

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики давления Тизприбор-150Р

Назначение средства измерений

Датчики давления Тизприбор-150Р (далее - датчики), предназначены для непрерывных измерений и преобразования значений измеряемого параметра - абсолютного и избыточного давления, в том числе разрежения, давления-разрежения, а также разности давлений, уровня жидкости, расхода жидкостей и газов и других величин, функционально связанных с давлением в унифицированный токовый и/или цифровые выходные сигналы.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на упругой деформации материала чувствительного элемента. Давление через разделительную мембрану и разделительную жидкость передается на первичный преобразователь. Далее сигнал с первичного преобразователя передается на электронную схему (вторичный преобразователь), формирующую унифицированный аналоговый выходной сигнал и/или в цифровой выходной сигнал посредством протоколов HART, Foundation Fieldbus H1, PROFIBUS PA.

В зависимости от измеряемого давления датчики имеют следующие обозначения:

SR, SD, SH - датчики разности (перепада) давлений низких, средних и высоких значений давлений, соответственно;

SG, TG - датчики избыточного давления (в том числе вакуумметрические и мановакуумметрические датчики);

SA, TA - датчики абсолютного давления.

В зависимости от используемого протокола связи датчики имеют следующие обозначения:

H - протокол HART;

F - протокол Foundation Fieldbus H1;

P - протокол PROFIBUS PA.

Датчики изготавливаются:

- с индикаторным устройством на основе жидких кристаллов (ЖК-дисплей);
- без индикаторного устройства.

Датчики являются многопределными и настраиваются при выпуске предприятием изготовителем на максимальный верхний предел измерения. Датчик имеет возможность перенастройки на любой верхний предел измерения, находящийся в диапазоне от минимального до максимального верхнего предела измерения для данного кода диапазона измерений.

Датчики давления Тизприбор-150Р имеют обычное или взрывозащищенное исполнение.

Фотографии общего вида датчиков представлены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид датчиков давления Тизприбор-150Р

Заводской номер наносится лазерным способом на прикрепленную к датчику табличку. Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа указаны на рисунке 2. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Пломбирование датчиков не предусмотрено.

 Датчик давления Тизприбор-150Р Модель <u>SG0H22M5IA</u> Предел измерений <u>20 kPa</u> Заводской номер <u>70010</u> Дата выпуска <u>4.03.2023</u>		Место нанесения заводского номера Место нанесения знака утверждения типа
☒ 4-20 mA HART ☐ 4-20 mA	☐ FOUNDATION Fieldbus ☐ PROFIBUS-PA	Рабочее давление <u>30 kPa</u> Питание <u>11,9 - 30 V</u> Исполнение IP <u>68</u> 0 Ex <u>ia IIC T6 Ga X</u>

Рисунок 2 – Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

На датчиках давления установлено программное обеспечение.

Конструкция датчиков исключает возможность несанкционированного влияния на встроенное ПО и измерительную информацию. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с рекомендацией по метрологии Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные встроенного ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование программного обеспечения	HT PTRC	FF PTRC	PA PTRC
Идентификационное наименование программного обеспечения	PH150T	PF150T	PP150T
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения, не ниже	5.4	1.21	3.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	bld430b4	279cca41	E5e6f64
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	CRC-32	CRC-32	CRC-32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики датчиков приведены в таблицах 2 – 5.

Таблица 2 – Метрологические характеристика датчиков разности (перепада) давления

Модификация	Код диапазона измерений	Минимальный верхний предел измерений, P_{min} , кПа	Максимальный верхний предел измерений, P_{max} , кПа	Предельно допустимое рабочее избыточное давление, МПа	Давление перегрузки, МПа	Пределы допускаемой основной приведенной (к настроенному диапазону измерений) погрешности измерений, γ , %	Пределы допускаемой дополнительной приведенной к настроенному диапазону измерений погрешности, вызванной отклонением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, $\gamma_{доп}$ %/28 °С			
SR	2	0,03	1,5	6,89	0,4	$\pm 0,1$ ¹⁾	$\pm [0,05 \cdot ДИ_{max} + 0,25 \cdot ДИ_{настр}]$			
SD	3	0,075	7,5	13,8	13,8	$\pm 0,075$ ^{2),3)} $\pm 0,2$ $\pm 0,5$	$\pm [0,019 \cdot ДИ_{max} + 0,125 \cdot ДИ_{настр}]$ ⁴⁾ $\pm [0,025 \cdot ДИ_{max} + 0,125 \cdot ДИ_{настр}]$ ⁵⁾			
	4	0,374	37,4							
	5	1,86	186,8							
	6	6,9	690							
	7	20,86	2068							
	8	68,9	6890							
SH	4	0,374	37,4	31,0						
	5	1,86	186,8							
	6	6,9	690							
	7	20,86	2068							

Примечания:

¹⁾ Если $K > 2$, то основная приведенная (к настроенному диапазону измерений) погрешность составит $\pm [0,05 + 0,025 \cdot K] \% \cdot ДИ_{настр}$, где $K = ДИ_{max} / ДИ_{настр}$. ($ДИ_{max}$ – максимальный диапазон измерений; $ДИ_{настр}$ – настроенный диапазон измерений);

²⁾ Если $K > 10$, то основная приведенная (к настроенному диапазону измерений) погрешность измерений составит: $\pm [0,025 + 0,005 \cdot K] \% ДИ_{настр}$.

³⁾ Конкретное значение указано в паспорте датчика;

⁴⁾ Если $K \leq 10$;

⁵⁾ Если $K > 10$.

Датчики имеют функцию выбора других единиц измерений давления, допускаемых к применению в Российской Федерации.

Нижний предел измерений равен нулю.

Вариация выходного сигнала γ_t не должна превышать значения допускаемой основной приведенной (к настроенному диапазону измерений) погрешности измерений $|\gamma|$.

Таблица 3 – Метрологические характеристики датчиков избыточного давления

Модификация	Код диапазона измерений	Нижний предел измерений, $P_{нип}$ (кПа)	Минимальный верхний предел измерений, P_{min} (кПа)	Максимальный верхний предел измерений, P_{max} (кПа)	Давление перегрузки, МПа	Пределы допускаемой основной приведенной (к настроенному диапазону измерений) погрешности измерений, γ , %	Пределы допускаемой дополнительной приведенной к настроенному диапазону измерений погрешности, вызванной отклонением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, $\gamma_{доп}$ %/28 °С
SG	3	от 0 до -7,5	0,075	7,5	13,8	$\pm 0,075$ ^{1),2)} $\pm 0,2$ $\pm 0,5$	$\pm [0,019 \cdot ДИ_{\max} + 0,125 \cdot ДИ_{настр}]$ ³⁾ $\pm [0,025 \cdot ДИ_{\max} + 0,125 \cdot ДИ_{настр}]$ ⁴⁾
	4	от 0 до -37,4	0,374	37,4			
	5	от 0 до -98	1,86	186,8			
	6	от 0 до -98	6,9	690			
	7	от 0 до -98	20,86	2068			
	8	от 0 до -98	68,9	6890			
	9	от 0 до -98	206,8	20680	31,0		
	0	от 0 до -98	413,7	41370	51,7		
TG	0	от 0 до -98	0,2	20	0,03		
	1	от 0 до -98	0,35	35	0,05		
	2	от 0 до -98	1	100	0,15		
	3	от 0 до -98	3,5	350	0,5		
	4	от 0 до -98	7	700	1		
	5	от 0 до -98	10	1 000	1,5		
	6	от 0 до -98	25	2 500	3,7		
	7	от 0 до -98	35	3 500	5		
	8	от 0 до -98	60	6 000	9		
	9	от 0 до -98	100	10 000	15		
	A	от 0 до -98	350	35 000	50		
	B	от 0 до -98	600	60 000	90		

Примечания: ¹⁾ Если $K > 10$, то основная приведенная (к настроенному диапазону измерений) погрешность измерений составит $\pm [0,025 + 0,005 \cdot K] \% \cdot ДИ_{настр}$, где $K = ДИ_{\max} / ДИ_{настр}$. ($ДИ_{\max}$ – максимальный диапазон измерений; $ДИ_{настр}$ – настроенный диапазон измерений);

²⁾ Конкретное значение указано в паспорте датчика;

³⁾ Если $K \leq 10$;

⁴⁾ Если $K > 10$.

Датчики имеют функцию выбора других единиц измерений давления, допускаемых к применению в Российской Федерации.

