) предназначены для измерений от не входящих в состав ИК датчиков: термоэлектродвижущей силы (при использовании термопар в качестве датчиков), сопротивления постоянному току (при использовании термопреобразователей сопротивления в качестве датчиков); силы и напряжения постоянного тока; электрического сопротивления постоянному току; частоты следования и счета количества импульсов, – с визуализацией на АРМ результатов измерений в единицах электрических величин и/или контролируемых технологических параметров; а также для воспроизведений аналоговых сигналов силы и напряжения постоянного тока; приема и передачи информации по последовательным каналам связи.

Описание средства измерений

Принцип действия ИК ПТК РЕГУЛ основан на аналого-цифровом преобразовании входных сигналов, осуществляемом модулями ввода контроллеров программируемых логических (далее – ПЛК) серии REGUL в цифровые коды, которые затем поступают в модуль центрального процессора ПЛК и визуализируются в единицах электрических величин и/или контролируемых технологических параметров на мониторе автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ). За счет цифро-аналогового преобразования обеспечивается воспроизведение выходных аналоговых сигналов силы и напряжения постоянного электрического тока. Модули информационного обмена обеспечивают передачу информации по стандартным промышленным протоколам без искажений.

Конструктивно ИК ПТК РЕГУЛ являются проектно-компонентными. В зависимости от проекта в состав ИК ПТК РЕГУЛ входят: модули ввода/вывода аналоговых сигналов и процессорные модули ПЛК; промежуточные преобразователи для реализации гальванической развязки и сопряжения с первичными преобразователями; модули для приведения входных и выходных сигналов к унифицированным диапазонам, обеспечения измерения сопротивления, воспроизведения напряжения и силы постоянного тока в унифицированном диапазоне; искробезопасные барьеры; устройства защиты от импульсных перенапряжений, смонтированные в шкафу управления; АРМ для визуализации результатов преобразования/задания уровней воспроизводимых ИК сигналов.

В ИК ПТК РЕГУЛ используют различные модули в зависимости от наличия и типа гальванической развязки ИК:

- БГР – ИК ПТК РЕГУЛ без гальванической развязки, преобразователей, нормализаторов;

- СГР (0,05) – ИК ПТК РЕГУЛ с гальванической развязкой, преобразователями и нормализаторами с пределами допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешностью измерений $\pm 0,05$ %.

- СГР (0,1) – ИК ПТК РЕГУЛ с гальванической развязкой, преобразователями и нормализаторами с пределами допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешностью измерений $\pm 0,1$ %.

ИК ПТК РЕГУЛ монтируют в шкафах. Паспортная табличка в левом верхнем углу лицевой панели шкафа содержит заводской номер в виде уникального цифрового кода по системе нумерации изготовителя, изображение знака утверждения типа, изображение единого знака обращения продукции на рынке Евразийского экономического союза. Информация на табличку наносится любым технологическим способом, обеспечивающим четкое изображение, его стойкость к внешним воздействующим факторам, а также сохранность в течение установленного срока службы.

Общий вид шкафа с ИК ПТК РЕГУЛ с указанием места расположения встроенного механического замка, места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1. Нанесение знака поверки на ИК ПТК РЕГУЛ в обязательном порядке не предусмотрено. Пломбирование мест настройки (регулировки) ИК ПТК РЕГУЛ не предусмотрено. Механическая защита ИК ПТК РЕГУЛ основана на использовании встроенного механического замка на дверях шкафов.

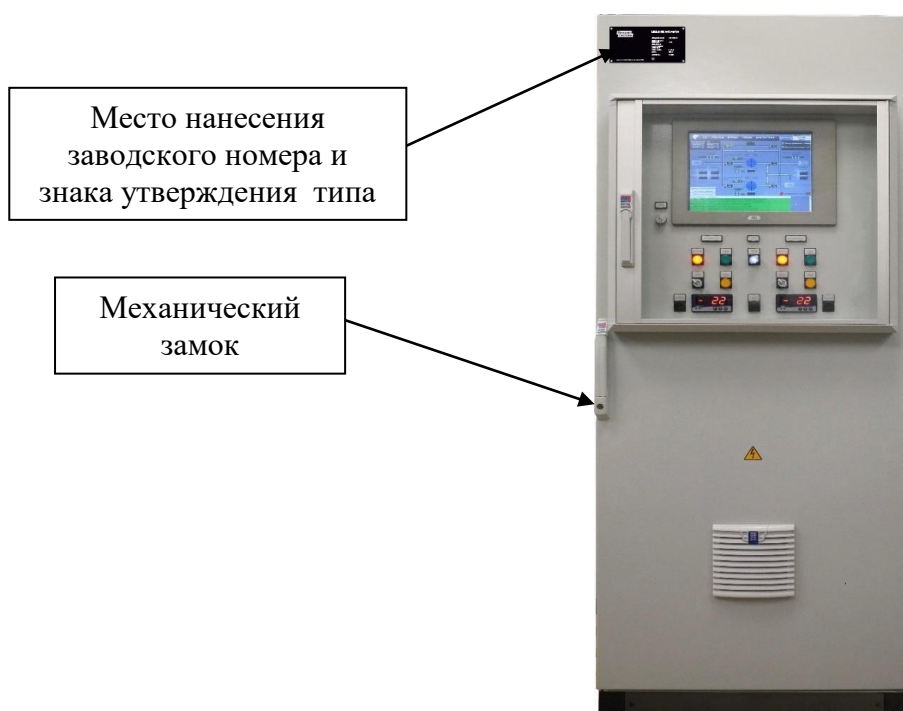


Рисунок 1 – Общий вид шкафа с ИК ПТК РЕГУЛ с указанием места встроенного механического замка, места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (далее – ПО) входят:

- ПО верхнего уровня «Альфа Платформа» или другие SCADA системы;
- встроенное ПО центрального процессорного устройства (далее – ЦПУ) ПЛК REGUL;
- встроенное ПО модулей ввода/вывода ПЛК REGUL.

ПО верхнего уровня «Альфа Платформа» предназначено для анализа и отображения измерительной информации и задания уровней воспроизводимых сигналов и не является метрологически значимым.

Встроенное ПО ЦПУ ПЛК REGUL является метрологически значимым.

Встроенное ПО модулей ввода/вывода ПЛК REGUL является метрологически значимым.

Для защиты ПО верхнего уровня и измерительной информации в модулях ЦПУ от несанкционированного доступа предусмотрено многоступенчатое разграничение прав доступа. Защита реализована с помощью различных паролей для каждого из уровней доступа к ПО.

ПО модулей ввода/вывода устанавливается в энергозависимую память модулей при изготовлении и недоступно для коррекции конечным пользователем.

Механическая защита ПО от несанкционированного доступа осуществляется за счет применения механического замка на дверях шкафа.

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

Идентификационные данные метрологически значимого ПО ИК ПТК РЕГУЛ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимого ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО
Встроенное ПО модулей ввода/вывода	RegulRTS	не ниже 1.0.3.4
Встроенное ПО ЦПУ	RegulRTS	не ниже 3.5.6.1

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИК ПТК РЕГУЛ определяются модулями ввода/вывода аналоговых сигналов, входящих в их состав, приведенных в таблицах 2 – 5.

