

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» декабря 2021 г. № 3007

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообла- датель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавлива- емая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверж- дения акта испыта- ний	Заявитель	Юридическое лицо, проводив- шее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Малышевское рудоуправление»	-	ЭПК858/12	56980-14	Закрытое акционерное общество «Энерго промышленная компания» (ЗАО «ЭПК»), г. Екатеринбург	-	МП 56980-14	МП 201-065-2021	-	25.10.2021	Акционерное общество «Энерго промышленная компания» (АО «ЭПК»), г. Екатеринбург	ФГУП «ВНИИМС»
2.	Счетчики-расходомеры массовые	ЭЛМЕТРО-Фломак	3738, 3589, 3586, 3587	47266-16	Общество с ограниченной ответственностью «ЭлМетро Групп» (ООО «ЭлМетро Групп»), г. Челябинск	-	3124.0000.00-01 МП, 3124.0000.00-01 МП с изменением №1	3124.0000.00-01 МП с изменением №2	-	09.11.2021	Общество с ограниченной ответственностью «ЭлМетро Групп» (ООО «ЭлМетро Групп»), г. Челябинск	ФГУП «ВНИИМС», г. Москва

3.	Трансформаторы тока	Т-0,66, ТШ-0,66	066315 066316 066317 113372	67928-17	Акционерное общество «Самарский трансформатор» (АО «СТ»), г. Самара	-	ГОСТ 8.217-2003	-	-	15.03.2021	Акционерное общество «Самарский трансформатор» (АО «СТ»), г. Самара	ФБУ «Ульяновский УСМ», г. Ульяновск
4.	Система измерительная объемного расхода (объема) природного газа поз. 0052 цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК»	-	0052	73379-18	Открытое акционерное общество «ТАИФ-НК» (ОАО «ТАИФ-НК»), Республика Татарстан, г. Нижнекамск	-	МП 2707/3-311229-2018	МП 1009/2-311229-2021	-	10.09.2021	Акционерное общество «ТАИФ-НК» (АО «ТАИФ-НК»), Республика Татарстан, г. Нижнекамск	ООО ЦМ «СТП», г. Казань
5.	Система измерительная массового расхода (массы) перегретого пара поз. FT0051 цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК»	-	0051	73025-18	Открытое акционерное общество «ТАИФ-НК» (ОАО «ТАИФ-НК»), Республика Татарстан, г. Нижнекамск	-	МП 3003/4-311229-2018	МП 0909/1-311229-2021	-	09.09.2021	Акционерное общество «ТАИФ-НК» (АО «ТАИФ-НК»), Республика Татарстан, г. Нижнекамск	ООО ЦМ «СТП», г. Казань
6.	Система измерительная массового расхода (массы) перегретого пара поз. FT0051A цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК»	-	0051A	73026-18	Открытое акционерное общество «ТАИФ-НК» (ОАО «ТАИФ-НК»), г. Нижнекамск	-	МП 3003/5-311229-2018	МП 0909/2-311229-2021	-	09.09.2021	Акционерное общество «ТАИФ-НК» (АО «ТАИФ-НК»), г. Нижнекамск	ООО ЦМ «СТП», г. Казань
7.	Система измерительная массового расхода (массы) бензина поз. 05FT316 цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК»	-	05FT316	73374-18	Открытое акционерное общество «ТАИФ-НК» (ОАО «ТАИФ-НК»), Республика Татарстан, г. Нижнекамск	-	МП 2707/2-311229-2018	МП 0809/2-311229-2021	-	08.09.2021	Акционерное общество «ТАИФ-НК» (АО «ТАИФ-НК»), Республика Татарстан, г. Нижнекамск	ООО ЦМ «СТП», г. Казань