Вариация выходного сигнала γ_r не должна превышать значения допускаемой основной приведенной (к настроенному диапазону измерений)

Таблица 4 – Метрологические характеристики датчиков абсолютного давления

Модифи- кация	Код диапазона измерений	Минимальный верхний предел измерений, <i>Pmin</i> (кПа)	Максимальный верхний предел измерений, <i>Pmax</i> (кПа)	Давление перегрузки, МПа	Пределы допускаемой основной приведенной (к настроенному диапазону измерений) погрешности измерений, γ , %	Пределы допускаемой дополнительной приведенной к настроенному диапазону измерений погрешности, вызванной отклонением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, $\gamma_{\text{доп}}$ %/28 °C
SA	4	0,374	37,4	0,4	$\pm 0,075$ ^{1),2)} $\pm 0,2$ $\pm 0,5$	$\pm [0,019 \cdot \text{ДИ}_{\text{макс}} + 0,125 \cdot \text{ДИ}_{\text{настр}}]$ ³⁾ $\pm [0,025 \cdot \text{ДИ}_{\text{макс}} + 0,125 \cdot \text{ДИ}_{\text{настр}}]$ ⁴⁾
	5	1,86	186,8	1,5		
	6	6,9	690	3,0		
	7	20,86	2068	13,8		
	8	68,9	6890			
TA	0	0,2	20	0,03		
	1	0,35	35	0,05		
	2	1	100	0,15		
	3	3,5	350	0,5		
	4	7	700	1,0		
	5	10	1 000	1,5		
	6	25	2 500	3,7		
	7	35	3 500	5,0		
	8	60	6 000	9,0		
	9	100	10 000	15,0		
	A	350	35 000	50,0		

Примечания:

¹⁾ Если $K > 10$, то основная приведенная (к настроенному диапазону измерений) погрешность измерений составит $\pm [0,025 + 0,005 \cdot K] \% \cdot ДИ_{настр}$, где $K = ДИ_{\max} / ДИ_{настр}$. ($ДИ_{\max}$ – максимальный диапазон измерений; $ДИ_{настр}$ – настроенный диапазон измерений);

²⁾ Конкретное значение указано в паспорте датчика;

³⁾ Если $K \leq 10$;

⁴⁾ Если $K > 10$;

Датчики имеют функцию выбора других единиц измерений давления, допускаемых к применению в Российской Федерации.

Нижний предел измерений равен нулю абсолютного давления.

Вариация выходного сигнала γ_T не должна превышать значения допускаемой основной приведенной (к настроенному диапазону измерений) погрешности измерений $|\gamma|$.

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия измерений давления: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха (без конденсации), %, не более - атмосферное давление, кПа	от +21 до +25 от 30 до 80 от 84 до 106,7
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °C ^{1) 2)} - относительная влажность воздуха (без конденсации), %, не более - атмосферное давление, кПа	от -55 до +85 80 от 84 до 106,7
Выходные сигналы: - аналоговый сигнал силы постоянного тока, мА - цифровой сигнал	от 4 до 20 HART, PROFIBUS PA, Foundation Fieldbus H1
Напряжение питания постоянного тока, В: - датчики с цифровыми выходными сигналами PROFIBUS PA и Foundation Fieldbus H1 - датчики с аналоговым выходным сигналом от 4 до 20 мА и цифровым выходным сигналом HART	от 9 до 32 от 11,9 до 42
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015 ³⁾	IP66, IP68
Маркировка взрывозащиты ³⁾	0Ex ia IIC T6/T4 Ga X или 1Ex d IIC T6/T4 Gb X
Масса, кг, не более - Модификации SR, SD, SH, SG, SA - Модификации TG, TA	3,6 (с ЖК-дисплеем), 3,4 (без ЖК-дисплеем) 2,0 (с ЖК-дисплеем), 1,8 (без ЖК-дисплеем)
Габаритные размеры, мм, не более (длина×ширина×высота)	135×150×200
Примечания: ¹⁾ для исполнений с ЖК-дисплеем рабочий диапазон температур от минус 30 до плюс 50 °C; ²⁾ для исполнений с взрывозащищённым исполнением рабочий диапазон температур от минус 40 до плюс 70 °C; ³⁾ конкретное значение указано в паспорте датчика.	

Знак утверждения типа

наносится методом гравирования на прикрепленную к корпусу датчика техническую табличку и(или) типографским способом на титульный лист паспорта датчика.

Комплектность средства измерений
приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность датчиков давления

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Датчик давления	Тизприбор–150Р	1
Руководство по эксплуатации	9078150 РЭ	1 ¹⁾
Паспорт	9078150 ПС	1
Комплект монтажных частей	-	1 ²⁾
Программное обеспечение	-	1 ¹⁾
Методика поверки (копия)	-	1 ²⁾
Примечания: 1) - Поставляется на партию; 2) - Поставляется по запросу.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.3 «Руководство по эксплуатации. Измерение параметров, настройка и калибровка датчиков»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к датчикам давления Тизприбор–150Р

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

ГОСТ 22520-85 «Датчики давления, разряжения и разности давлений с электрическим аналоговыми выходными сигналами ГСП»;

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 августа 2021 г. № 1904 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений разности давления до $1 \cdot 10^5$ Па»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ – $1 \cdot 10^7$ Па»;

ТУ 4212-150-37185268-2014 «Датчики давления Тизприбор-150Р. Технические условия»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Завод «Тизприбор»
(ООО «Завод «Тизприбор»)

ИНН 7713736815

Юридический адрес: 606030, Нижегородская обл., г. Дзержинск, ул. Набережная Окская, д. 3, помещ. Б

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Завод «Тизприбор»
(ООО «Завод «Тизприбор»)

ИНН 7713736815

Юридический адрес: 606030, Нижегородская обл., г. Дзержинск, ул. Набережная
Окская, д. 3, помещ. Б

Адрес места осуществления деятельности: 606000, Нижегородская обл.,
г. Дзержинск, ул. Науки, д. 8И, к. 1

Тел: 8(495) 540-52-98

Испытательный центр

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

Юридический 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.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» апреля 2024 г. № 895

Регистрационный № 67438-17

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» Л-75, г. Барнаул, Павловский тракт, д. 156

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» Л-75, г. Барнаул, Павловский тракт, д. 156 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, 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 распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), 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 (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, её обработку и хранение.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной

информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/Р.

Передача информации от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ более ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Лента» Л-75, г. Барнаул, Павловский тракт, д. 156 наносится на этикетку, расположенную на внешней поверхности серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер 025 указывается в паспорт-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» 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 ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчики	УССВ			Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	ПС 110 кВ Юго-Западная, РУ-10 кВ, яч. 47	ТЛК-10 Коэф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 42683-09	НАМИТ-10-2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. №16687-02	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер ООО «Лента»	Актив- ная	1,4	1,9
							Реак- тивная	2,1	3,6
2	ПС 110 кВ Юго-Западная, РУ-10 кВ, яч. 26	ТЛМ-10 Коэф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2473-05	НАМИТ-10-2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. №16687-07	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	1,4
							Реак- тивная	1,9	2,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									± 5 с

Примечания:

- В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО), а также замена ПО на аналогичное, с версией не ниже, указанной в таблице 1. Замена оформляется 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

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 100 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК № 1 для ИК № 2 коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчика типа СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчика типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 90000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 30 3,5

Надежность системных решений:
 защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
 резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

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

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

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛК-10	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	—	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	АСВЭ 146.00.000.025 ФО с Изменением № 1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Л-75, г. Барнаул, Павловский тракт, д. 156 для оптового рынка электроэнергии», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде ФР.1.34.2018.30851.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учёт Проект»
(ООО «АКУП»)

ИНН 7725743133

Адрес: 115114, г. Москва, Даниловская набережная, д. 8, стр. 29А

Телефон: (985) 343-55-07

E-mail: proekt-akup@yandex.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42

Телефон: (4932) 32-84-85

Факс: (4932) 41-60-79

E-mail: post@csm.ivanovo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311781.

в части вносимых изменений

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

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» апреля 2024 г. № 895

Регистрационный № 67467-17

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Оренбургской СЭС-5

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Оренбургской СЭС-5 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям.

Описание средства измерений

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

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

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер под управлением гипервизора VMware на базе закрытой облачной системы (сервер), программный комплекс (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

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

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера, где производится сбор и хранение результатов измерений.

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

Один раз в сутки сервер автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в xml-формате и передает его по электронной почте во внешние организации. Передача файла с результатами измерений в xml-формате, подписанного электронной подписью (ЭП) субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» производится с АРМ субъекта ОРЭ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера 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 с УСВ осуществляется не реже 1 раза в час. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождения. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ Оренбургской СЭС-5 наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 5600009800 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (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». Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПК «Энергосфера» указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные

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	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики приведены в таблице 2. Основные технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Наименование объекта и номер точки измере- ний		Состав ИК				Метрологические характери- стики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	Сервер / УСВ	Вид электро- энергии	Границы допускаемой основной относительной по- грешности (+δ) %	Границы допускаемой отно- сительной погрешности в ра- бочих условиях, ±δ) %
1	Оренбургская СЭС-5, КРУ 10 кВ, 1 с.ш., яч. 101	ТОЛ-СЭЩ- 10 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623- 12	НАЛИ- СЭЩ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51621-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697- 12	VMware / УСВ-3, Рег. № 84823-22	активная реактивная	1,3 2,5	3,3 5,6
2	Оренбургская СЭС-5, КРУ 10 кВ, 2 с.ш., яч. 201	ТОЛ-СЭЩ- 10 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623- 12	НАЛИ- СЭЩ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51621-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697- 12				
3	Оренбургская СЭС-5, КРУ 10 кВ, 1 с.ш., яч. 106, ТСН-1	ТОЛ-СЭЩ- 10 10/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623- 12	НАЛИ- СЭЩ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51621-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697- 12				
4	Оренбургская СЭС-5, КРУ 10 кВ, 2 с.ш., яч. 206, ТСН-2	ТОЛ-СЭЩ- 10 10/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623- 12	НАЛИ- СЭЩ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51621-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697- 12				
5	Оренбургская СЭС-5, БМИУ 1, ТСН-1	ТОП-0,66 30/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959- 16	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697- 12		активная реактивная	1,0 2,1	3,3 5,5
6	Оренбургская СЭС-5, БМИУ 2, ТСН- 2	ТОП-0,66 30/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-11	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697- 12				

Продолжение таблицы 2

Предложение таблицы 2								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	Оренбургская СЭС-5, БМИУ 3, ТСН-3	ТОП-0,66 30/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959- 16	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697- 12	VMware / UCSB-3, Рег. № 84823-22	ак- тив- ная	1,0	3,3
8	Оренбургская СЭС-5, БМИУ 4, ТСН-4	ТОП-0,66 30/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959- 11	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697- 12		ре- ак- тив- ная	2,1	5,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU), с								±5
Примечания:								
1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы 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 силы тока 2 % от I _{ном} ; cosφ = 0,8 _{инд} .								
4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО. Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.								