Таблица 2 – Метрологические характеристики при измерении параметров

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Модули ввода/вывода аналоговых сигналов	Пределы допускаемой погрешности измерений (абсолютной Δ , относительной δ , %, приведенной γ^1 , %)		
			БГР	СГР (0,05)	СГР (0,1)
Сила постоянного тока	от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	AI XX 04Y AI XX 14Y AI XX 24Y AI XX 34Y	$\pm 0,025$ (γ)	$\pm 0,08$ (γ)	$\pm 0,13$ (γ)
		AI XX 01Y AI XX 02Y AI XX 05Y AI XX 08Y AI XX 88Y AS XX 01Y	$\pm 0,10$ (γ)	$\pm 0,14$ (γ)	$\pm 0,16$ (γ)
		AI XX 06Y AI XX 84Y	$\pm 0,05$ (γ)	$\pm 0,09$ (γ)	$\pm 0,13$ (γ)

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Модули ввода/вывода аналоговых сигналов	Пределы допускаемой погрешности измерений (абсолютной Δ , относительной δ , %, приведенной γ^1 , %)		
			БГР	СГР (0,05)	СГР (0,1)
Частота следования импульсов	от 1 до 500 000 Гц	DA XX 01Y DA XX 02Y DA XX 11Y	$\pm 0,01$ (δ)	-	-
	от 1 до 2500 Гц	DI XX 01Y			
Количество импульсов	от 1 до 2^{32}	DA XX 01Y DA XX 02Y DA XX 11Y DI XX 01Y	± 1 имп.(Δ)	-	-
Напряжение постоянного тока	от -5 до +5 В от 0 до +5 В от -10 до +10 В от 0 до 10 В	AI XX 04Y AI XX 14Y AI XX 24Y AI XX 34Y	$\pm 0,025$ (γ)	$\pm 0,08$ (γ)	$\pm 0,11$ (γ)
	от -10 до +10 В от 0 до +10 В	AI XX 06Y	$\pm 0,05$ (γ)	$\pm 0,10$ (γ)	$\pm 0,13$ (γ)
	от -5 до +5 В от 0 до +5 В от -10 до +10 В от 0 до +10 В	AI XX 86Y			
	от -400 до +400 мВ	AI XX 03Y AI XX 13Y	$\pm 0,10$ (γ)	$\pm 0,14$ (γ)	$\pm 0,16$ (γ)
	от -10 до +10 В от 0 до +10 В	AI XX 05Y AS XX 01Y			
	от -5 до +5 В от 0 до +5 В от -10 до +10 В от 0 до +10 В	AI XX 85Y			
Наименование характеристики	Диапазон измерений	Модули ввода/вывода аналоговых сигналов	Пределы допускаемой погрешности измерений (абсолютной Δ , относительной δ , %, приведенной γ^1 , %)		
			БГР	СГР (0,05)	СГР (0,1)
Электрическое сопротивление постоянному току	от 1 до 450 Ом	AI XX 03Y AI XX 13Y	$\pm 0,10$ (γ)	$\pm 0,12$ (γ)	$\pm 0,17$ (γ)
		AI XX 04Y	-	$\pm 0,08$ (γ)	$\pm 0,14$ (γ)
		AI XX 84Y	-	$\pm 0,09$ (γ)	$\pm 0,14$ (γ)
		AI XX 01Y AI XX 08Y AI XX 88Y AS XX 01Y AI XX 05Y	-	$\pm 0,14$ (γ)	$\pm 0,18$ (γ)

Примечания:

«XX» - количество каналов; «Y» - номер разработки.

¹⁾ При расчете приведенной погрешности в качестве нормирующего значения принимается диапазон измерений.

Таблица 3 – Метрологические характеристики при воспроизведении параметров

Наименование характеристики	Диапазон воспроизведений	Модули ввода/вывода аналоговых сигналов	Пределы допускаемой приведенной к диапазону воспроизведений погрешности воспроизведений, %		
			БГР	СГР (0,05)	СГР (0,1)
Сила постоянного тока	от 4 до 20 мА	АО XX 83Y	±0,30	±0,38	±0,40
	от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	АО XX 01Y АО XX 02Y АО XX 03Y AS XX 01Y	±0,10	±0,14	±0,16
Напряжение постоянного тока	от -5 до +5 В от 0 до +5 В от -10 до +10 В от 0 до +10 В	АО XX 03Y	±0,10	±0,14	±0,16
	от -10 до +10 В от 0 до +10 В	АО XX 83Y AS XX 01Y			
Примечание – «XX» - количество каналов; «Y» - номер разработки.					

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК ПТК РЕГУЛ с модулями АІ XX 03Y, АІ XX 13Y при использовании термопреобразователей сопротивления в качестве датчиков

Обозначение типа термопреобразователя сопротивления	Диапазон измерений сопротивления постоянному току термопреобразователей сопротивления в температурном эквиваленте, °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений сопротивления постоянному току термопреобразователей сопротивления в температурном эквиваленте, °С	
		четырёхпроводная схема подключения	трехпроводная схема подключения
50М ($\alpha=0,00428$) ¹⁾	от -180 до +200	±0,5	±0,7
100М ($\alpha=0,00428$) ¹⁾	от -180 до +200	±0,5	±0,7
50М ($\alpha=0,00426$) ¹⁾	от -50 до +200	±0,5	±0,7
100М ($\alpha=0,00426$) ¹⁾	от -50 до +200	±0,5	±0,7
50П ($\alpha=0,00391$) ¹⁾	от -200 до +850	±0,5	±0,7
100П ($\alpha=0,00391$) ¹⁾	от -200 до +850	±0,5	±0,7
Pt50 ($\alpha=0,00385$) ¹⁾	от -200 до +850	±0,5	±0,7
Pt100 ($\alpha=0,00385$) ¹⁾	от -200 до +850	±0,5	±0,7
50Н ($\alpha=0,00617$) ¹⁾	от -60 до +180	±0,5	±0,7
100Н ($\alpha=0,00617$) ¹⁾	от -60 до +180	±0,5	±0,7
46П (гр. 21)	от -200 до +650	±0,5	±0,7
53М (гр. 23)	от -50 до +180	±0,5	±0,7
Примечание – Обозначение типа термопреобразователя сопротивления по ГОСТ 6651-2009.			

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК ПТК РЕГУЛ с модулями AI XX 03Y, AI XX 13Y при использовании термопар в качестве датчиков

Обозначение типа термопары по ГОСТ Р 8.585-2001	Диапазон измерений ТЭДС термоэлектрических преобразователей в температурном эквиваленте, °C	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений ТЭДС термоэлектрических преобразователей в температурном эквиваленте, °C
R	от -50 до +1760	±3,0
S	от -50 до +1760	±3,0
B	от +250 до +1820	±2,5
J	от -210 до +1200	±2,5
T	от -200 до +400	±1,5
E	от -200 до +1000	±2,0
K	от -270 до +1370	±2,5
N	от -200 до +1300	±2,5
A-1	от 0 до +2500	±3,0
A-2	от 0 до +1800	±3,0
A-3	от 0 до +1800	±3,0
L	от -200 до +800	±2,0

Таблица 6 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока, В	220
– частота переменного тока, Гц	50
Потребляемая мощность, Вт, не более	1100
Габаритные размеры (высота × ширина × глубина), мм, не более	2200×1200×800
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды, °C	от +5 до +40
– относительная влажность при температуре окружающей среды +40 °C, %, не более	80
– атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7

Таблица 7 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	100000
Средний срок службы, лет	20

Знак утверждения типа

наносится любым технологическим способом на титульный лист руководства по эксплуатации, паспорта и паспортную табличку на передней панели шкафа ИК ПТК РЕГУЛ.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Каналы измерительные ПТК РЕГУЛ (состав определяется проектом)	ПБКМ.421457.203	1 шт.
Комплект ЗИП (один экземпляр в адрес поставки)	-	1 шт.
CD с программным обеспечением	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ПБКМ.421457.203 РЭ	1 экз.
Паспорт	ПБКМ.421457.203 ПС ¹⁾ ВКПЕ.421457.016.032.ПС ²⁾ ЯКДГ.421457.950 ПС ³⁾ ТЕВД.465616.001-105ПС ⁴⁾ АВБШ.421457.659 ПС ⁵⁾ МПЕА.421457.301 ПС ⁶⁾ РГДП.421457.203 ПС ⁷⁾ 1026300970123.28.99.39.190.247.ПС ⁸⁾ ВЛТЦ.421457.031 ПС ⁹⁾ ТЕВД.421457.ххх.хх.хххПС ¹⁰⁾	1 шт.
¹⁾ Обозначение паспорта изготовителя ООО «Прософт-Системы». ²⁾ Обозначение паспорта изготовителя ООО «Синтек». ³⁾ Обозначение паспорта изготовителя АО «НПО «Спецэлектромеханика». ⁴⁾ Обозначение паспорта изготовителя АО «ТрансНефть – Верхняя Волга». ⁵⁾ Обозначение паспорта изготовителя ООО НПП «Авиатрон». ⁶⁾ Обозначение паспорта изготовителя ООО «ПНГА». ⁷⁾ Обозначение паспорта изготовителя ООО «РегЛаб». ⁸⁾ Обозначение паспорта изготовителя ООО НВФ «СМС». ⁹⁾ Обозначение паспорта изготовителя ООО «СПК». ¹⁰⁾ Обозначение паспорта изготовителя АО «Транснефть - Автоматизация и Метрология»; «хх» может принимать целые значения в диапазоне от 0 до 9.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации ПБКМ.421457.203 РЭ «Каналы измерительные ПТК РЕГУЛ. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 51841-2001 (МЭК 61131-2-92) «Программируемые контроллеры. Общие технические требования и методы испытаний»;