8.	Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС»	-	1	80669-20	Филиал «Гусиноозерская ГРЭС» Акционерного общества «Интер РАО - Электрогенерация», Республика Бурятия. Селенгинский район, г. Гусиноозерск	-	МП 26.51/49/20	-	-	03.09. 2021	ООО «Энерготест контроль», г. Москва	ООО «Энерготест контроль», г. Москва
9.	Газоанализаторы	Serinus 10	20-0372 (фирма «Ecotech Pty Ltd.», Австралия), 20-2124 (Фирма «АСОЕМ Ecotech Industries Pvt Ltd», Индия)	56053-13	Фирма «Ecotech Pty Ltd.», Австралия	-	МП 56053-13	МП 56053-13 с изменением №1	Фирма «АСОЕМ Ecotech Industries Pvt Ltd», Индия	12.08. 2021	Общество с ограниченной ответственностью «Аналит Комплект» (ООО «Аналит Комплект», г. Москва	ФГУП «ВНИИМС», г. Москва

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак

Назначение средства измерений

Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак (далее – расходомеры) предназначены для измерения:

- массового расхода, массы, температуры жидкости и газов;
- плотности, объемного расхода, объема жидкостей.

Описание средства измерений

Принцип измерения массового расхода основан на эффекте кориолисовых сил, действующих на поток среды,двигающейся по тонкостенной трубке, испытывающей поперечные колебания с частотой вынуждающей силы, создаваемой катушкой индуктивности при пропускании через неё электрического тока заданной частоты. Силы Кориолиса, приложенные к двум половинам вибрирующей части трубки, тормозят движение первой по потоку половины и ускоряют движение второй. Возникающая вследствие этого разность фаз колебаний двух половин трубки, пропорциональная массовому расходу, регистрируется индукционными датчиками. Результаты измерений массового расхода не зависят от плотности, вязкости, наличия твердых частиц, режимов протекания измеряемой среды.

Колебания трубок возбуждаются на основной резонансной частоте системы. Функциональная зависимость резонансной частоты от плотности среды калибруется при изготовлении прибора. На основе данных калибровки, хранимых в энергонезависимой памяти прибора, измеряемый в процессе работы период колебаний пересчитывается в значение плотности рабочей среды.

Объемный расход вычисляется по данным измерений массового расхода и плотности.

В состав расходомеров входят следующие компоненты:

- первичный преобразователь массового расхода (далее Датчик);
- электронный преобразователь (далее ЭП).

Датчик (различные исполнения датчика представлены на рисунке 1) устанавливается в трубопровод и преобразует параметры процесса (расход, плотность, температуру) в электрические сигналы, которые поступают в ЭП. ЭП производит обработку сигналов с датчика и выдает результат на встроенный индикатор, обеспечивает интегрирование расходов (функция счетчика) и формирует выходные сигналы следующих типов: частотные, импульсные, дискретные, токовые от 4 до 20 мА, цифровые. Выходные интерфейсы варьируются в зависимости от исполнения ЭП.

Кроме того, ЭП обрабатывает управляющие сигналы, которые поступают на дискретные входы, и обеспечивает связь с внешними ведущими устройствами по цифровому интерфейсу RS-485 (протокол Modbus RTU) или HART. ЭП через внешние интерфейсы может получать информацию о давлении измеряемой среды и осуществлять компенсацию влияния давления на показания расхода и плотности.

В расходомерах реализована функция самодиагностики состояния расходомера SMART Care System, основанная на комплексном анализе изменения механических и электрических свойств компонентов расходомера, влияющих на точность измерения. Встроенная функция SMART Care System осуществляет раннее обнаружение дефектов, а также позволяет проводить имитационную поверку бездемонтажным и демонтажным способом расходомера на объекте.

В расходомерах реализована функция расчета концентрации (объемной доли) взаимно-нерастворимых компонентов двухкомпонентной жидкости, основанная на измерении средней плотности и информации о плотности чистых компонентов.

Компоненты ЭП могут быть объединены конструктивно в различных сочетаниях или выполнены отдельными модулями (представлены на рисунке 2). Одним из модулей может являться видеографический регистратор ЭЛМЕТРО – ВиЭР. Модули соединяются специальными кабелями, которые входят в комплектацию расходомера. Возможные варианты компоновки ЭП описаны в руководстве по эксплуатации.

Расходомеры сертифицированы для работы во взрывоопасных зонах с видами взрывозащиты: взрывонепроницаемая оболочка и искробезопасная цепь. Маркировка взрывозащиты компонентов расходомера приведена в руководстве по эксплуатации на расходомер.