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	8
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности, $\cos\varphi$ частота, Гц	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,8 до 1,0 от 49,8 до 50,2

Продолжение таблицы 3

1	2
температура окружающей среды: в месте расположения ТТ и ТН, °С в месте расположения счетчиков, °С	от +10 до +30 от +5 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	 165000 2 45000 2 160000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 113 40 3,5

Надежность системных решений:
защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.
В журналах событий счетчиков и сервера фиксируются факты:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.
Защищенность применяемых компонентов:
– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электроэнергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки.
– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электроэнергии;
сервера.
Возможность коррекции шкалы времени в:
счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
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 титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	12
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-10	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	8
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	VMware	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	5600009800.ОР-СЭС-Э- АИISKУЭ-ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ Оренбургской СЭС-5», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

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

ИНН 6660149600

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

Телефон: +7 (343) 356-51-11

Факс: +7 (343) 310-01-06

E-mail: info@prosoftsystems.ru

Испытательный центр

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

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: info@vniims.ru

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

в части вносимых изменений

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

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

Телефон: +7 (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы Бинар-XX-XXX-X

Назначение средства измерений

Газоанализаторы Бинар-XX-XXX-X (далее - газоанализаторы) предназначены для автоматического непрерывного измерения объемной доли или массовой концентрации компонентов в воздухе рабочей зоны и газовых средах.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов основан на непрерывном преобразовании сигналов, поступающих с газочувствительных измерительных преобразователей (сенсоров), в аналоговую или в цифровую форму, с последующей обработкой встроенным микропроцессором и выводом результатов измерений на цифровой индикатор газоанализатора и (или) передачу их внешнему компьютеру и другим регистрирующим устройствам или исполнительным механизмам.

Газоанализаторы могут комплектоваться сенсорами следующих типов: оптический, полупроводниковый, термокаталитический, фотоионизационный, электрохимический.

Газоанализаторы имеют диффузионный способ отбора пробы.

Газоанализаторы обеспечивают выполнение следующих функций:

- непрерывное измерение объемной доли или массовой концентрации определяемого компонента;
- сигнализацию о превышении заданных пороговых значений определяемого компонента;
- самодиагностику;
- сохранение журнала событий, включая пиковые значения концентрации определяемого компонента, тип и длительность события, время, прошедшее с момента регистрации тревоги.

Газоанализаторы выпускаются в модификациях в зависимости от функционального исполнения и контролируемых газов, и имеют следующее обозначение Бинар-XX-XXX-X, где первая цифра (-XX-) это обозначение определяемого компонента согласно таблице 3, вторая цифра (-XXX-) функциональное исполнение прибора согласно таблице 1, третья цифра (-X-) тип корпуса (А – алюминий, Н – нержавеющая сталь).

Таблица 1 – Функциональное исполнение газоанализаторов

Обозначение	Функциональное исполнение
Бинар-XX-000-X	Измерение концентрации контролируемого газа без индикации, выдача унифицированного сигнала от 4 до 20 мА об объемной доле контролируемого газа (по отдельному заказу с HART протоколом) или RS-485 протокол ModBus

Продолжение таблицы 1

Обозначение	Функциональное исполнение
Бинар-XX-001-X	Измерение концентрации контролируемого газа без индикации, наличие аккумуляторного блока питания, выдача унифицированного сигнала от 4 до 20 мА об объемной доле контролируемого газа (по отдельному заказу с HART протоколом) или RS-485 протокол ModBus
Бинар-XX-010-X	Контроль и индикация контролируемого газа на LED-индикаторе, выдача унифицированного сигнала от 4 до 20 мА об объемной доле контролируемого газа (по отдельному заказу с HART протоколом) или RS-485 протокол ModBus
Бинар-XX-100-X	Измерение концентрации контролируемого газа без индикации, выдача унифицированного сигнала от 4 до 20 мА об объемной доле контролируемого газа (по отдельному заказу с HART протоколом) или RS-485 протокол ModBus, наличие управляющего контакта типа «Сухой контакт»
Бинар-XX-011-X	Контроль и индикация контролируемого газа на LED-индикаторе, наличие аккумуляторного блока питания, выдача унифицированного сигнала от 4 до 20 мА об объемной доле контролируемого газа (по отдельному заказу с HART протоколом) или RS-485 протокол ModBus
Бинар-XX-111-X	Контроль и индикация контролируемого газа на LED-индикаторе, наличие аккумуляторного блока питания, выдача унифицированного сигнала от 4 до 20 мА об объемной доле контролируемого газа (по отдельному заказу с HART протоколом) или RS-485 протокол ModBus, наличие управляющего контакта типа «Сухой контакт»
Бинар-XX-110-X	Контроль и индикация контролируемого газа на LED-индикаторе, выдача унифицированного сигнала от 4 до 20 мА об объемной доле контролируемого газа (по отдельному заказу с HART протоколом) или RS-485 протокол ModBus, наличие управляющего контакта типа «Сухой контакт»
Бинар-XX-101-X	Измерение концентрации контролируемого газа без индикации, наличие аккумуляторного блока питания, выдача унифицированного сигнала от 4 до 20 мА об объемной доле контролируемого газа (по отдельному заказу с HART протоколом) или RS-485 протокол ModBus, наличие управляющих контактов типа наличие управляющего контакта типа «Сухой контакт»

Газоанализатор любой модификации при производстве может быть оснащен цифровым выходом с протоколом HART.

Общий вид газоанализатора с указанием мест нанесения знака утверждения типа, заводского номера приведен на рисунке 1.

Пломбирование и нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится термографическим способом или лазерной гравировкой на маркировочную табличку в месте, указанном на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид газоанализатора с указанием мест нанесения знака утверждения типа, заводского номера

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют защиту программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений, реализованную изготовителем на этапе производства посредством установки системы защиты микроконтроллера от чтения и записи.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Binar
Номер версии (идентификационный номер ПО):	не ниже 7.3
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний T _{0,9} , не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Аммиак (NH ₃)	ЭХ	120	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 71 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±2 млн ⁻¹	-
				св. 10 до 100 млн ⁻¹	-	±20 %
Аммиак (NH ₃)	ФИ	40	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 71 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹	±10 млн ⁻¹	-
Аммиак (NH ₃)	ЭХ	120	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 710 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±15 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 1000 млн ⁻¹	-	±15 %
Аммиак (NH ₃)	ФИ	40	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 710 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±20 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 1000 млн ⁻¹	-	±20 %
Арсин (AsH ₃)	ЭХ	30	от 0 до 1 млн ⁻¹ (от 0 до 3,24 мг/м ³)	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ включ.	±0,1 млн ⁻¹	-
				св. 0,5 до 1 млн ⁻¹	-	±20 %
Ацетилен (C ₂ H ₂)	ФИ	60	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 216,5 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±10 млн ⁻¹	-
				св. 50 до 200 млн ⁻¹	-	±20 %

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Ацетилен (C_2H_2)	ТК, ИК	40	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-
Ацетилен (C_2H_2)	ТК, ИК	40	от 0 до 1,15 % об. д.		±0,1 % об. д.	-
Ацетон (C_3H_6O)	ФИ	20	от 0 до 200 $млн^{-1}$ (от 0 до 483 $мг/м^3$)	от 0 до 50 $млн^{-1}$ включ.	±10 $млн^{-1}$	-
				св. 50 до 200 $млн^{-1}$	-	±20 %
Ацетон (C_3H_6O)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-
Ацетон (C_3H_6O)	ТК, ИК	20	от 0 до 1,25 % об. д.		±0,1 % об. д.	-
Бензол (C_6H_6)	ФИ, ЭХ	20	от 0 до 20 $млн^{-1}$ (от 0 до 65 $мг/м^3$)	от 0 до 5 $млн^{-1}$ включ.	±1 $млн^{-1}$	-
				св. 5 до 20 $млн^{-1}$	-	±20 %
Бензол (C_6H_6)	ФИ, ЭХ	20	от 0 до 200 $млн^{-1}$ (от 0 до 650 $мг/м^3$)	от 0 до 100 $млн^{-1}$ включ.	±15 $млн^{-1}$	-
				св. 100 до 200 $млн^{-1}$	-	±15 %
Бензол (C_6H_6)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-
Бензол (C_6H_6)	ТК, ИК	20	от 0 до 0,6 % об. д.		±0,06 % об. д.	-
Бензол (C_6H_6)	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5 % НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	±10 %
Бензол (C_6H_6)	ИК	20	от 0 до 1,2 % об. д.	от 0 до 0,6 % об. д. включ.	±0,06 % об. д.	-
				св. 0,6 до 1,2 % об. д.	-	±10 %
Бутан (C_4H_{10})	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±3% НКПР	-
Бутан (C_4H_{10})	ТК, ИК	20	от 0 до 0,7 % об. д.		±0,04% об. д.	-