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

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

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

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

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

ПБКМ.421457.203 ТУ «Каналы измерительные ПТК «РЕГУЛ». Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Прософт-Системы»
(ООО «Прософт-Системы»)

ИНН 6660149600

Адрес юридического лица: 620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 194а

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «Прософт-Системы»
(ООО «Прософт-Системы»)

ИНН 6660149600

Адрес юридического лица: 620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 194а

Адрес места осуществления деятельности: 620085, г. Екатеринбург, ул. Дорожная,
д. 37

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

ИНН 5261066968

Адрес юридического лица: 603105, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород,
ул. Ошарская, д. 77а, П8

Адрес места осуществления деятельности: 603105, г. Нижний Новгород,
ул. Ошарская, д. 77а

Акционерное общество «Научно-производственное объединение
«Спецэлектромеханика» (АО «НПО «Спецэлектромеханика»)

ИНН 7707520977

Адрес: 241028, Брянская обл., г. Брянск, ул. Карачижская, д. 79

Акционерное общество «Транснефть - Верхняя Волга»
(АО «Транснефть - Верхняя Волга»)

ИНН 5260900725

Адрес юридического лица: 603006, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород,
пер. Гранитный, д. 4/1

Адрес места осуществления деятельности: 603034, г. Нижний Новгород,
Комсомольское ш., д. 4А

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное
предприятие «Авиатрон» (ООО НПП «Авиатрон»)

ИНН 0278101474

Адрес юридического лица: 450071, Республика Башкортостан, г.о. город Уфа,
г. Уфа, ул. 50 лет СССР, д. 42/3

Адрес места осуществления деятельности: 450056, Республика Башкортостан,
г. Уфа, ул. Мокроусовская, д. 2/18, помещ. 2

Общество с ограниченной ответственностью «ПромНефтеГазАвтоматика»
(ООО «ПНГА»)

ИНН 7703804706

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 12, эт. 56, оф. 13

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

ИНН 6658551752

Адрес юридического лица: 620149, Свердловская обл., г.о. город Екатеринбург, г. Екатеринбург, ул. Зоологическая, стр. 9, оф./эт. 306/2

Адрес места осуществления деятельности: 620085, г. Екатеринбург, ул. Дорожная, д. 37

Общество с ограниченной ответственностью Научно-внедренческая фирма «Сенсоры, Модули, Системы» (ООО НВФ «СМС»)

ИНН 6315506610

Адрес юридического лица: 443035, Самарская обл., г. Самара, ул. Минская, д. 25, сек. 3

Адрес места осуществления деятельности: 446112, Самарская обл., г. Чапаевск, ул. Радищева, д. 85

Общество с ограниченной ответственностью «СпецэнергоПромКомплект»
(ООО «СПК»)

ИНН 7726399028

Адрес: 117587, г. Москва, Варшавское ш., д. 125, стр. 1, помещ. 6, оф. 202

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

ИНН 7723107453

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

Адрес места осуществления деятельности: 603034, г. Нижний Новгород, Комсомольское ш., д. 4А

Испытательный центр

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

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

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» марта 2025 г. № 556

Регистрационный № 91609-24

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы портативные HardGas

Назначение средства измерений

Газоанализаторы портативные HardGas (далее – газоанализаторы) предназначены для автоматического непрерывного измерения концентраций токсичных газов, горючих газов, кислорода и углекислого газа в воздухе рабочей зоны промышленных помещений и открытых пространств промышленных объектов, а также выдачи сигнализации о достижении содержания определяемых компонентов установленных пороговых значений.

Описание средства измерений

К настоящему типу средств измерений относятся газоанализаторы следующих модификаций:

- HardGas X1 - 1 сенсор (одновременно измерение концентраций от 1 до 2 газов);
- HardGas X4 - от 1 до 4 сенсоров (одновременно измерение концентраций от 1 до 5 газов);
- HardGas X6 - от 1 до 6 сенсоров (одновременно измерение концентраций от 1 до 6 газов);
- HardGas S1 - 1 сенсор (одновременно измерение концентраций от 1 до 2 газов);
- HardGas S4 - от 1 до 4 сенсоров (одновременно измерение концентраций от 1 до 5 газов).

В модификациях HardGas X1, HardGas X4, HardGas X6, HardGas S1, HardGas S4 могут быть установлены электрохимический сенсор (ЕС), термокаталитический сенсор (LEL), оптический инфракрасный сенсор (IR), фотоионизационный сенсор (PID).

Принцип действия газоанализаторов определяется типом используемого сенсора:

- термокаталитические (LEL), основанные на определении теплового эффекта реакции определяемого газа с другими веществами, протекающей при участии катализатора;
- электрохимические (ЕС), основанные на измерении электрического тока, вырабатываемого электрохимической ячейкой в результате химической реакции с участием молекул определяемого компонента;
- оптические инфракрасные (IR), основанные на селективном поглощении молекулами определяемого компонента электромагнитного излучения и измерении интенсивности инфракрасного излучения после прохождения им среды, содержащей определяемый компонент;
- фотоионизационные (PID), основанные на ионизации молекул органических и неорганических веществ фотонами высокой энергии и измерении возникающего при этом тока между измерительными пластинами. В качестве источников ионизации используются криптоновая ультрафиолетовая или аргоновая лампа.

Газоанализаторы представляют собой автоматические портативные одноканальные (HardGas X1, HardGas S1) и многоканальные (HardGas X4, HardGas S4, HardGas X6) приборы непрерывного действия.

Способ отбора пробы – диффузионный или принудительный за счет внешнего пробоотборного насоса. У газоанализаторов модификации HardGas X6 отбор пробы может осуществляться с помощью встраиваемого пробоотборного насоса с телескопическим пробозаборным зондом, который устанавливается опционально.

Газоанализаторы состоят из ударопрочного пластикового корпуса с креплением типа «крокодил» из нержавеющей стали, в котором могут быть установлены от одного до шести сменных сенсоров, микропроцессор, устройство сигнализации и блок аккумуляторов. Встроенный микропроцессор управляет всем процессом измерений и преобразует электрические сигналы сенсоров в показания на дисплее. На лицевой панели корпуса размещены: жидкокристаллический дисплей, сигнальные светодиоды, служащие для оповещения о состоянии атмосферы и газоанализатора, динамик для оповещения о состоянии атмосферы и газоанализатора, гнездо сенсоров.

Газоанализаторы обеспечивают выполнение следующих функций:

- непрерывное измерение и цифровая индикация концентрации контролируемого газа;
- подача световой, звуковой и вибросигнализации при достижении содержания определяемого компонента порогов срабатывания «ПОРОГ 1» и «ПОРОГ 2»;
- полнофункциональная самодиагностика при включении и во время работы: датчик, заряд батареи, электроника и функция сигнализации;
- возможность установки среднесменного (8 часов) значения концентрации (TWA) и средней допустимой концентрации за короткий промежуток времени (STEL) с выдачей сигнализации о их превышении;
- запись, хранение и последующее отображение случаев аварийных срабатываний;
- передача результатов измерений на ПК;
- функция защиты паролем сервисной и метрологической части настройки газоанализатора;
- функция автоматического возврата в режим измерения при невыполнении действий в течении 30 секунд;
- пользовательская настройка порогов срабатывания сигнализации «ПОРОГ 1» и «ПОРОГ 2» и неисправности;
- функция автоматической калибровки нуля;
- функция защиты от случайного включения и выключения;
- отображение заряда батареи в реальном времени, предупреждение о низком заряде;
- функция автоматического измерения температуры окружающей среды.
- опциональная функция передачи данных (частота 2,4 ГГц или 868 МГц по протоколам LoRaWAN, LoRa);
- опциональная функция Bluetooth;
- опциональная функция определения местоположения (GPS, ГЛОНАСС);
- опциональная функция неподвижности человека (доступна для газоанализаторов модификации HardGas X6).