Рисунок 1 – Датчики расходомера



Рисунок 2 – Конструктивные исполнения модулей электронного преобразователя расходомера
Примечание – цветовая гамма может отличаться в зависимости от типа покрытия и требований заказчиков

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) расходомеров по аппаратному обеспечению является встроенным. Преобразование измеряемых величин и обработка измерительных данных выполняется с использованием внутренних аппаратных и программных средств. ПО хранится в энергонезависимой памяти. Программная среда постоянна, отсутствуют средства и пользовательская оболочка для программирования или изменения ПО.

Встроенное программное обеспечение разделено на:

- метрологически значимую часть;
- метрологически незначимую часть.

Номер версии ПО имеет структуру X.Y.Z (где X, Y, Z – десятичные числа):

X – номер версии метрологически значимой части ПО;

Y – номер версии метрологически незначимой части ПО, определяющей интерфейс взаимодействия с пользователем;

Z – вспомогательный идентификационный номер, для устранения ошибок и неточностей метрологически незначимой части ПО.

Идентификационные данные встроенного ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	—
Номер версии (идентификационный номер) ПО	5.Y.Z
Цифровой идентификатор ПО	0xB9C7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16

Информация о версии и контрольной сумме ПО расходомера доступна через экранное меню.

Защита встроенного программного обеспечения от изменений посредством внешних интерфейсов или меню прибора (преднамеренных или непреднамеренных) обеспечивается аппаратными микропереключателями, расположенными внутри пломбируемого корпуса, и непосредственно пломбировкой корпуса расходомера (рисунок 3).

Защита расходомера от преднамеренного изменения ПО через внутренний интерфейс (вскрытие прибора) обеспечивается нанесением пломбы на корпус ЭП расходомера.



Рисунок 3 – Место пломбирования расходомера и сообщение на дисплее при запрещающем положении микропереключателей

Защита ПО расходомера от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические характеристики

Метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диаметр условного прохода Ду, мм	от 1 до 200
Измеряемая среда (рабочая среда)	жидкость, газ
Верхняя граница диапазона измерений массового расхода жидкости $Q_{Mmax(F)}$, кг/ч, в зависимости от Ду	от 20 до 740000
Верхняя граница диапазона измерений объёмного расхода жидкости (по воде при стандартных условиях) $Q_{Vmax(F)}$, м ³ /ч, в зависимости от Ду	от 0,02 до 740
Верхняя граница диапазона измерений массового расхода газа $Q_{Mmax(G)}$, кг/ч	$Q_{Mmax(F)} \cdot \rho_G / k_G$, где ρ_G – плотность газа при рабочих условиях, кг/м ³ ; k_G – коэффициент, зависящий от Ду, кг/м ³
Диапазон измерений температуры рабочей среды, °C	от -200 до +350
Диапазон измерений плотности рабочей среды, кг/м ³ *	от 1 до 3000
Стабильность нуля при измерении массового расхода (в зависимости от Ду) Z, кг/ч	от 0,002 до 74
Класс точности	0,1; 0,15; 0,2; 0,25; 0,35; 0,5; 0,65
Класс точности в зависимости от результата имитационной поверки. Для классов точности: 0,1; 0,15; 0,2; 0,5.	0,1; 0,2 0,15; 0,25 0,2; 0,35 0,5; 0,65