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Бутан (C_4H_{10})	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР включ.	$\pm 3\%$ НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	$\pm 5\%$
Бутан (C_4H_{10})	ИК	20	от 0 до 1,4 % об.д.	от 0 до 0,7 % об. д. включ.	$\pm 0,04\%$ об. д.	-
				св. 0,7 до 1,4 % об. д.	-	$\pm 5\%$
Водород (H_2)	ЭХ	20	от 0 до 1000 $млн^{-1}$ (от 0 до 84 $мг/м^3$)	от 0 до 100 $млн^{-1}$ включ.	± 15 $млн^{-1}$	-
				св. 100 до 1000 $млн^{-1}$	-	$\pm 15\%$
Водород (H_2)	ЭХ	20	от 0 до 2000 $млн^{-1}$ (от 0 до 167,6 $мг/м^3$)	от 0 до 100 $млн^{-1}$ включ.	± 20 $млн^{-1}$	-
				св. 100 до 2000 $млн^{-1}$	-	$\pm 20\%$
Водород (H_2)	ЭХ	20	от 0 до 4000 $млн^{-1}$ (от 0 до 335 $мг/м^3$)	от 0 до 200 $млн^{-1}$ включ.	± 20 $млн^{-1}$	-
				св. 200 до 4000 $млн^{-1}$	-	$\pm 10\%$
Водород (H_2)	ТК, ЭХ	20	от 0 до 50 % НКПР		$\pm 5\%$ НКПР	-
Водород (H_2)	ТК, ЭХ	20	от 0 до 2 % об. д.		$\pm 0,2\%$ об. д.	-
Водород (H_2)	ЭХ	60	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР включ.	$\pm 5\%$ НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	$\pm 10\%$
Водород (H_2)	ЭХ	60	от 0 до 4 % об. д.	от 0 до 2 % об. д. включ.	$\pm 0,2\%$ об. д.	-
				св. 2 до 4 % об. д.	-	$\pm 10\%$
Гексан (C_6H_{14})	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		$\pm 5\%$ НКПР	-
Гексан (C_6H_{14})	ТК, ИК	20	от 0 до 0,5 % об. д.		$\pm 0,05\%$ об. д.	-
Гексан (C_6H_{14})	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР		$\pm 5\%$ НКПР	-

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний T _{0,9} , не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Гексан (C ₆ H ₁₄)	ИК	20	от 0 до 1 % об. д.		±0,05 % об. д.	-
Гептан (C ₇ H ₁₆)	ФИ	20	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 833 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±5 млн ⁻¹	-
				св. 50 до 200 млн ⁻¹	-	±10 %
Гептан (C ₇ H ₁₆)	ФИ	20	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 8330 мг/м ³)	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±20 млн ⁻¹	-
				св. 200 до 2000 млн ⁻¹	-	±10 %
Гептан (C ₇ H ₁₆)	ТК, ИК	20	от 0 до 50% НКПР		±5 % НКПР	-
Гептан (C ₇ H ₁₆)	ТК, ИК	20	от 0 до 0,55 % об. д.		±0,05 % об. д.	-
Гептан (C ₇ H ₁₆)	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5 % НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	±10 %
Гептан (C ₇ H ₁₆)	ИК	20	от 0 до 1,1 % об. д.	от 0 до 0,55 % об. д.	±0,05 % об. д.	-
				св. 0,55 до 1,1 % об. д.	-	±10 %
Горючие газы (EX) ²⁾	ТК, ИК	30	от 0 до 50 % НКПР		±3 % НКПР	-
Горючие газы (EX) ²⁾	ИК	30	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	±5 %
Диоксид азота (NO ₂)	ЭХ	60	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 38,2 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±1 млн ⁻¹	-
				св. 5 до 20 млн ⁻¹	-	±20 %
Диоксид азота (NO ₂)	ЭХ	60	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 95,6 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±2 млн ⁻¹	-
				св. 10 до 50 млн ⁻¹	-	±20 %

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний T _{0,9} , не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Диоксид азота (NO ₂)	ЭХ	60	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 190,8 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±4 млн ⁻¹	-
				св. 20 до 100 млн ⁻¹	-	±20 %
Диоксид азота (NO ₂)	ЭХ	60	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 956 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 500 млн ⁻¹	-	±10 %
Диоксид серы (SO ₂)	ЭХ	60	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 53 мг/м ³)	от 0 до 3,8 млн ⁻¹ включ.	±0,76 млн ⁻¹	-
				св. 3,8 до 20 млн ⁻¹	-	±20 %
Диоксид серы (SO ₂)	ЭХ	60	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 530 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±5 млн ⁻¹	-
				св. 50 до 200 млн ⁻¹	-	±10 %
Диоксид углерода (CO ₂)	ИК	20	от 0 до 5 % об. д.	от 0 до 2,0 % об. д. включ.	±0,2 % об. д.	-
				св. 2 до 5 % об. д.	-	±10 %
Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	ФИ	20	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 483 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10 млн ⁻¹	
				св. 100 до 200 млн ⁻¹	-	±10 %
Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-
Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	ТК, ИК	20	от 0 до 0,65 % об. д.		±0,06 % об. д.	-
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	ФИ	20	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 46,6 мг/м ³)		±1 млн ⁻¹	-
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	ФИ	20	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 466 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±5 млн ⁻¹	-
				св. 50 до 200 млн ⁻¹	-	±10 %
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	ФИ	20	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 2332 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±15 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 1000 млн ⁻¹	-	±15 %

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний T _{0,9} , не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	ФИ	20	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 4665 мг/м ³)	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±30 млн ⁻¹	-
				св. 200 до 2000 млн ⁻¹	-	±15 %
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	ФИ	20	от 0 до 5000 млн ⁻¹ (от 0 до 11662 мг/м ³)	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±75 млн ⁻¹	-
				св. 500 до 5000 млн ⁻¹	-	±15%
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	ФИ	20	от 0 до 10000 млн ⁻¹ (от 0 до 23324 мг/м ³)	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ.	±150 млн ⁻¹	-
				св. 1000 до 10000 млн ⁻¹	-	±15%
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	ТК, ИК	20	от 0 до 0,9 % об. д.		±0,09 % об. д.	-
Кислород (O ₂)	ЭХ, ИК	40	от 0 до 30 % об. д.		±0,6 % об. д.	-
Ксилол (C ₆ H ₄ (CH ₃) ₂)	ФИ	20	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 88 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±1 млн ⁻¹	-
				св. 5 до 20 млн ⁻¹	-	±10 %
Ксилол (C ₆ H ₄ (CH ₃) ₂)	ФИ	20	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 880 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±5 млн ⁻¹	-
				св. 50 до 200 млн ⁻¹	-	±10 %
Метан (CH ₄)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±3 % НКПР	-
Метан (CH ₄)	ТК, ИК	20	от 0 до 2,2 % об. д.		±0,1% об. д.	-
Метан (CH ₄)	ИК, ПП	20	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	±5 %
Метан (CH ₄)	ИК, ПП	20	от 0 до 4,4 % об. д.	от 0 до 2,2% об. д. включ.	±0,1% об. д.	-
				св. 2,2 до 4,4 % об. д.	-	±5 %

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Метанол (CH_3OH)	ЭХ, ФИ	20	от 0 до 20 млн^{-1} (от 0 до 26,6 мг/м^3)	от 0 до 5 млн^{-1} включ.	$\pm 1 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 5 до 20 млн^{-1}	-	$\pm 10 \%$
Метанол (CH_3OH)	ЭХ, ФИ	20	от 0 до 200 млн^{-1} (от 0 до 266 мг/м^3)	от 0 до 50 млн^{-1} включ.	$\pm 5 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 50 до 200 млн^{-1}	-	$\pm 10 \%$
Метанол (CH_3OH)	ТК, ИК	40	от 0 до 50 % НКПР		$\pm 5\%$ НКПР	-
Метанол (CH_3OH)	ТК, ИК	40	от 0 до 3 % об. д.		$\pm 0,3 \%$ об. д.	-
Метилмеркаптан (CH_3SH)	ЭХ, ФИ	20	от 0 до 15 млн^{-1} (от 0 до 30 мг/м^3)	от 0 до 3 млн^{-1} включ.	$\pm 0,6 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 3 до 15 млн^{-1}	-	$\pm 20 \%$
Метилмеркаптан (CH_3SH)	ЭХ, ФИ	20	от 0 до 200 млн^{-1} (от 0 до 400 мг/м^3)	от 0 до 50 млн^{-1} включ.	$\pm 5 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 50 до 200 млн^{-1}	-	$\pm 10 \%$
Метилмеркаптан (CH_3SH)	ТК, ИК	20	от 0 до 50% НКПР		$\pm 5\%$ НКПР	-
Метилмеркаптан (CH_3SH)	ТК, ИК	20	от 0 до 2,65 % об. д.		$\pm 0,3 \%$ об. д.	-
Озон (O_3)	ЭХ	60	от 0 до 1 млн^{-1} (от 0 до 2 мг/м^3)	от 0 до 0,1 млн^{-1} включ.	$\pm 0,02 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 0,1 до 1 млн^{-1}	-	$\pm 20 \%$
Оксид азота (NO)	ЭХ	60	от 0 до 25 млн^{-1} (от 0 до 31 мг/м^3)	от 0 до 10 млн^{-1} включ.	$\pm 1 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 10 до 25 млн^{-1}	-	$\pm 10 \%$
Оксид азота (NO)	ЭХ	60	от 0 до 250 млн^{-1} (от 0 до 310 мг/м^3)	от 0 до 50 млн^{-1} включ.	$\pm 5 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 50 до 250 млн^{-1}	-	$\pm 10 \%$