Общий вид газоанализаторов с указанием места нанесения идентификационной таблички представлен на рисунке 1.

Пломбирование и нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Серийный номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на идентификационную табличку (рисунок 2), наклеенную на заднюю панель газоанализаторов.



а) модификация HardGas X1



б) модификация HardGas X4



в) модификация HardGas X6



г) модификация HardGas S1



д) модификация HardGas S4



е) модификация HardGas S1 с внешним пробоотборным насосом

Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов портативных HardGas с указанием места нанесения идентификационной таблички

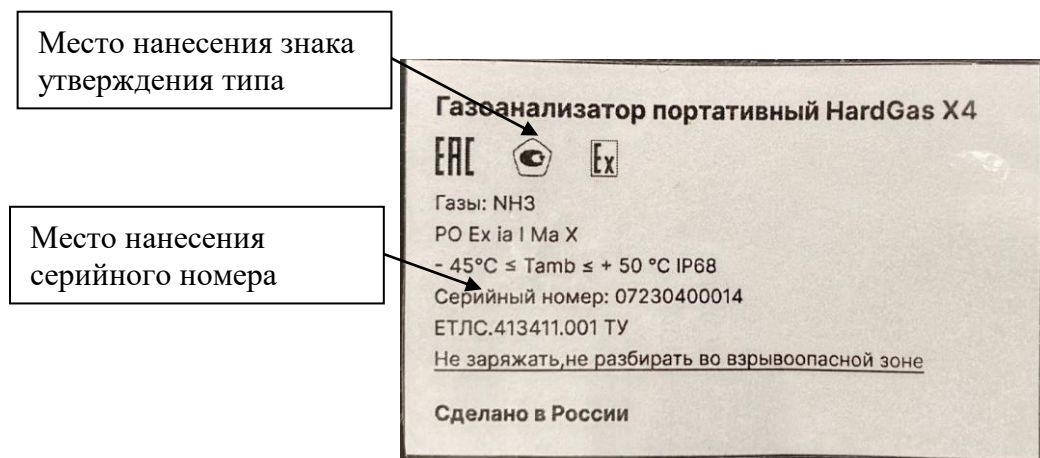


Рисунок 2 – Идентификационная табличка

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение (далее ПО).

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014. Влияние встроенного программного обеспечения на метрологические характеристики газоанализаторов учтено при нормировании метрологических характеристик.

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	V1.0

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики газоанализаторов приведены в таблицах 2 – 7, показатели надежности – в таблице 8.

Таблица 2 – Метрологические характеристики газоанализаторов с термокаталитическим сенсором

Определяемый компонент	Диапазон измерений объёмной доли, % (% НКПР) ¹⁾ определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ²⁾ абсолютной погрешности	Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с
Метан CH ₄	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,22 % (±5 % НКПР)	25
Сумма углеводородов C ₁ -C ₁₀ ³⁾	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,22 % (±5 % НКПР)	25
Сумма углеводородов C ₁ -C ₁₀ ⁴⁾	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,085 % (±5 % НКПР)	25
Этилен C ₂ H ₄ ³⁾	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)	25
Пропан C ₃ H ₈	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,085 % (±5 % НКПР)	25
н-бутан C ₄ H ₁₀ ⁴⁾	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)	25
н-пентан C ₅ H ₁₂ ⁴⁾	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,055 % (±5 % НКПР)	25
н-гексан C ₆ H ₁₄	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)	25
н-гептан C ₇ H ₁₆ ⁵⁾	от 0 до 0,425 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,042 % (±5 % НКПР)	25
н-октан C ₈ H ₁₈ ⁵⁾	от 0 до 0,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,04 % (±5 % НКПР)	25
1-бутен C ₄ H ₈ ⁴⁾	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)	25
2-метилпропан (изобутан) i-C ₄ H ₁₀ ⁴⁾	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,065 % (±5 % НКПР)	25
Метилацетат C ₃ H ₆ O ₂ ⁴⁾	от 0 до 1,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,16 % (±5 % НКПР)	25
2-метокси-2-метилпропан (метилтретбутиловый эфир) tert-C ₅ H ₁₂ O ⁴⁾	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)	25
1-бутанол C ₄ H ₉ OH ⁴⁾	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)	25

Определяемый компонент	Диапазон измерений объёмной доли, % (% НКПР) ¹⁾ определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ²⁾ абсолютной погрешности	Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с
Циклопентан C ₅ H ₁₀ ⁴⁾	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)	25
Циклогексан C ₆ H ₁₂ ⁵⁾	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)	25
Нонан C ₉ H ₂₀ ⁵⁾	от 0 до 0,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,04 % (±5 % НКПР)	25
Декан C ₁₀ H ₂₂ ⁵⁾	от 0 до 0,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,04 % (±5 % НКПР)	25
Этан C ₂ H ₆ ³⁾	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)	25
Пары нефтепродуктов ⁴⁾	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	25
Метанол CH ₃ OH ³⁾	от 0 до 3,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,3 % (±5 % НКПР)	25
Бензол C ₆ H ₆ ⁵⁾	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,06 % (±5 % НКПР)	25
Пропилен (пропен) C ₃ H ₆ ⁴⁾	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,1 % (±5 % НКПР)	25
2-пропанон (ацетон) C ₃ H ₆ O ⁴⁾	от 0 до 1,25 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,13 % (±5 % НКПР)	25
Водород H ₂	от 0 до 2,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,2 % (±5 % НКПР)	25
2-метилпропен (изобутилен) i-C ₄ H ₈ ⁴⁾	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)	25
2-метил-1,3-бутадиен (изопрен) C ₅ H ₈ ⁴⁾	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,085 % (±5 % НКПР)	25
Ацетилен C ₂ H ₂ ³⁾	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)	25
1,3-бутадиен (дивинил) C ₄ H ₆ ⁴⁾	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)	25
Метилбензол (толуол) C ₇ H ₈ ⁵⁾	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)	25
Этилбензол C ₈ H ₁₀ ⁵⁾	от 0 до 0,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,03% (±3 % НКПР)	25
Этилацетат C ₄ H ₈ O ₂ ⁴⁾	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,1 % (±5 % НКПР)	25
Этиленоксид C ₂ H ₄ O ³⁾	от 0 до 1,3 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,13 % (±5 % НКПР)	25
Бутилацетат C ₆ H ₁₂ O ₂ ⁵⁾	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,06 % (±5 % НКПР)	25

Определяемый компонент	Диапазон измерений объёмной доли, % (% НКПР) ¹⁾ определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ²⁾ абсолютной погрешности	Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с
Циклопропан С ₃ Н ₆ ⁴⁾	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)	25
Диметиловый эфир С ₂ Н ₆ О ³⁾	от 0 до 1,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,14 % (±5 % НКПР)	25
Диэтиловый эфир С ₄ Н ₁₀ О ⁴⁾	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,085 % (±5 % НКПР)	25
Этанол С ₂ Н ₅ ОН ³⁾	от 0 до 1,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,1 % (±5 % НКПР)	25
Бензин ^{5),6)}	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	25
Дизельное топливо ^{5),7)}	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	25
Бензин авиационный ^{5),8)}	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	25
Уайт-спирит ^{5),9)}	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	25
Примечания: ¹⁾ Диапазон показаний от 0 до 100 % НКПР. Значения НКПР согласно ГОСТ 31610.20-1-2020. ²⁾ Основная погрешность нормирована при условиях: – температура окружающей среды: (20 ± 5) °С; – диапазон атмосферного давления: (101,3 ± 4) кПа; – относительная влажность окружающей среды: от 30 % до 80 %. ³⁾ По указанным определяемым компонентам поверочным газом является метан. ⁴⁾ По указанным определяемым компонентам поверочным газом является пропан. ⁵⁾ По указанным определяемым компонентам поверочным газом является гексан. ⁶⁾ Пары бензина по ГОСТ 1012-2013, ГОСТ Р 51866-2002. ⁷⁾ Пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013, ГОСТ Р 52368-2005. ⁸⁾ Бензин авиационный по ГОСТ 1012-2013. ⁹⁾ Уайт-спирит по ГОСТ Р 52368-2005.			