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении массового расхода δQ_M и массы δM жидкости по индикатору, частотно-импульсному и цифровому выходным сигналам, %: при $Q_M \geq 100 \% \cdot Z / \delta_0$ при $Q_M < 100 \% \cdot Z / \delta_0$, где Q_M – измеряемый массовый расход, кг/ч, δ_0 – величина, численно равная классу точности, %	$\pm \delta_0$ $\pm (Z / Q_M) \cdot 100 \%$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении массового расхода и массы газа по индикатору, частотно-импульсному и цифровому выходным сигналам, %: при $Q_M \geq (100 \% \cdot Z / \delta_G)$ при $Q_M < (100 \% \cdot Z / \delta_G)$ где δ_G равен: 0,35 % – для кл. точности 0,1; 0,15 и Ду от 1 до 32 мм 0,5 % – для кл. точности 0,1; 0,15 и Ду от 50 до 200 мм 0,5 % – для кл. точности 0,2; 0,25 0,75 % – для кл. точности 0,35; 0,5 1,0 % – для кл. точности 0,65	$\pm \delta_G$ $\pm (Z / Q_M) \cdot 100 \%$
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности при измерении плотности рабочей среды по индикатору, частотному и цифровому выходным сигналам $\Delta \rho$, кг/м^{3**}	$\pm 0,3; \pm 0,5; \pm 1; \pm 2; \pm 5$
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности при измерении плотности рабочей среды по индикатору, частотному и цифровому выходным сигналам после поверки имитационным методом, в зависимости от значения интегрального параметра оценки изменений электромеханических свойств датчика, $\Delta \rho$, кг/м³. Для классов точности: 0,1; 0,15; 0,2; 0,5.	± 10 $\pm 10 \text{ или } \pm 20$ $\pm 10 \text{ или } \pm 20$ $\pm 20 \text{ или } \pm 60$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении объемного расхода δQ_V и объема δV жидкости по индикатору, частотно-импульсному и цифровому выходным сигналам, %: - для класса точности 0,1 и $\Delta \rho = \pm 1$ кг/м³ - для других сочетаний классов точности и $\Delta \rho$	$\delta Q_V = \delta V = \pm 0,15$ $\delta Q_V = \pm \sqrt{(\delta Q_M)^2 + ([\Delta \rho / \rho] \cdot 100\%)^2},$ $\delta V = \pm \sqrt{(\delta M)^2 + ([\Delta \rho / \rho] \cdot 100\%)^2},$ где ρ – измеряемая плотность, кг/м³
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры рабочей среды по индикатору, частотному и цифровому выходным сигналам (ΔT), °C	$\pm (0,5 + 0,005 \cdot t),$ $\pm (0,9 + 0,008 \cdot t)$ где t – измеряемое значение температуры, °C

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности при измерении массового расхода и массы жидкости и газа, в зависимости от Ду, вызываемой изменением: - давления измеряемой среды на 1 МПа, % - температуры измеряемой среды на 10 °С, %	от ±0,001 до ±0,5 от 0 до ±(0,015·Q_{Mnom}/Q_M)
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности при измерении плотности жидкости, в зависимости от Ду, вызываемой изменением: - давления измеряемой среды на 1 МПа, кг/м³ - температуры измеряемой среды на 10 °С, кг/м³	от ±0,03 до ±0,5 от ±0,3 до ±2,0
Потери давления на датчике расходомера при номинальном расходе воды Q_{Mnom}, МПа, не более	0,1
Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении массового расхода и массы первого компонента двух несмешивающихся сред по индикатору, частотно-импульсному и цифровому выходным сигналам, %: где ρ₂ – плотность второго компонента, кг/м³.	$\pm \left(\left \frac{\rho_2 \cdot \Delta p}{\rho^2 - \rho_2 \cdot \rho} \right \cdot 100\% + \delta Q_M \right)$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении объемного расхода и объема первого компонента двух несмешивающихся сред по индикатору, частотно-импульсному и цифровому выходным сигналам, %:	$\pm \left(\left \frac{\Delta \rho}{\rho - \rho_2} \right \cdot 100\% + \delta Q_V \right)$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразования измеренной величины в токовый выходной сигнал, мкА, не более***	±10
Параметры измеряемой среды:	
- диапазон температур, °С	от -200 до +350
- избыточное давление, МПа, не более	100
Примечания - Значения Z, k_G, Q_{Mmax(F)}, Q_{Mnom} для каждого типоразмера приведены в руководстве по эксплуатации * Диапазон индикации плотности рабочей среды от 0 до 5000, кг/м³. ** Δρ= ± 0,3 кг/м³ и Δρ= ± 0,5 кг/м³ по специальному заказу в диапазоне плотности рабочей среды от 400 до 1300 кг/м³. *** В исполнении ЭП без видеографического регистратора.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Выходные сигналы: *	
- частотно-импульсный масштабируемый, Гц	от 0 до 10 000
- аналоговый токовый, мА	от 4 до 20
- дискретный	Оптронный, с открытым коллектором
- цифровой	RS-485 (Modbus RTU) или HART
Входные сигналы: *	
- дискретный универсальный, В	$\pm 0...5/\pm 10...30$
Рабочие условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от -40 до +60/ от -50 до +60(опция)/ от -60 до +60 (опция)
- относительная влажность воздуха при температуре +35°С, %, не более	98
- давление воздуха, кПа	от 84,0 до 106,7
Маркировка взрывозащиты:	
- электронный преобразователь: 1Ex db IIB T6 Gb X; 1Ex db IIC T6 Gb X; 1Ex db [ia Ga] IIB T6 Gb X; 1Ex db [ia Ga] IIC T6 Gb X; 1Ex db [ia Ga] IIB T6...T4 Gb; 1Ex db [ia Ga] IIB T6...T3 Gb	
- датчик: 0Ex ia IIB T6...T4 Ga X; 0Ex ia IIC T6...T4 Ga X; 0Ex ia IIB T6...T3 Ga X; 0Ex ia IIC T6...T3 Ga X; 0Ex ia IIB T6...T2 Ga X; 0Ex ia IIC T6...T2 Ga X;	
Напряжение электрического питания, В:	
- от сети переменного тока частотой (50 ± 1) Гц **	от 80 до 264
- постоянный ток **	от 20 до 140
Потребляемая мощность, В·А, не более **	12
Габаритные размеры, мм:	
- высота	от 200 до 2100
- ширина	от 200 до 1300
- глубина (с клеммной коробкой)	от 210 до 450
Масса, кг	от 1 до 400
Средний срок службы, лет, не менее	12
Примечания: * В исполнении ЭП с видеографическим регистратором ЭЛМЕТРО-ВиЭР технические характеристики входных и выходных каналов определены в РЭ на регистратор. ** В исполнении ЭП без видеографического регистратора.	