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Оксид углерода (CO)	ЭХ	60	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 116 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±1 млн ⁻¹	-
				св. 10 до 100 млн ⁻¹	-	±10 %
Оксид углерода (CO)	ЭХ	60	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 232 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±2 млн ⁻¹	-
				св. 20 до 200 млн ⁻¹	-	±10 %
Оксид углерода (CO)	ЭХ	60	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 1160 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 1000 млн ⁻¹	-	±10 %
Оксид углерода (CO)	ЭХ	60	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 2320 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 2000 млн ⁻¹	-	±10 %
Пары нефтепродуктов (C _x H _y) ³⁾ (по гексану)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±5% НКПР	-
Пары нефтепродуктов (C _x H _y) ³⁾ (по гексану)	ТК, ИК	20	от 0 до 0,5 % об. д.		±0,05 % об. д.	-
Пары нефтепродуктов (C _x H _y) ³⁾ (по гексану)	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР		±5% НКПР	-
Пары нефтепродуктов (C _x H _y) ³⁾ (по гексану)	ИК	20	от 0 до 1 % об. д.		±0,05 % об. д.	-
Пары нефтепродуктов (C _x H _y) ⁴⁾ (по пропану)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±5% НКПР	-
Пары нефтепродуктов (C _x H _y) ⁴⁾ (по пропану)	ТК, ИК	20	от 0 до 0,85 % об. д.		±0,085 % об. д.	-

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Пары нефтепродуктов (СхНу) ⁴⁾ (по пропану)	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР		±5 % НКПР	-
Пары нефтепродуктов (СхНу) ⁴⁾ (по пропану)	ИК	20	от 0 до 1,7 % об. д.		±0,085 % об. д.	-
Пентан (C ₅ H ₁₂)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-
Пентан (C ₅ H ₁₂)	ТК, ИК	20	от 0 до 0,7 % об. д.		±0,07 % об. д.	-
Пентан (C ₅ H ₁₂)	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5 % НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	±10 %
Пентан (C ₅ H ₁₂)	ИК	20	от 0 до 1,4 % об. д.	от 0 до 0,7 % об. д. включ.	±0,07 % об. д.	-
				св. 0,7 до 1,4 % об. д.	-	±10 %
Пропан (C ₃ H ₈)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±3 % НКПР	-
Пропан (C ₃ H ₈)	ТК, ИК	20	от 0 до 0,85 % об. д.		±0,07 % об. д.	-
Пропан (C ₃ H ₈)	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	±10 %
Пропан (C ₃ H ₈)	ИК	20	от 0 до 1,7 % об. д.	от 0 до 0,85 % об. д. включ.	±0,07 % об. д.	-
				св. 0,85 до 1,7 % об. д.	-	±10 %
Пропилен (C ₃ H ₆)	ТК, ИК	20	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 353,5 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 200 млн ⁻¹	-	±10 %
Пропилен (C ₃ H ₆)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Пропилен (C_3H_6)	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50% НКПР включ.	$\pm 5\%$ НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	$\pm 10\%$
Пропилен (C_3H_6)	ИК	20	от 0 до 2 % об. д.	от 0 до 1 % об. д. включ.	$\pm 0,1\%$ об. д.	-
				св. 1 до 2 % об. д.	-	$\pm 10\%$
Сероводород (H_2S)	ЭХ	60	от 0 до 7,1 млн ⁻¹ (от 0 до 10 мг/м ³)	от 0 до 2,5 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,5$ млн ⁻¹	-
				св. 2,5 до 7,1 млн ⁻¹	-	$\pm 20\%$
Сероводород (H_2S)	ЭХ	60	от 0 до 30 млн ⁻¹ (от 0 до 43 мг/м ³)	от 0 до 7,1 млн ⁻¹ включ.	$\pm 1,4$ млн ⁻¹	-
				св. 7,1 до 30 млн ⁻¹	-	$\pm 20\%$
Сероводород (H_2S)	ЭХ	60	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 283 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	± 10 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 200 млн ⁻¹	-	$\pm 10\%$
Сероводород (H_2S)	ЭХ	60	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 2827,7 мг/м ³)	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	± 20 млн ⁻¹	-
				св. 200 до 2000 млн ⁻¹	-	$\pm 10\%$
Сероуглерод (CS_2)	ФИ	20	от 0 до 15 млн ⁻¹ (от 0 до 47 мг/м ³)	от 0 до 3,1 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,62$ млн ⁻¹	-
				св. 3,1 до 15 млн ⁻¹	-	$\pm 20\%$
Синильная кислота (HCN)	ЭХ	60	от 0 до 3 млн ⁻¹ (от 0 до 3,4 мг/м ³)	от 0 до 0,6 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,12$ млн ⁻¹	-
				св. 0,6 до 3 млн ⁻¹	-	$\pm 20\%$
Синильная кислота (HCN)	ЭХ	60	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 11,3 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,4$ млн ⁻¹	-
				св. 2 до 10 млн ⁻¹	-	$\pm 20\%$
Синильная кислота (HCN)	ЭХ	100	от 0 до 30 млн ⁻¹ (от 0 до 34 мг/м ³)	от 0 до 6 млн ⁻¹ включ.	$\pm 1,2$ млн ⁻¹	-
				св. 6 до 30 млн ⁻¹	-	$\pm 20\%$

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Стирол (C_8H_8)	ФИ	20	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 86,4 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±0,5 млн ⁻¹	-
				св. 5 до 20 млн ⁻¹	-	±10 %
Стирол (C_8H_8)	ФИ	20	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 864 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 200 млн ⁻¹	-	±10 %
Толуол ($C_6H_5CH_3$)	ТК, ИК	20	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 76,6 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±1 млн ⁻¹	-
				св. 10 до 20 млн ⁻¹	-	±10 %
Толуол ($C_6H_5CH_3$)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-
Толуол ($C_6H_5CH_3$)	ТК, ИК	20	от 0 до 0,55 % об. д.		±0,05 % об. д.	-
Фенол (C_6H_6O)	ФИ	20	от 0 до 4 млн ⁻¹ (от 0 до 15,6 мг/м ³)	от 0 до 0,8 млн ⁻¹ включ.	±0,16 млн ⁻¹	-
				св. 0,8 до 4 млн ⁻¹	-	±20 %
Формальдегид (H_2CO)	ЭХ	30	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 12,5 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	±0,4 млн ⁻¹	-
				св. 2 до 10 млн ⁻¹	-	±20 %
Формальдегид (H_2CO)	ЭХ	60	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 1247 мг/м ³)	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±20 млн ⁻¹	-
				св. 200 до 1000 млн ⁻¹	-	±10 %
Фосген ($COCl_2$)	ЭХ	120	от 0 до 1 млн ⁻¹ (от 0 до 4,1 мг/м ³)	от 0 до 0,2 млн ⁻¹ включ.	±0,04 млн ⁻¹	-
				св. 0,2 до 1 млн ⁻¹	-	±20 %
Фосфин (PH_3)	ЭХ	60	от 0 до 5 млн ⁻¹ (от 0 до 7 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	±0,3 млн ⁻¹	-
				св. 2 до 5 млн ⁻¹	-	±15 %
Фосфин (PH_3)	ЭХ	60	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 28,3 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±1 млн ⁻¹	-
				св. 5 до 20 млн ⁻¹	-	±20 %

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Фтороводород (HF)	ЭХ	90	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 8,3 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	±0,4 млн ⁻¹	-
				св. 2 до 10 млн ⁻¹	-	±20 %
Хлор (Cl ₂)	ЭХ	60	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 29,5 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	±0,4 млн ⁻¹	-
				св. 2 до 10 млн ⁻¹	-	±20 %
Хлор (Cl ₂)	ЭХ	60	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 147,5 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±2 млн ⁻¹	-
				св. 10 до 50 млн ⁻¹	-	±20 %
Хлороводород (HCL)	ЭХ	70	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 30,3 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	±0,2 млн ⁻¹	-
				св. 2 до 20 млн ⁻¹	-	±10 %
Циклогексан (C ₆ H ₁₂)	ФИ	20	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 686 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±10 млн ⁻¹	-
				св. 50 до 200 млн ⁻¹	-	±20 %
Циклогексан (C ₆ H ₁₂)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР	-
Циклогексан (C ₆ H ₁₂)	ТК, ИК	20	от 0 до 0,6 % об. д.		±0,06 % об. д.	-
Циклопентан (C ₅ H ₁₀)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР	-
Циклопентан (C ₅ H ₁₀)	ТК, ИК	20	от 0 до 0,7 % об. д.		±0,07 % об. д.	-
Этан (C ₂ H ₆)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-
Этан (C ₂ H ₆)	ТК, ИК	20	от 0 до 1,2 % об. д.		±0,1 % об. д.	-
Этан (C ₂ H ₆)	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5 % НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	±10 %
Этан (C ₂ H ₆)	ИК	20	от 0 до 2,4 % об. д.	от 0 до 1,2 % об. д. включ.	±0,1 % об. д.	-
				св. 1,2 до 2,4 % об. д.	-	±10 %