Таблица 3 – Метрологические характеристики газоанализаторов с электрохимическими сенсорами

Определяемый компонент	Диапазон показаний объёмной доли или массовой концентрации определяемого компонента	Диапазон измерений объёмной доли или массовой концентрации определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности, %		Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с
			приведенной ²⁾	относительной	
Кислород (O ₂)	от 0 до 30 %	от 0 до 30 %	±5	-	20
	от 0 до 25 %	от 0 до 25 %	±5	-	20
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 142 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 14,2 мг/м ³ включ.)	±20	-	20
		св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 14,2 до 142 мг/м ³)	-	±20	
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 708 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 71 мг/м ³ включ.)	±10	-	20
		св. 50 до 500 млн ⁻¹ (св. 71 до 708 мг/м ³)	-	±10	
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 1420 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 142 мг/м ³ включ.)	±15	-	20
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹ (св. 142 до 1420 мг/м ³)	-	±15	
Оксид углерода (CO)	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 582 мг/м ³)	от 0 до 15 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 18 мг/м ³ включ.)	±20	-	20
		св. 15 до 500 млн ⁻¹ (св. 18 до 582 мг/м ³)	-	±20	

Определяемый компонент	Диапазон показаний объёмной доли или массовой концентрации определяемого компонента	Диапазон измерений объёмной доли или массовой концентрации определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности, %		Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с
			приведенной ²⁾	относительной	
Оксид углерода (СО)	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 1164 мг/м ³)	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 35 мг/м ³ включ.)	±20	-	20
		св. 30 до 1000 млн ⁻¹ (св. 35 до 1164 мг/м ³)	-	±20	
	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 2329 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 58 мг/м ³ включ.)	±15	-	20
		св. 50 до 1000 млн ⁻¹ включ. (св. 58 до 1164 мг/м ³ включ.)	-	±15	
		св. 1000 до 2000 млн ⁻¹ (св. 1164 до 2329 мг/м ³)	-	±20	
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 71 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 7 мг/м ³ включ.)	±20	-	60
		св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 7 до 71 мг/м ³)	-	±20	
	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 708 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 71 мг/м ³ включ.)	±20	-	60
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹ (св. 71 до 708 мг/м ³)	-	±20	
Диоксид серы (SO ₂)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 53 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 13 мг/м ³ включ.)	±20	-	60
		св. 5 до 20 млн ⁻¹ (св. 13 до 53 мг/м ³)	-	±20	

Определяемый компонент	Диапазон показаний объёмной доли или массовой концентрации определяемого компонента	Диапазон измерений объёмной доли или массовой концентрации определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности, %		Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с
			приведенной ²⁾	относительной	
Диоксид серы (SO ₂)	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 133 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 27 мг/м ³ включ.)	±20	-	60
		св. 10 до 50 млн ⁻¹ (св. 27 до 133 мг/м ³)	-	±20	
	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 266 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 26,6 мг/м ³ включ.)	±20	-	60
		св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 26,6 до 266 мг/м ³)	-	±20	
Водород (H ₂)	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 84 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 8 мг/м ³ включ.)	±15	-	60
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹ (св. 8 до 84 мг/м ³)	-	±15	
	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 168 мг/м ³)	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 16,8 мг/м ³ включ.)	±15	-	60
		св. 200 до 2000 млн ⁻¹ (св. 16,8 до 168 мг/м ³)	-	±15	
Оксид азота (NO)	от 0 до 250 млн ⁻¹ (от 0 до 312 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 62 мг/м ³ включ.)	±20	-	60
		св. 50 до 250 млн ⁻¹ (св. 62 до 312 мг/м ³)	-	±20	

Определяемый компонент	Диапазон показаний объёмной доли или массовой концентрации определяемого компонента	Диапазон измерений объёмной доли или массовой концентрации определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности, %		Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с
			приведенной ²⁾	относительной	
Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 38 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 9,6 мг/м ³ включ.)	±20	-	60
		св. 5 до 20 млн ⁻¹ (св. 9,6 до 38 мг/м ³)	-	±20	
Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 150 млн ⁻¹ (от 0 до 287 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 38 мг/м ³ включ.)	±20	-	60
		св. 20 до 150 млн ⁻¹ (св. 38 до 287 мг/м ³)	-	±20	
Хлористый водород (HCl)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 30 мг/м ³)	от 0 до 3 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 5 мг/м ³ включ.)	±20	-	70
		св. 3 до 20 млн ⁻¹ (св. 5 до 30 мг/м ³)	-	±25	
Цианистый водород (HCN)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 23 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 6 мг/м ³ включ.)	±20	-	60
		св. 5 до 20 млн ⁻¹ (св. 6 до 23 мг/м ³)	-	±20	
Фтористый водород (HF)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 8 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 8 мг/м ³)	±20	-	90
	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 17 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 8 мг/м ³ включ.)	±20	-	90
		св. 10 до 20 млн ⁻¹ (св. 8 до 17 мг/м ³)	-	±20	
Метанол (CH ₃ OH)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 133 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 27 мг/м ³ включ.)	±20	-	120
		св. 20 до 100 млн ⁻¹ (св. 27 до 133 мг/м ³)	-	±20	

Определяемый компонент	Диапазон показаний объёмной доли или массовой концентрации определяемого компонента	Диапазон измерений объёмной доли или массовой концентрации определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности, %		Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с
			приведенной ²⁾	относительно й	
Фосфин (РН ₃)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 14 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 7 мг/м ³ включ.)	±25	-	120
		св. 5 до 10 млн ⁻¹ (св. 7 до 14 мг/м ³)	-	±25	
Фосфин (РН ₃)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 28 мг/м ³)	от 0 до 4 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 5,6 мг/м ³ включ.)	±25	-	120
		св. 4 до 20 млн ⁻¹ (св. 5,6 до 28 мг/м ³)	-	±25	
Фосген (СОСl ₂)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 82 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 8,2 мг/м ³ включ.)	±30	-	120
		св. 2 до 20 млн ⁻¹ (св. 8,2 до 82 мг/м ³)	-	±30	
Хлор (Сl ₂)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 60 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 6 мг/м ³ включ.)	±20	-	120
		св. 2 до 20 млн ⁻¹ (св. 6 до 60 мг/м ³)	-	±20	
	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 298 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 30 мг/м ³ включ.)	±20	-	120
		св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 30 до 298 мг/м ³)	-	±20	
Винилхлорид (С ₂ Н ₃ Сl) ³⁾	от 0 до 30 млн ⁻¹ (от 0 до 78 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 26 мг/м ³ включ.)	±30	-	120
		св. 10 до 30 млн ⁻¹ (св. 26 до 78 мг/м ³)	-	±30	

Определяемый компонент	Диапазон показаний объёмной доли или массовой концентрации определяемого компонента	Диапазон измерений объёмной доли или массовой концентрации определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности, %		Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с
			приведенной ²⁾	относительно й	
Формальдегид (СН ₂ О)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 13 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 3 мг/м ³ включ.)	±30	-	120
		св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 3 до 13 мг/м ³)	-	±30	
Примечания: 1) Основная погрешность нормирована при условиях: - температура окружающей среды: (20 ± 5) °С; - диапазон атмосферного давления: (101,3 ± 4) кПа; - относительная влажность окружающей среды: от 30 % до 80 %. 2) Приведенная погрешность нормирована к верхнему пределу диапазона измерений. 3) Для газоанализаторов портативных HardGas мод. HardGas X6.					