Знак утверждения типа

наносится на эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации, методику поверки, паспорт) расходомера типографским способом, на таблички, размещенные на корпусах датчика и электронного преобразователя методом шелкографии, металлографии или гравировки.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик-расходомер массовый ЭЛМЕТРО-Фломак	ЭЛМЕТРО-Фломак	1
Паспорт	3124.0000.00 ПС	1
Руководство по эксплуатации	3124.0000.00 РЭ	1
Комплект монтажных частей	-	1 (по заказу)
Кабельная система	-	1 (по заказу)
ПО ПК конфигурирования расходомера, компакт-диск	-	1
Упаковка	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в Приложении И «Методика выполнения измерений» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам-расходомерам массовым ЭЛМЕТРО-Фломак

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости утвержденная

Приказ Росстандарта от 29.12.2018 г. № 2825 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа

ГОСТ 8.558-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры

ГОСТ 8.024-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений плотности

ТУ 4213-025-99278829-2011 Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭлМетро Групп» (ООО «ЭлМетро Групп»)

ИНН 7448092141

Адрес: 454106, г. Челябинск, ул. Неглинная, д. 21, пом. 106

Тел.: (351) 220-12-34

Факс: (351) 220-12-34

E-mail: info@elmetro.ru

Web-сайт: www.elmetro.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

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

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

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы Serinus 10

Назначение средства измерений

Газоанализаторы Serinus 10 (далее – газоанализаторы) предназначены для непрерывного автоматического определения содержания озона (O_3) в атмосферном воздухе, воздухе рабочей зоны и в технологических газовых смесях.

Описание средства измерений

Газоанализаторы Serinus 10 являются стационарными автоматическими одноканальными приборами непрерывного действия, выполненными в едином корпусе.

На передней панели расположены дисплей, клавиатура для управления прибором, внутри прибора расположен USB порт для переустановки программного обеспечения и копирования базы данных.

Принцип действия газоанализатора основан на методе ультрафиолетовой фотометрии, поглощении молекулами озона УФ-излучения с длиной волны 254 нм. Поглощение рассчитывается как отношение интенсивности излучения, прошедшего через анализируемую среду, к интенсивности излучения, прошедшего через очищенную от озона среду. Содержание озона рассчитывается согласно закону Бугера-Ламберта-Бера.