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Этанол (C_2H_5OH)	ЭХ, ФИ	60	от 0 до 200 $млн^{-1}$ (от 0 до 383 $мг/м^3$)	от 0 до 50 $млн^{-1}$ включ.	± 5 $млн^{-1}$	-
				св. 50 до 200 $млн^{-1}$	-	± 10 %
Этанол (C_2H_5OH)	ИК, ТК	20	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР	-
Этанол (C_2H_5OH)	ИК, ТК	20	от 0 до 1,55 % об.		$\pm 0,1$ % об. д.	-
Этилен (C_2H_4)	ЭХ, ФИ	20	от 0 до 10 $млн^{-1}$ (от 0 до 11,7 $мг/м^3$)	от 0 до 5 $млн^{-1}$ включ.	$\pm 0,5$ $млн^{-1}$	-
				св. 5 до 10 $млн^{-1}$	-	± 10 %
Этилен (C_2H_4)	ЭХ, ФИ	20	от 0 до 1500 $млн^{-1}$ (от 0 до 1755 $мг/м^3$)	от 0 до 250 $млн^{-1}$ включ.	± 25 $млн^{-1}$	-
				св. 250 до 1500 $млн^{-1}$	-	± 10 %
Этилен (C_2H_4)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР	-
Этилен (C_2H_4)	ТК, ИК	20	от 0 до 1,15 % об. д.		$\pm 0,1$ % об. д.	-
Этилен (C_2H_4)	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР		± 5 % НКПР	-
Этилен (C_2H_4)	ИК	20	от 0 до 2,3 % об. д.		$\pm 0,1$ % об. д.	-
Этиленоксид (C_2H_4O)	ЭХ	140	от 0 до 10 $млн^{-1}$ (от 0 до 18,3 $мг/м^3$)		$\pm 0,1$ $млн^{-1}$	-
Этиленоксид (C_2H_4O)	ЭХ	140	от 0 до 100 $млн^{-1}$ (от 0 до 183 $мг/м^3$)	от 0 до 50 $млн^{-1}$ включ.	± 5 $млн^{-1}$	-
				св. 50 до 100 $млн^{-1}$	-	± 10 %
Этиленоксид (C_2H_4O)	ЭХ	120	от 0 до 1000 $млн^{-1}$ (от 0 до 1830 $мг/м^3$)	от 0 до 100 $млн^{-1}$ включ.	± 10 $млн^{-1}$	-
				св. 100 до 1000 $млн^{-1}$	-	± 10 %
Этиленоксид (C_2H_4O)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР	-
Этиленоксид (C_2H_4O)	ТК, ИК	20	от 0 до 1,3 % об. д.		$\pm 0,1$ % об. д.	-

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Этиленоксид (C_2H_4O)	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50% НКПР включ.	$\pm 5\%$ НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	$\pm 10\%$
Этиленоксид (C_2H_4O)	ИК	20	от 0 до 2,6 % об. д.	от 0 до 1,3 % об. д. включ.	$\pm 0,1\%$ об. д.	-
				св. 1,3 до 2,6 % об. д.	-	$\pm 10\%$
Этилмеркаптан (C_2H_5SH)	ЭХ, ФИ	60	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 25,8 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,2$ млн ⁻¹	-
				св. 1 до 10 млн ⁻¹	-	$\pm 20\%$
Этилмеркаптан (C_2H_5SH)	ЭХ, ФИ	60	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 516,6 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	± 5 млн ⁻¹	-
				св. 50 до 200 млн ⁻¹	-	$\pm 10\%$
Этилмеркаптан (C_2H_5SH)	ТК, ИК	60	от 0 до 50 % НКПР		$\pm 5\%$ НКПР	-
Этилмеркаптан (C_2H_5SH)	ТК, ИК	60	от 0 до 1,4 % об. д.		$\pm 0,1\%$ об. д.	-
Хлордифторметан ($CHClF_2$, Хладон R22)	ПП, ИК	60	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 360 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	$\pm 2,5$ млн ⁻¹	-
				св. 10 до 100 млн ⁻¹ включ.	-	$\pm 25\%$
Хлордифторметан ($CHClF_2$, Хладон R22)	ПП, ИК	60	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 3600 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	± 25 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 1000 млн ⁻¹	-	$\pm 25\%$
Хлордифторметан ($CHClF_2$, Хладон R22)	ПП, ИК	60	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 7200 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	± 25 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 2000 млн ⁻¹	-	$\pm 25\%$
Пентафторэтан (C_2HF_5 , Хладон R125)	ПП, ИК	60	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 10000 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	± 25 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 2000 млн ⁻¹	-	$\pm 25\%$

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
1,1,1,2-тетрафторэтан ($C_2H_2F_4$, Хладон R134a)	ПП, ИК	60	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 424 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±2,5 млн ⁻¹	-
				св. 10 до 100 млн ⁻¹	-	±25 %
1,1,1,2-тетрафторэтан ($C_2H_2F_4$, Хладон R134a)	ПП, ИК	60	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 4240 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±25 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 1000 млн ⁻¹	-	±25 %
1,1,1,2-тетрафторэтан ($C_2H_2F_4$, Хладон R134a)	ПП, ИК	60	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 8480 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±25 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 2000 млн ⁻¹	-	±25 %
1,1,1-трифторэтан ($C_2H_3F_3$, Хладон R143a)	ПП, ИК	60	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 7000 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±25 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 2000 млн ⁻¹	-	±25 %
Хладон R404a ($C_2HF_5+C_2H_3F_3+C_2H_2F_4$)	ПП, ИК	60	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 8480 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±25 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 2000 млн ⁻¹	-	±25 %
Хладон R407a ($CH_2F_2+C_2HF_5+C_2H_2F_4$)	ПП, ИК	60	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 3850 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±25 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 1000 млн ⁻¹	-	±25 %
Хладон R407c ($CH_2F_2+C_2HF_5+C_2H_2F_4$)	ПП, ИК	60	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 385 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹	±2,5 млн ⁻¹	-
				св. 10 до 100 млн ⁻¹	-	±25 %
Хладон R407c ($CH_2F_2+C_2HF_5+C_2H_2F_4$)	ПП, ИК	60	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 3850 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹	±25 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 1000 млн ⁻¹	-	±25 %
Хладон R410a ($CH_2F_2+C_2HF_5$)	ПП, ИК	60	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 358 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹	±2,5 млн ⁻¹	-
				св. 10 до 100 млн ⁻¹	-	±25 %
Хладон R410a ($CH_2F_2+C_2HF_5$)	ПП, ИК	60	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 3580 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹	±25 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 1000 млн ⁻¹	-	±25 %

Окончание таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Хладон R410a ($\text{CH}_2\text{F}_2 + \text{C}_2\text{HF}_5$)	ПП, ИК	60	от 0 до 2000 млн^{-1} (от 0 до 7160 мг/м^3)	от 0 до 100 млн^{-1}	± 25 млн^{-1}	-
				св. 100 до 2000 млн^{-1}	-	± 25 %
Гексафторид серы (SF_6)	ИК	60	от 0 до 1000 млн^{-1} (от 0 до 6000 мг/м^3)	от 0 до 82,4 млн^{-1} включ.	$\pm 8,2$ млн^{-1}	-
				св. 82,4 до 1000 млн^{-1}	-	± 10 %

¹⁾ – Тип применяемого сенсора: ЭХ - электрохимический; ФИ - фотоионизационный; ТК - термокаталитический; ИК - инфракрасный оптический; ПП - полупроводниковый. Тип сенсора указывается вместе с диапазоном измерений на корпусе датчика;

²⁾ – Поверочным компонентом является один из следующих определяемых компонентов: метан (CH_4), бутан (C_4H_{10}), гексан (C_6H_{14}), водород (H_2), ацетилен (C_2H_2), этилен (C_2H_4), пропан (C_3H_8);

³⁾ – Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013, уайт-спирит по ГОСТ 3134-78, топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227-86, бензин автомобильный в соответствии с техническим регламентом «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», бензин авиационный по ГОСТ 1012-2013, газовый конденсат, бензин неэтилированный по ГОСТ Р 51866-2002, керосин по ТУ 38.71-5810-90. Поверочным компонентом является гексан (C_6H_{14});

⁴⁾ – Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013, уайт-спирит по ГОСТ 3134-78, топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227-86, бензин автомобильный в соответствии с техническим регламентом «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», бензин авиационный по ГОСТ 1012-2013, газовый конденсат, бензин неэтилированный по ГОСТ Р 51866-2002, керосин по ТУ 38.71-5810-90. Поверочным компонентом является пропан (C_3H_8).

Значения НКПР для горючих газов и паров в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020, для паров нефтепродуктов - в соответствии с государственными стандартами на нефтепродукты конкретного вида;

Пересчет в массовую концентрацию указан в нормальных условиях эксплуатации (20 °C и 760 мм рт. ст., 60 % отн. влажности).