Таблица 4 – Метрологические характеристики газоанализаторов с инфракрасными сенсорами

Определяемый компонент	Диапазон измерений дозврывоопасной концентрации определяемого компонента, % НКПР ¹⁾	Диапазон измерений объёмной доли определяемого компонента, %	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности		Предел времени установления показаний, T _{0,9} , с
			абсолютной, % НКПР ²⁾ , объёмная доля, %	относительной, %	
Сумма углеводородов C ₁ -C ₁₀ ³⁾	от 0 до 50 включ.		±5 % НКПР	-	25
	св. 50 до 100		-	±10 %	
	-	от 0 до 2,2 включ.	±5 %	-	25
	-	св. 2,2 до 4,4	-	±10 %	
Метан (CH ₄)	-	от 0 до 100	±5 %	-	25
Сумма углеводородов C ₁ -C ₁₀ ⁴⁾	от 0 до 50 включ.	-	±5 % НКПР	-	20
	св. 50 до 100	-	-	±5 %	
	-	от 0 до 0,85 включ.	±5 %	-	20
	-	св. 0,85 до 1,7	-	±5 %	

Определяемый компонент	Диапазон измерений дозврывоопасной концентрации определяемого компонента, % НКПР ¹⁾	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, %	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности		Предел времени установлени я показаний, Т _{0,9} , с
			абсолютной, % НКПР ²⁾ , объемная доля, %	относитель- ной, %	
Диоксид углерода (CO ₂)	-	от 0 до 0,5 включ.	±0,125 %	-	60
	-	св. 0,5 до 5 включ.	-	±20 %	
	-	от 0 до 0,5 включ.	±0,125 %	-	60
	-	св. 0,5 до 10 включ.	-	±20 %	
Примечания: 1) Основная погрешность нормирована при условиях: - температура окружающей среды: (20 ± 5) °С; - диапазон атмосферного давления: (101,3 ± 4) кПа; - относительная влажность окружающей среды: от 30 % до 80 %. 2) Значения НКПР согласно ГОСТ 31610.20-1-2020. 3) По указанным определяемым компонентам поверочным газом является метан. 4) По указанным определяемым компонентам поверочным газом является пропан.					

Таблица 5 – Метрологические характеристики газоанализаторов с фотоионизационными сенсорами

Определяемый компонент	Диапазон показаний массовой концентрации определяемого компонента, мг/м ³	Диапазон измерений массовой концентрации определяемого компонента, мг/м ³	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности, %		Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с
			приведенной ²⁾	относительной	
Сумма углеводородов С ₃ -С ₁₀ ³⁾	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	25
		св. 300 до 4000	-	±15	
Сумма углеводородов С ₃ -С ₁₀ ⁴⁾	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	25
		св. 300 до 4000	-	±15	
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	25
		св. 300 до 4000	-	±15	

Определяемый компонент	Диапазон показаний массовой концентрации определяемого компонента, мг/м ³	Диапазон измерений массовой концентрации определяемого компонента, мг/м ³	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности, %		Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с
			приведенной ²⁾	относительной	
Гексан (С ₆ Н ₁₄)	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	25
		св. 300 до 4000	-	±15	
Углеводороды нефти(С _x Н _y) ³⁾	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	25
		св. 300 до 4000	-	±15	
Пары бензина ^{3),6)}	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	25
		св. 300 до 4000	-	±15	
Пары керосина ^{3),7)}	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	25
		св. 300 до 4000	-	±15	
Пары дизельного топлива ^{3),5)}	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	25
		св. 300 до 4000	-	±15	
Метанол (СН ₃ ОН)	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	25
		св. 300 до 4000	-	±15	

Примечания:

¹⁾ Основная погрешность нормирована при условиях:

- температура окружающей среды: (20 ± 5) °С;
- диапазон атмосферного давления: (101,3 ± 4) кПа;
- относительная влажность окружающей среды: от 30 % до 80 %.

²⁾ Приведенная погрешность нормирована к верхнему пределу диапазона измерений.

³⁾ По указанным измеряемым компонентам поверочным газом является изобутилен.

⁴⁾ По указанным измеряемым компонентам поверочным газом является гексан.

⁵⁾ Пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013, ГОСТ Р 52368-2005.

⁶⁾ Пары бензина по ГОСТ 1012-2013, ГОСТ Р 51866-2002.

⁷⁾ Пары керосина по ТУ 38.401-58-8-90, ОСТ 38 01408-86.

Таблица 6 – Дополнительные метрологические характеристики газоанализаторов

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды от -45 °С до +15 °С включ. и св. +25 °С до +50 °С на каждые 10 °С, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±1,0

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Степень защиты корпуса газоанализатора по ГОСТ 14254-2015	
HardGas S1	IP65
HardGas S4	IP65
HardGas X1	IP68
HardGas X4	IP68
HardGas X6	IP68
Условия эксплуатации:	
Температура окружающей среды, °С	от -45 до +50
Относительная влажность (без конденсации), %	от 5 до 95
Атмосферное давление, кПа	от 70 до 130
Габаритные размеры (Д×Ш×Г), мм, не более	
HardGas S1	110×56×46
HardGas S4	130×65×43
HardGas X1	113×63×51
HardGas X4	154×82×41
HardGas X6 без пробоотборного насоса	170×92×45
HardGas X6 с пробоотборным насосом	170×92×74
Масса, кг, не более	
HardGas S1	0,180
HardGas S4	0,320
HardGas X1	0,183
HardGas X4	0,400
HardGas X6 без пробоотборного насоса	0,500
HardGas X6 с пробоотборным насосом	0,575
Напряжение питания от литий-ионного аккумулятора, В	
HardGas S1 (1000 мАч)	3,7
HardGas S4 (1800 мАч)	3,7
HardGas X1 (3000 мАч)	3,7
HardGas X4 (4000 мАч)	3,7
HardGas X6 (6600 мАч)	3,6
Маркировка взрывозащиты:	
HardGas S1, HardGas S4	0 Ex ia IIC T4 Ga X
HardGas X1, HardGas X4, HardGas X6	PO Ex ia I Ma X

Таблица 8 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа, ч	40000
Средний срок службы ¹⁾ , лет, не менее	15
¹⁾ – Без учета срока службы чувствительного элемента (сенсора).	

Знак утверждения типа

наносится на идентификационную табличку и на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки газоанализаторов приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Комплект поставки газоанализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор портативный	HardGas	1 шт.
Калибровочная крышка	-	1 шт.
Зарядное устройство (блок питания, провод)	-	1 шт.
Встраиваемый пробоотборный насос с телескопическим пробозаборным зондом ¹⁾	-	1 шт.
Паспорт HardGas S1 HardGas S4 HardGas X1 HardGas X4 HardGas X6	ЕТЛС.413411.001 ПС ЕТЛС.413411.001-01 ПС ЕТЛС.413411.001-02 ПС ЕТЛС.413411.001-03 ПС ЕТЛС.413411.001-04 ПС	1 экз.
Руководства по эксплуатации: HardGas S1 HardGas S4 HardGas X1 HardGas X4 HardGas X6	ЕТЛС.413411.001 РЭ ЕТЛС.413411.001-01 РЭ ЕТЛС.413411.001-02 РЭ ЕТЛС.413411.001-03 РЭ ЕТЛС.413411.001-04 РЭ	1 экз.
¹⁾ Опционально для газоанализатора портативного мод. HardGas X6		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Использование по назначению» документов ЕТЛС.413411.001-02 РЭ «Газоанализаторы портативные HardGas модификации HardGas X1. Руководство по эксплуатации», ЕТЛС.413411.001-03 РЭ «Газоанализаторы портативные HardGas модификации HardGas X4. Руководство по эксплуатации», ЕТЛС.413411.001-04 РЭ «Газоанализаторы портативные HardGas модификации HardGas X6. Руководство по эксплуатации», ЕТЛС.413411.001 РЭ «Газоанализаторы портативные HardGas модификации HardGas S1. Руководство по эксплуатации», ЕТЛС.413411.001-01 РЭ «Газоанализаторы портативные HardGas модификации HardGas S4. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 4.43);

ГОСТ 13320-81 «Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия»;

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

Приказ Росстандарта от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

ГОСТ Р 52350.29.1-2010 «Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы.

Общие технические требования и методы испытаний газоанализаторов горючих газов»;
ГОСТ IEC 60079-29-1-2013 «Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы. Требования к эксплуатационным характеристикам газоанализаторов горючих газов»;
ГОСТ 24032-80 «Приборы шахтные газоаналитические. Общие технические требования. Методы испытаний»;
ЕТЛС.413411.001 ТУ «Газоанализаторы портативные HardGas. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью Торговая компания «Олдис»
(ООО ТК «Олдис»)
ИНН 7726658635
Юридический адрес: 115191, г. Москва, пер. Духовской, д. 17, стр. 15, эт. 2, ком. 11, оф. 23
Телефон: 495 532-02-12
E-mail: order@tkoldis.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Торговая компания «Олдис»
(ООО ТК «Олдис»)
ИНН 7726658635
Юридический адрес: 115191, г. Москва, пер. Духовской, д. 17, стр. 15, эт. 2, ком. 11, оф. 23
Адрес места осуществления деятельности: 214031, г. Смоленск, ул. Индустриальная, д. 4, стр. 6
Телефон: 495 532-02-12
E-mail: order@tkoldis.ru

Испытательные центры

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)
Адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, 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.