Проба воздуха или анализируемого газа, отбирается с помощью насоса (внешнего или внутреннего).

В газоанализаторах предусмотрена автоматическая калибровка, автоматический выбор диапазона измерений.

Общий вид газоанализатора представлен на рисунке 1.



Рисунок 1- Общий вид газоанализаторов Serinus 10

Газоанализаторы Serinus 10 имеют следующие цифровые разъемы (стандартная комплектация):

- RS232 - 2 (стандартный и многоточечный), 2 разъёма USB - 1 на задней панели и 1 на передней панели внутри корпуса прибора;
- двадцати пяти контактный разъем вход/выход;
- беспроводной интерфейс – Bluetooth;
- Ethernet (Опция).

Дополнительно газоанализатор может иметь следующие аналоговые каналы (опция):

- выходные: (0 – 20) мА, (2 – 20) мА, (4 – 20) мА;
- входные: (0 – 5) В постоянного тока (до трех каналов).

Пломбирование газоанализатора не предусмотрено.

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение Serinus Firmware, разработанное изготовителем специально для решения задач измерения массовой концентрации озона. Программное обеспечение осуществляет функции:

- управления прибором;
- обработки и выдачи результатов измерений на дисплей;
- передачу результатов измерений через последовательный порт, порт локальной сети Ethernet и аналоговые выходы;
- контроля общих неисправностей;
- контроля архивации данных;
- контроля внешних связей USB, RS-235, Ethernet.

Конструкция газоанализаторов Serinus 10 исключает возможность несанкционированного влияния на ПО газоанализатора и измерительную информацию.

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

Влияние программного обеспечения газоанализаторов учтено при нормировании метрологических характеристик.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименования программного обеспечения	Serinus Firmware
Идентификационное наименование ПО	2_14_000.S19
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.14.0000
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики газоанализатора Serinus 10

Диапазон измерений		Пределы допускаемых значений погрешности измерений	
объемной доли озона, млн ⁻¹	массовой концентрации* озона, мг/м ³	приведённой, %	относительной, %
от 0 до 0,015 включ.	от 0 до 0,03 включ.	±15	
св. 0,015 до 1 включ.	св. 0,03 до 2 включ.		±15
св. 1 до 5 включ.	св. 2 до 10 включ.		±10
*Пересчёт значений объемной доли, млн ⁻¹ , в значения массовой концентрации, мг/м ³ , приводится для температуры +20 °С и давления 101,3 кПа			

Таблица 3 – Прочие метрологические характеристики газоанализатора Serinus 10

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний объемной доли озона, млн ⁻¹	от 0 до 20
Диапазон показаний массовой концентрации* озона, мг/м ³	от 0 до 40
Время установления выходного сигнала (при достижении 90 % сигнала, T _{0,9}), с, не более	120
*Пересчет значений объемной доли, млн ⁻¹ , в значения массовой концентрации, мг/м ³ , приводится для температуры +20 °С и давления 101,3 кПа	

Таблица 4 - Основные технические характеристики газоанализатора Serinus 10

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	220 ⁺²² ₋₃₃
- частота переменного тока, Гц	50±1
Потребляемая мощность, Вт, не более	85
Габаритные размеры средства измерений, мм, не более	
- высота	175
- ширина	429
- длина	638
Масса, кг, не более	17,2
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от +5 до +40
- относительная влажность, %	от 20 до 95
- атмосферное давление, кПа	от 80,0 до 111,3

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель газоанализатора в виде наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор (с внешним или встроенным насосом по заказу)	Serinus 10	1 шт.
Комплект фильтров	-	1 уп. (50 шт.)
Кабель питания	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	МП 56053-13 с изменением №1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации газоанализаторов Serinus 10.

Нормативные документы, устанавливающие требования к газоанализаторам Serinus 10

Приказ Росстандарта от 23.12.2020 г. № 2315 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах».

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия.