Таблица 4 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализаторов от изменения температуры окружающей среды в диапазоне рабочих температур, на каждые 10 °C, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	$\pm 0,2$
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализаторов от изменения относительной влажности в диапазоне рабочих условий, на каждые 10 %, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	$\pm 0,2$

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В	24±6
Потребляемая мощность, Вт, не более: - стандартное исполнение - арктическое исполнение	1,5 5
Габаритные размеры, мм, не более: - высота - ширина - длина	183 143 107
Масса, кг, не более: - алюминиевый корпус - стальной корпус	2 3,5
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -10 до +60 (Бинар-XX-XX1-X) от -40 до +60 (Бинар-XX-X1X-X, Бинар-XX-1XX-X) от - 60 до +60 (арктическое исполнение) 95, при температуре +35 °С от 87,8 до 119,7
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч	30000
Маркировка взрывозащиты	1Ex d [ib Gb] IIC T6 Gb X
Время прогрева, мин, не более: - для сенсоров фотоионизационного, термокаталитического, инфракрасного, полупроводникового - для электрохимических сенсоров	3 10

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку термографическим способом или лазерной гравировкой и на титульный лист руководства по эксплуатации, паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор Бинар-XX-XXX-X	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	КДГА.413214.002.000 РЭ	1 экз. на поставку
Паспорт	КДГА.413214.002.000 ПС	1 экз.
Насадка для подачи газа	-	1 шт. на поставку
Программное обеспечение	-	по отдельному заказу
Козырек защиты от погодных условий	-	по отдельному заказу
Комплект для монтажа на трубу	-	по отдельному заказу
Комплект для монтажа в воздуховоде	-	по отдельному заказу
Кабельный ввод	-	по отдельному заказу
Магнитный ключ	-	по отдельному заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.4 «Устройство и принцип работы» документа КДГА.413214.002.000 РЭ «Газоанализаторы Бинар-XX-XXX-X. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

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 ИЕС 60079-29-1-2013 Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы. Требования к эксплуатационным характеристикам газоанализаторов горючих газов;

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;

ТУ 4215-001-11425056-2015 с изм. 2 Газоанализаторы Бинар XX-XXX-X Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «АРТГАЗ» (АО «АРТГАЗ»)

ИНН 7726703380

Адрес: 111123, г. Москва, ш. Энтузиастов, д. 56, стр. 32, помещ. 282

Тел.: +7 (495) 123-34-14

E-mail: info@art-gas.com

Испытательный центр

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

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

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

Web сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, эт. 4, помещ. I, ком. 28

Телефон: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» апреля 2024 г. № 895

Регистрационный № 89303-23

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство для автоматизации измерений и учета энергоресурсов "Шлюз E-422" (далее - УСПД1), контроллеры E-422.GSM (далее - УСПД2), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и баз данных (сервер ИВК) с установленным программным обеспечением (ПО) «ТЕЛЕСКОП+», радиосервер точного времени РСТВ-01-01, автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации, каналобразующую 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 измерительным 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 минут.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД1 для измерительных каналов (ИК) с 1 по 8, на входы УСПД2 для остальных ИК, где производится сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на сервер ИВК.

УСПД1, УСПД2 автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния счетчиков электрической энергии по проводным и беспроводным линиям связи.

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

Информация с сервера ИВК может быть получена на автоматизированные рабочие места (АРМ) по локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия.

Один раз в сутки сервер ИВК автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML- макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ и по электронной почте направляет в энергосбытовую организацию. Электронный документ с результатами измерений подписывается электронной цифровой подписью энергосбытовой организации и по электронной почте передается АО «АТС» и организациям участникам ОРЭМ.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ, ИВК). В состав СОЕВ входит радиосервер точного времени РСТВ-01-01 (далее- УСВ), синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сервер ИВК каждую секунду сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени РСТВ-01-01 и при расхождении на величину более ± 1 с, сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени РСТВ-01-01.

Сравнение шкалы времени УСПД1, УСПД2 со шкалой времени сервера ИВК осуществляется при каждом сеансе связи. При обнаружении расхождения шкалы времени УСПД1, УСПД2 от шкалы времени сервера ИВК на величину более ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени УСПД1, УСПД2.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД1 или УСПД2, в зависимости от номера ИК, осуществляется во время сеанса связи со счетчиком. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени соответствующего УСПД на величину более ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчиков.

Передача информации от счетчика до соответствующего УСПД, от УСПД1 или УСПД2 до сервера ИВК реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, сервера ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

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

Заводской номер 23/2018АС003 указывается типографским способом в паспорт-формуляре АИИС КУЭ, а также на информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Измерительные компоненты, входящие в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, имеют заводские, серийные номера, однозначно идентифицирующие каждый экземпляр средства измерений. Место, способ и форма нанесения номера обеспечивают возможность прочтения, сохранность в процессе эксплуатации и приведены в описании типа измерительного компонента.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «ТЕЛЕСКОП+». 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. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значения
Наименование ПО	ПО «ТЕЛЕСКОП+»
Идентификационное наименование ПО	Server_MZ4.dll
Цифровой идентификатор ПО	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c
Идентификационное наименование ПО	PD_MZ4.dll
Цифровой идентификатор ПО	2b63c8c01bcd61c4f5b15e097f1ada2f
Идентификационное наименование ПО	ASCUE_MZ4.dll
Цифровой идентификатор ПО	cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	Первомайская ТЭЦ 110/6 кВ, РУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Первомайская -Малахово-1	ТФЗМ 150А-1У1 КТ 0,5 1200/5 рег. № 5313-76	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 рег. № 14205-94	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	"Шлюз Е-422" рег. № 36638-07	РСТВ-01, рег. № 40586-12/Intel S2400BB
2	Первомайская ТЭЦ 110/6 кВ, РУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Первомайская -Малахово-2	ТФЗМ 150А-1У1 КТ 0,5 1200/5 рег. № 5313-76	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 рег. № 14205-94	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
3	Первомайская ТЭЦ 110/6 кВ, РУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Первомайская -КС-9	TG145N КТ 0,5S 600/5 рег. № 30489-09	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 рег. № 14205-94	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
5	Первомайская ТЭЦ 110/6 кВ, РУ-110 кВ, ОВВ-110 кВ	TG145N КТ 0,5S 1200/5 рег. № 30489-09	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 рег. № 14205-94	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
6	Первомайская ТЭЦ 110/6 кВ, РУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Щекино-Первомайская -1	TG145N КТ 0,5S 1200/5 рег. № 30489-09	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 рег. № 14205-94	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
7	Первомайская ТЭЦ 110/6 кВ, РУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Щекино-Первомайская -2	TG145N КТ 0,5S 1200/5 рег. № 30489-09	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 рег. № 14205-94	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	Первомайская ТЭЦ 110/6 кВ, РУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Первомайская -Западная	TG145N КТ 0,5S 600/5 рег. № 30489-09	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 рег. № 14205-94	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	"Шлюз E-422" рег. № 36638-07	PCTB-01, рег. № 40586-12/Intel S2400BB
10	ПС № 93 «Западная» 110/6 кВ РУ-6кВ ввод 1СШ яч.11	ТПШЛ-10 КТ 0,5 4000/5 рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	E-422.GSM рег. № 46553-11	
11	ПС № 93 «Западная» 110/6 кВ РУ-6кВ ввод 3СШ яч.23	ТЛШ-10У3 КТ 0,5 3000/5 рег. № 6811-78	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
12	ПС № 93 «Западная» 110/6 кВ РУ-6кВ ввод 5СШ яч.37	ТПШЛ-10 КТ 0,5 5000/5 рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
13	ПС № 93 «Западная» 110/6 кВ РУ-6кВ ввод 2СШ яч.7	ТПШЛ-10 КТ 0,5 4000/5 рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
14	ПС № 93 «Западная» 110/6 кВ РУ-6кВ ввод 4СШ яч.27	ТЛШ-10У3 КТ 0,5 3000/5 рег. № 6811-78	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
15	ПС № 93 «Западная» 110/6 кВ РУ-6кВ ввод 6СШ яч.41	ТПШЛ-10 КТ 0,5 5000/5 рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
22	ПС 110 кВ Восточная, ЗРУ-6 кВ, яч. 22	ТПЛ-10-М КТ 0,5 300/5 рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	E-422.GSM рег. № 46553-11	PCTB-01, рег. № 40586-12/Intel S2400BB
23	ПС 110 кВ Восточная, ЗРУ-6 кВ, яч. 51	ТПЛ-10-М КТ 0,5 300/5 рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
24	ПС 110 кВ Восточная, ЗРУ-6 кВ, яч. 10	ТПЛ-10-М КТ 0,5 300/5 рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
25	ПС 110 кВ Восточная, ЗРУ-6 кВ, яч. 39	ТПЛ-10-М КТ 0,5 300/5 рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
26	ПС 110 кВ Восточная, ЗРУ-6 кВ, яч. 19	ТПЛ-10-М КТ 0,5 300/5 рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
27	ПС 110 кВ Восточная, ЗРУ-6 кВ, яч. 42	ТПЛ-10-М КТ 0,5 300/5 рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
28	ПС №140 «Восточная» 110/6 кВ РУ-6кВ 1 СШ яч.11	ТПОЛ-10 КТ 0,5 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	E-422.GSM рег. № 46553-11	
29	ПС №140 «Восточная» 110/6 кВ, РУ-6кВ 1 СШ яч.13	ТПОЛ-10 КТ 0,5 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
30	ПС №140 «Восточная» 110/6 кВ РУ-6кВ 6 СШ яч.113	ТПОЛ-10 КТ 0,5 300/5 рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
31	ПС №140 «Восточная» 110/6 кВ, РУ-6кВ 2 СШ яч.53	ТПОЛ-10 КТ 0,5 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	E-422.GSM рег. № 46553-11	PCTB-01, рег.№ 40586-12/Intel S2400BB
32	ПС №148 «Воздремо» 35/6 кВ РУ-6кВ 1 СШ яч.6	ТПОЛ-10 КТ 0,5 800/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 рег. № 831-53	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	E-422.GSM рег.№ 46553-11	
33	ПС №148 «Воздремо» 35/6 кВ РУ-6кВ 2 СШ яч.19	ТПОЛ-10 КТ 0,5 800/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 рег. № 831-53	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
34	ПС №50 «Упа» 35/6 кВ РУ-6кВ Упа-1 1 СШ яч. 19	ТПОЛ-10 КТ 0,5 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	E-422.GSM рег.№ 46553-11	
35	ПС №50 «Упа» 35/6 кВ РУ-6кВ Упа-1 2 СШ яч. 16	ТПОЛ-10 КТ 0,5 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
36	ПС №50 «Упа» 35/6 кВ, ТСН-1, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 КТ 0,5 5/5 рег. № 22656-02	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
37	ПС №50 «Упа» 35/6 кВ, ТСН-2, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 КТ 0,5 5/5 рег. № 22656-02	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
38	ПС №50 «Упа» 35/6 кВ РУ-6кВ Упа-2 1 СШ яч.9	ТПФ10 КТ 0,5 100/5 рег. № 517-50	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
39	ПС №50 «Упа» 35/6 кВ РУ-6кВ УПа-2 1 СШ яч.11	ТПФМ-10 КТ 0,5 150/5 рег. № 814-53	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 рег. №36697-17	Е-422.GSM рег.№ 46553-11	PCTB-01, рег.№ 40586-12/Intel S2400BB
41	ПС №44 6/0,4 кВ РУ-6 кВ, 1СШ яч.16	ТПОЛ-10 КТ 0,5 400/5 рег. № 1261-59 рег. № 1261-08	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е-422.GSM рег. № 46553-11	
42	ПС №44 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ яч.4	ТПЛ-10-М КТ 0,5 400/5 рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е-422.GSM рег. № 46553-11	
43	РП-6, РУ-6кВ, 1 СШ яч.7	ТПЛМ-10 КТ 0,5 200/5 рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е-422.GSM рег.№ 46553-11	
44	РП-6, РУ-6кВ, 2 СШ яч.8	ТПЛМ-10 КТ 0,5 200/5 рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е-422.GSM рег.№ 46553-11	
45	КНТП-400 6/0,4 кВ, ВРУ-0,4 кВ яч.1	Т-0,66 КТ 0,5S 600/5 рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е-422.GSM рег. № 46553-11	
46	ПС-32 6/0,4 кВ, Щит 0,4 кВ, 1 СШ, п.8	Т-0,66 КТ 0,5S 100/5 рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е-422.GSM рег. № 46553-11	
47	ПС-32 6/0,4 кВ, Щит 0,4 кВ, 2 СШ, п.23	Т-0,66 КТ 0,5S 100/5 рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е-422.GSM рег. № 46553-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
48	ПС-33 6/0,4 кВ, Щит 0,4 кВ, 1 СШ, п.9	ТШП-0,66 КТ 0,5 1200/5 рег. № 58385-14	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	E-422.GSM рег. № 46553-11	PCTB-01, рег.№ 40586-12/Intel S2400BB
49	ПС-33 6/0,4 кВ, Щит 0,4 кВ, 2 СШ, п.5	ТШП-0,66 КТ 0,5 1200/5 рег. № 58385-14	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
50	ПС-59а 6/0,4 кВ, Щит 0,4 кВ, 1 СШ, п.2	Т-0,66 КТ 0,5S 400/5 рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
51	ПС-59а 6/0,4 кВ, Щит 0,4 кВ, 2 СШ, п.6	Т-0,66 КТ 0,5S 400/5 рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
54	ПС 110 кВ Карбамид ОРУ-110 кВ яч. 1	ТОГФ-110 600/5 КТ 0,2 рег. № 61432-15	ЗНОГ-110 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 рег. № 61431-15	СЭТ- 4ТМ.03М01 КТ 0,5S/1 рег. № 36697-17	E-422.GSM рег. № 82769-21	
55	ПС 110 кВ Карбамид ОРУ-110 кВ яч. 2	ТОГФ-110 600/5 КТ 0,2 рег. № 61432-15	ЗНОГ-110 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 рег. № 61431-15	СЭТ- 4ТМ.03М01 КТ 0,5S/1 рег. № 36697-17		
56	ТП №33 РУ-0,4 кВ, 2 СШ п.6	ТТИ-40 КТ 0,5S 600/5 рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	E-422.GSM рег. № 46553-11	
57	ТП №33 РУ-0,4 кВ, 1 СШ п.8	ТТИ-40 КТ 0,5S 600/5 рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
58	ПС 110 кВ Восточная, РУ-6кВ ф. 8, КЛ 6 кВ ООО "Первомайски й завод ЖБИ"	ТОЛ-10 КТ 0,5S 200/5 рег. № 47959-16	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	E-422.GSM рег. № 46553-11	