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)
Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. I, ком. 28
Телефон: +7 (495) 108 69 50
E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314164.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» марта 2025 г. № 556

Регистрационный № 91752-24

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по техническим средствам приема-передачи данных поступает на сервер ИВК, где осуществляется обработка измерительной

информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит УСВ типа УСВ-2, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение шкалы времени сервера ИВК со шкалой времени УСВ-2 происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация шкалы времени сервера ИВК со шкалой времени УСВ-2 осуществляется при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать ± 1 с (параметр программируемый).

Сравнение шкал времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера ИВК осуществляется при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать ± 1 с (параметр программируемый).

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 093. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО программный комплекс (ПК) «Энергосфера». Идентификационные признаки ПК приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПК «Энергосфера»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ЩР-0,4 кВ ПАО Мегафон, КЛ-0,4 кВ от ЩР-0,4 кВ бытового помещения ПРУ	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.R кл. т 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-2 Рег. № 41681-09
2	СШ 0,22 кВ СКЗ пос. Подгорное, Ввод 0,22 кВ	-	-	Меркурий 204 ARTM2-02 DPOBHR кл. т 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
3	КТП 6 кВ Котельная, РУ-0,4 кВ, ШС4 0,4 кВ, ф.Модуль	-	-	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN кл. т 1,0/2,0 Рег. № 80590-20	
4	КТП 6 кВ Котельная, РУ-0,4 кВ, ШУ-0,4 кВ, ф.Свет	-	-	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN кл. т 1,0/2,0 Рег. № 80590-20	
5	КТП 6 кВ Котельная, РУ-0,4 кВ, ШС3 0,4 кВ, ф.Очистные	ТТИ-А кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	
6	КТП 6 кВ Котельная, РУ-0,4 кВ, 2 сш 0,4 кВ, яч. 6, ф.ГК Восток	-	-	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN кл. т 1,0/2,0 Рег. № 80590-20	
7	КТП 6 кВ Котельная, РУ-0,4 кВ, РЩ-6 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону БС №18289 ПАО МТС	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.R кл. т 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	КТП 6 кВ Котельная, РУ-0,4 кВ, РШ1 0,4 кВ, ф.НБК-1 (БС 51828)	-	-	Меркурий 234 ARTMX2- 02 DPBR.R кл. т 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-2 Рег. № 41681-09
9	КТП 6 кВ Котельная, РУ-0,4 кВ, РШ2 0,4 кВ, ф.НБК-2 (БС 51828)	-	-	Меркурий 234 ARTMX2- 02 DPBR.R кл. т 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
10	РУ-0,4 кВ ООО Аква-Аргентум, ввод 0,4 кВ от РП 10 кВ Ижмолоко	ТТИ-А кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 28139-12	-	СЕ 303 S31 543 JGVZ кл. т 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	
11	ЩР-11 0,4 кВ Воткинское шоссе 178, ЩУ-1 0,4 кВ, ф. в сторону ПАО МТС	-	-	Меркурий 234 ARTMX2- 02 DPBR.R кл. т 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
12	ВРУ-1 0,4 кВ склада готовой продукции АО МИЛКОМ, КЛ- 0,4 кВ в сторону шкафа БС 18024 ПАО МТС	-	-	Меркурий 234 ARTMX2- 02 DPBR.R кл. т 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
13	ПАО "МТС" БС 18317 ПФВ	-	-	Меркурий 234 ARTMX2- 02 DPBR.R кл. т 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
14	ТП-578 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 сш 0,4 кВ, яч. 15, ВЛ-0,4 кВ ф. 57815	ТТИ-А кл. т 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	
15	ВРУ-0,4 кВ ГСК Истомино, ВЛ-0,4 кВ ф. 57811	-	-	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN кл. т 1,0/2,0 Рег. № 80590-20	
16	РУ-0,4 кВ Храм, РЩ-0,4 кВ	ТТЕ-А кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 73808-19	-	СЕ 303 S31 543 JAVZ кл. т 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
17	ЩУ 0,4 кВ ПАО МТС, КЛ-0,4 кВ ф. МТС (БС 18200)	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.R кл. т 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-2 Рег. № 41681-09
18	ЩУ-0,4 кВ АО Национальная башенная компания, КЛ-0,4 кВ ф. Вымпелком (БС 52855)	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.R кл. т 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
19	ВРУ-0,4 кВ ИП Сутягина Е.И., КЛ-0,4 кВ ф. ИП Сутягин	-	-	Меркурий 204 ARTMX2-02 DPOBHR кл. т 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
20	ВРУ-0,4 кВ скважины МУП Водоканал, КЛ-0,4 кВ ф. Водоканал	-	-	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN кл. т 1,0/2,0 Рег. № 80590-20	
21	ВРУ-0,4 кВ БС ООО СеверМедиа, КЛ-0,4 кВ ф. СеверМедиа	-	-	Меркурий 204 ARTMX2-02 DPOBHR кл. т 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
22	ВЛ-0,4 кВ ф.6 ТП-516, оп. № 4, отпайка в сторону ПАО МТС, Шкаф Учета 0,4 кВ (БС 18533)	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.R кл. т 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
23	ВЛ-0,4 кВ ф. 6 ТП-516, оп. № 10, отпайка в сторону Аппаратная базовой станции Билайн, Шкаф учета 0,4 кВ (БС 51859)	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.R кл. т 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
24	ВЛ-0,4 кВ ф.6 ТП-516, оп.10, тпайка в сторону Аппаратная базовой станции ТЕЛЕ2, Шкаф Учета 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN кл. т 1,0/2,0 Рег. № 80590-20	
25	ВРУ-0,4 кВ БУЗ МБУ КК Октябрьский, ввод 0,4 кВ от РП-1 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN кл. т 1,0/2,0 Рег. № 80590-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
26	ВРУ-0,4 кВ БУЗ УР Завьяловская РБ МЗ УР, ввод 0,4 кВ от РП-3 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN кл. т 1,0/2,0 Рег. № 80590-20	УСВ-2 Рег. № 41681-09
27	Щитовая КНС 0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1сш, вв.1 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	
28	Щитовая КНС 0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2сш, вв.2 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	
29	РП 0,4 кВ СНТ Звездный, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 234 ARTMX2- 02 DPBR.R кл. т 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
30	ВЛ-0,4 кВ ф.1 ТП- 307, отпайка в сторону БС ПАО МТС, ЩУ-0,4 кВ (БС 18-01064)	-	-	Меркурий 234 ARTMX2- 02 DPBR.R кл. т 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
31	ВРУ-0,4 кВ корп. 6 ЦВЦБ №2, ЩУ-0,4 кВ ПАО МТС (БС 18-01065)	-	-	Меркурий 234 ARTMX2- 02 DPBR.R кл. т 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
32	РЩ-1 0,4 кВ аппаратная БС ПАО МТС, КЛ-0,4 кВ от Электрощитовой 0,4 кВ (БС 18804)	-	-	Меркурий 234 ARTMX2- 02 DPBR.R кл. т 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
33	КТП-1162 6 кВ, ЩУ- 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону БС 52841 ПАО Вымпелком (БС 52841)	-	-	Меркурий 234 ARTMX2- 02 DPBR.R кл. т 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
34	ВРУ-0,22 кВ объекта Торгово- остановочный комплекс, КЛ-0,22 кВ от РЩ-0,4 кВ здания проходной заводоуправления	-	-	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN кл. т 1,0/2,0 Рег. № 80590-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
35	Щит н.о. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ от ВРУ-0,4 кВ здания ул. Маяковского, 44, стр.1	-	-	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN кл. т 1,0/2,0 Рег. № 80590-20	УСВ-2 Рег. № 41681-09
36	ВРУ-0,4 кВ ПАО Мегафон, КЛ-0,4 кВ от ВРУ-0,4 кВ здания ул. Маяковского, 44, стр.2	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.R кл. т 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
37	ТП-965 Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 М У3 кл. т 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 71031-18	-	CE308 S31.543.OAG.SYUVJLFZ GS01 SPDS кл. т 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	
38	ТП-965 Ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 М У3 кл. т 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 71031-18	-	CE308 S31.543.OAG.SYUVJLFZ GS01 SPDS кл. т 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	
39	ТП-3 10 кВ, ВРУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ-60 кл. т 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTX2-03 DPBR кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
40	ТП-4 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ-60 кл. т 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTX2-03 PBR кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
41	ТП-2201 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ, Ввод Т-1 0,4 кВ	ТТИ-100 кл. т 0,5S Ктт = 1000/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
42	ТП-2201 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ, Ввод Т-2 0,4 кВ	ТТИ-60 кл. т 0,5S Ктт = 1000/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
43	ТП-2203 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ, Ввод Т-1 0,4 кВ	ТТИ-100 кл. т 0,5S Ктт = 1000/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-2 Рег. № 41681-09
44	ТП-2203 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ, Ввод Т-2 0,4 кВ	ТТИ-100 кл. т 0,5S Ктт = 1000/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
45	ТП-2204 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ, Ввод Т-1 0,4 кВ	ТТИ-100 кл. т 0,5S Ктт = 1000/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
46	ТП-2204 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ, Ввод Т-2 0,4 кВ	ТТИ-100 кл. т 0,5S Ктт = 1000/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
47	ПС Красногорская 110 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ, яч. 1, КЛ-10 кВ ф. 1 ПС Красногорская	ТЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
48	ПС Красногорская 110 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ, яч. 10, КЛ-10 кВ ф. 4 ПС Красногорская	ТЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 16687-02	ТЕ3000.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	
49	ВЛ-10 кВ ф. 2 ПС Бахта, оп. 144, ПКУ-10 кВ, КЛ-10 кВ в сторону ЦРП Птицефабрика 10 кВ	-	-	РиМ 384.02/2 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 55522-13	
50	ТП-82 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону КНС-1 0,4 кВ	ТТИ-А кл. т 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
51	ТП-КНС-2 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ, Ввод Т-1 0,4 кВ	ТТИ-А кл. т 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTMX2- 03 DPBR.R кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСБ-2 Рег. № 41681-09
52	ТП-КНС-2 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ, Ввод Т-2 0,4 кВ	ТТИ-А кл. т 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTMX2- 03 DPBR.R кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
53	СНТ Птицевод-1 0,4 кВ, ВРУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТИ-А кл. т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTMX2- 03 DPBR.R кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
54	СНТ Птицевод-2 0,4 кВ, ВРУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТИ-А кл. т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTMX2- 03 DPBR.R кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
55	ТП-1105 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 1 СШ, Ввод Т-1 0,4 кВ	Т-0,66 М У3 кл. т 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 71031-18	-	CE308 S31.543.OAG.SYUVJLFZ GS01 SPDS кл. т 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	
56	ТП-1105 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 СШ, Ввод Т-2 0,4 кВ	Т-0,66 М У3 кл. т 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 71031-18	-	CE308 S31.543.OAG.SYUVJLFZ GS01 SPDS кл. т 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	
57	ТП-210 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 1 СШ, Ввод Т-1 0,4 кВ	Т-0,66 М У3 кл. т 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 71031-18	-	CE308 S31.543.OAG.SYUVJLFZ GS01 SPDS кл. т 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	
58	ТП-210 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 СШ, Ввод Т-2 0,4 кВ	Т-0,66 М У3 кл. т 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 71031-18	-	CE308 S31.543.OAG.SYUVJLFZ GS01 SPDS кл. т 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	
59	ТП-1128 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 1 СШ, Ввод Т-1 0,4 кВ	ТТИ-100 кл. т 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 28139-12	-	CE308 S31.543.OAG.SYUVJLFZ GS01 SPDS кл. т 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	
60	ТП-1128 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 СШ, Ввод Т-2 0,4 кВ	ТТИ-100 кл. т 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 28139-12	-	CE308 S31.543.OAG.SYUVJLFZ GS01 SPDS кл. т 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
61	ТП-815 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ, Ввод Т-1 0,4 кВ	ТТИ-А кл. т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 28139-12	-	CE308 S31.543.OAG.SYUVJLFZ GS01 SPDS кл. т 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	УСВ-2 Рег. № 41681-09
62	ПС ТЭЦ-1 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. 42, ВЛ-6 кВ ф. 42 в сторону ТП №1 6 кВ	ТПОЛ10 кл. т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. 1261-59	НТМИ-6-66 кл. т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
63	ПС Первомайская 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 4 СШ, яч. 32, ВЛ-6 кВ ф. 43 в сторону ТП №1 6 кВ	ТПЛМ-10 кл. т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 кл. т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. 380-49	СЭТ-4ТМ.03.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
64	ТП № 1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 3 СШ, КЛ-0,4 кВ ф. №5 в сторону ЭПУ ОАО "РЖД"	ТОП-0,66 кл. т 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 58386-14	-	ПСЧ-3АРТ.09.132.4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 47122-11	
65	ТП № 1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ, КЛ-0,4 кВ ф. №25 в сторону ЭПУ ОАО "РЖД"	ТОП-0,66 кл. т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 58386-14	-	ПСЧ-3АРТ.09.132.4 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 47122-11	
66	ВРУ-0,4 кВ ГСК Истомино, ВЛ-0,4 кВ ф. 57811	Т-0,66 У3 кл. т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	
67	ПС Тюмень 110 кВ, РУ-10 кВ, яч. 10, ВЛ-10 кВ ф. 10	ТЛМ-10 кл. т 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 кл. т 0,2 К _{ТН} = 10000/100 Рег. 11094-87	ТЕ2000.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	
68	ПС Тюмень 110 кВ, РУ-10 кВ, яч. 24, ВЛ-10 кВ ф. 18	ТЛМ-10 кл. т 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 кл. т 0,2 К _{ТН} = 10000/100 Рег. 11094-87	ТЕ2000.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	