ГОСТ Р 50760-95 Анализаторы газов и аэрозолей для контроля атмосферного воздуха.
Общие технические условия.

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

Техническая документация фирмы-изготовителя «Ecotech Pty Ltd.», Австралия.

Изготовитель

Фирма «Ecotech Pty Ltd.», Австралия

Адрес: 1492 Ferntree Gully Road Knoxfield VIC 3180, Australia

ABN 32 005 752 081

Тел.: +61 1300 364 946 Факс +61 1300 668 763

Фирма «АСОЕМ Ecotech Industries Pvt Ltd», Индия

Адрес: Plot No 57 Pithampur Sector 2, District Dhar, Madhya Pradesh 454775, Indore India

Тел.: +91 72 9242 6400

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

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

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

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений
в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» декабря 2021 г. № 3007

Регистрационный № 56980-14

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Малышевское рудоуправление»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Малышевское рудоуправление» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами Акционерное общество «Малышевское рудоуправление», сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления выработкой и потреблением электроэнергии.

Описание средства измерений

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

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленных на присоединениях, указанных в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сервер АИИС КУЭ с программным обеспечением (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин:

активная и реактивная электрическая энергия, вычисленная как интеграл по времени на интервале 30 мин от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности;
средняя на интервале 30 мин активная и реактивная мощность.

Измеренные значения приращений активной и реактивной энергии на 30-минутных интервалах времени сохраняются в энергонезависимой памяти счетчиков электроэнергии с привязкой к шкале времени UTC (SU).

Сервер АИИС КУЭ посредством локальной вычислительной сети предприятия с помощью ПО «АльфаЦентр» автоматически с заданной периодичностью или по запросу опрашивает счетчики электрической энергии и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (перевод измеренных значений в именованные физические величины, умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и ее хранение. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием ноутбука через встроенный оптический порт счетчиков.

Сервер АИИС КУЭ ежедневно формирует и отправляет по основному каналу связи, организованному на базе сети интернет в виде сообщений электронной почты отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

АРМ субъекта ОРЭМ осуществляет передачу данных (результатов измерений) прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности в виде электронного документа XML, заверенного электронной подписью субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01 (рег.№ 49933-12), который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) и обеспечивает предоставление информации о текущем времени в протоколе NTP.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ с СТБ-01 осуществляется встроенным программным обеспечением сервера АИИС КУЭ каждый час, коррекция производится автоматически при отклонении шкалы времени сервера АИИС КУЭ и СТБ-01 на величину равную или более 1 с. Сравнение показаний шкалы времени счетчика с сервером АИИС КУЭ осуществляется встроенным программным обеспечением по вычислительной сети (либо каналам связи GSM), во время сеанса связи со счетчиком, но не реже одного раза в сутки. Коррекция шкалы времени счетчика производится при расхождении со шкалой времени сервера АИИС КУЭ на величину равной или более 2 с.