Продолжение таблицы 2

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1, 2, 10-15, 22-35, 38, 39, 41-44 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч. 0,5S/1,0)	Активная	1,33	3,39
	Реактивная	2,06	5,85
3, 5-8, 58 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч. 0,5S/1,0)	Активная	1,33	3,48
	Реактивная	2,06	5,88
36, 37, 48, 49 (ТТ 0,5; Сч. 0,5S/1,0)	Активная	1,08	3,30
	Реактивная	1,77	5,76
54, 55 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч. 0,5S/1,0)	Активная	1,03	2,31
	Реактивная	1,59	4,38
45-47, 50, 51, 56, 57 (ТТ 0,5S; Сч. 0,5S/1,0)	Активная	1,12	3,40
	Реактивная	1,79	5,79
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) 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 и средней мощности (получасовой).			
3. Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi=0,8$, тока ТТ, равном 100% от $I_{ном}$, температуре $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ для нормальных условий. Для рабочих условий при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 2% от $I_{ном}$ для ТТ класса точности 0,5S, токе ТТ, равном 5% от $I_{ном}$ для ТТ класса точности 0,2 и 0,5, температуре от минус 7°C до плюс 40°C в месте установки счетчиков.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	47
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 3, 5-8, 45-47, 50, 51, 56-58 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 (2) до 120 от 5 до 120 0,8 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 3, 5-8, 45-47, 50, 51, 56-58 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C: ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. №64450-16) СЭТ-4ТМ.03 (рег. №36697-17) температура окружающей среды для УСПД1, °C температура окружающей среды для УСПД2, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 (2) до 120 от 5 до 120 от 0,5_{инд.} до 1_{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +60 от -40 до +60 от -40 до +60 от -30 до +60 от +10 до +25 от 70,0 до 106,7 90
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД1: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД2: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для РСТВ-01 среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 165000 2 50000 2 55000 2 55000 2 85000 1

Продолжение Таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации: для счетчиков: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее для УСПД1, УСПД2: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	113 40 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера ИВК, УСПД1, УСПД2 с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД1, УСПД2;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД1, УСПД2;
 - установка пароля на сервере ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ 150А-1У1	6
	TG145N	15
	ТПШЛ-10	8
	ТЛШ-10У3	4
	ТПЛ-10-М	14
	ТПОЛ-10	18
	Т-0,66	4
	Т-0,66	15
	ТПФ10	2
	ТПФМ-10	2
	ТПЛМ-10	4
	ТШП-0,66	6
	ТТИ-40	6
	ТОЛ-10	3
	ТОГФ-110	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6
	НТМИ-6	2
	НТМИ-6-66	18
	ЗНОГ-110	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	44
	СЭТ-4ТМ.03	3
Контроллер	E-422.GSM	10
Устройства для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	«Шлюз E-422»	1
Радиосерверы точного времени	PCTB-01-01	1
Сервер сбора и БД (Сервер ИВК)	Intel S2400BB	1
Формуляр	ФО 01/23 с изм. 1	1
Методика поверки		1

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Щекиноазот». МВИ 01/23, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Щекиноазот» (АО «Щекиноазот»)

ИНН 7118004789

Юридический адрес: 301212, Тульская обл., Щекинский р-н, рп. Первомайский, ул. Симферопольская, д. 19

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Центр промышленной автоматизации»
(ЗАО «ЦПА»)
ИНН 5040099482
Адрес: 105082, г. Москва, ул. Б. Почтовая, д. 55/59, стр. 1, эт. 1, ком. 29
Телефон/факс: (499) 964-95-96
Web-сайт: <http://www.pa-center.ru>
E-mail: secr@pa-center.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ»
(ООО ИТЦ «СИ»)
ИНН 7724896810
Юридический адрес: 119421, г. Москва, ул. Новаторов, д. 7а, к. 2, помещ. 34
Почтовый адрес: 628600, Тюменская обл., ХМАО-Югра, г. Нижневартовск, Западный промышленный узел, ул. 9П, д. 31, стр. 11, каб. 5
E-mail: info@itc-smartengineering.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314138.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ»
(ООО ИТЦ «СИ»)
ИНН 7724896810
Юридический адрес: 119421, г. Москва, ул. Новаторов, д. 7а, к. 2, помещ. 34
Почтовый адрес: 628600, Тюменская обл., ХМАО-Югра, г. Нижневартовск, Западный промышленный узел, ул. 9П, д. 31, стр. 11, каб. 5
E-mail: info@itc-smartengineering.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314138.