Примечания:

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

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 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 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1 – 4, 6 – 9, 11 – 13, 15, 17 – 26, 29 – 36	Активная	1,1	3,5
	Реактивная	2,2	5,8
5, 27, 28, 64	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	4,3
10, 16, 37, 38, 61	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	1,9	2,8
14, 39, 40 – 46, 50 – 54, 65, 66	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,1	4,0
47, 62, 63	Активная	1,2	5,8
	Реактивная	2,5	3,6
48	Активная	1,2	5,8
	Реактивная	2,5	4,4
49	Активная	0,6	2,1
	Реактивная	1,1	3,4
55 – 60	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	1,9	2,7
67, 68	Активная	1,0	5,7
	Реактивная	2,2	4,3
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} , cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до +35°С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСВ-2	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -45 до +40 от -40 до +55 от -10 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Меркурий 234, Меркурий 204: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Меркурий 230 (рег. № 80590-20): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Меркурий 230 (рег. № 23345-07): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЕ308: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЕ 303: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более интеллектуальные приборы учета электроэнергии РиМ 384.02/2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ТЕ2000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ТЕ3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИБК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	320000 72 210000 72 150000 72 220000 72 220000 72 90000 72 180000 72 220000 72 220000 72 0,99 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТТИ-А	27
Трансформаторы тока	ТТЕ-А	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	9
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	18
Трансформаторы тока	ТТИ-60	9
Трансформаторы тока	ТТИ-100	21
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	8

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ10	2
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 204	3
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	33
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	14
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЕ308	9
Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные	СЕ 303	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	3
Интеллектуальные приборы учета электроэнергии	РиМ 384.02/2	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ТЕ2000	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные - измерители ПКЭ	ТЕ3000	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Формуляр	17254302.384106.093.ФО.24.1	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 «КомЭнерго», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «КомЭнерго» (ООО «КомЭнерго»)
ИНН 1840013624
Юридический адрес: 426039, Удмуртская Республика., г. Ижевск, ш. Воткинское, д. 56
Телефон: +7 (3412) 457-757
E-mail: office@komenergy.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «КомЭнерго» (ООО «КомЭнерго»)
ИНН 1840013624
Адрес: 426039, Удмуртская Республика., г. Ижевск, ш. Воткинское, д. 56
Телефон: +7 (3412) 457-757
E-mail: office@komenergy.com

Испытательный центр

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