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

Заводской номер АИИС КУЭ указывается в паспорте-формуляре.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, приведенные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИИК	Наименование объекта учета	Средство измерений		Источник точного времени	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Вид СИ	Тип, метрологические характеристики, Рег. №			Границы интервала основной погрешности, $(\pm\delta)$, %	Границы интервала погрешности, в рабочих условиях $(\pm\delta)$, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС 110 кВ Розовая, ОРУ-35 кВ Ввод 35 кВ Т1	ТТ	ТФЗМ-35Б-1У1 400/5; кл.т. 0,5 Рег. № 3689-73	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	ЗНОМ-35-65 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; кл.т. 0,5 Рег. № 912-70		Реактивная	2,7	5,6
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11				
2	ПС 110 кВ Розовая, ОРУ-35 кВ Ввод 35 кВ Т2	ТТ	ТФЗМ-35Б-1У1 400/5; кл.т. 0,5 Рег. № 3689-73		Активная	1,1	3,2
		ТН	ЗНОМ-35-65 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; кл.т. 0,5 Рег. № 912-70		Реактивная	2,7	5,6
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
3	ПС 110 кВ Розовая, ЗРУ-6 кВ, яч. №5	ТТ	ТЛШ 2000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,2 5,5
		ТН	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11				
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11				
4	ПС 110 кВ Розовая, ЗРУ-6 кВ, яч. №14	ТТ	ТЛШ 2000/5; кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11		Активная Реактивная	1,0 2,4	3,2 5,5
		ТН	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11				
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11				
5	ПС 110 кВ Розовая ЗРУ-6 кВ, яч. №15	ТТ	ТОЛ 150/5; кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11		Активная Реактивная	1,0 2,4	3,2 5,5
		ТН	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11				
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
6	ПС 110 кВ Розовая, ЗРУ-6 кВ, яч. №21	ТТ	ТОЛ 300/5; кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,0	3,2
		ТН	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11				
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,4	5,5
7	ПС 110 кВ Розовая, ЗРУ-6 кВ, яч. №23	ТТ	ТОЛ 100/5; кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11		Активная	1,0	3,2
		ТН	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11				
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,4	5,5
8	ПС 110 кВ Розовая, ЗРУ-6 кВ, яч. №25	ТТ	ТОЛ 100/5; кл.т. 0,5S Рег. № 47959-11		Активная	1,0	3,0
		ТН	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11				
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,4	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
9	ПС 110 кВ Розовая, ЗРУ-6 кВ, яч. №27	ТТ	ТОЛ 100/5; кл.т. 0,5S Рег. № 47959-11	СТБ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,0	3,0
		ТН	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11				
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,4	5,1
10	ПС 110 кВ Розовая, ЗРУ-6 кВ, яч. №8	ТТ	ТОЛ 300/5; кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11		Активная	1,0	3,2
		ТН	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11				
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,4	5,5
11	ПС 110 кВ Розовая, ЗРУ-6 кВ, яч. №24	ТТ	ТОЛ 100/5; кл.т. 0,5S Рег. № 47959-11		Активная	1,0	3,0
		ТН	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11				
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,4	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
12	ПС 110 кВ Розовая, ЗРУ-6 кВ, яч. №28	ТТ	ТОЛ 100/5; кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,0	3,2
		ТН	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11				
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,4	5,5
13	ПС 6 кВ Новая РУ-6 кВ, яч. №4	ТТ	ТПЛ 200/5; кл.т. 0,5 Рег. № 47958-11		Активная	1,0	3,2
		ТН	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11				
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,4	5,5
14	ПС 6 кВ Новая РУ-6 кВ, яч. №20	ТТ	ТПЛ 100/5; кл.т. 0,5S Рег. № 47958-11		Активная	1,0	3,0
		ТН	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11				
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,4	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
15	ПС 6 кВ Новая РУ-6 кВ, яч. №22	ТТ	ТПЛ 200/5; кл.т. 0,5 Рег. № 47958-11	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,0	3,2
		ТН	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11				
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,4	5,5
16	ПС 6 кВ Новая РУ-6 кВ, яч. №5	ТТ	ТПЛ 150/5; кл.т. 0,5 Рег. № 47958-11		Активная	1,0	3,2
		ТН	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11				
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,4	5,5
17	ПС 6 кВ Новая, РУ-6 кВ, яч. №15	ТТ	ТПЛ 100/5; кл.т. 0,5S Рег. № 47958-11		Активная	1,0	3,0
		ТН	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11				
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Реактивная	2,4	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
18	ПС 6 кВ Новая, РУ-6 кВ, яч. №17	ТТ	ТПЛ 300/5; кл.т. 0,5 Рег. № 47958-11	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,0	3,2
		ТН	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11		Реактивная	2,4	5,5
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11				
19	ПС 6 кВ Новая, РУ-6 кВ, яч. №25	ТТ	ТПЛ 150/5; кл.т. 0,5 Рег. № 47958-11		Активная	1,0	3,2
		ТН	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11		Реактивная	2,4	5,5
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11				
20	ПС 6 кВ Новая, РУ-6 кВ, яч. №27	ТТ	ТПЛ 100/5; кл.т. 0,5S Рег. № 47958-11		Активная	1,0	3,0
		ТН	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11		Реактивная	2,4	5,1
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с						±5	
Примечания:							
1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.							
2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.							
3 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.							
4 Допускается замена источника точного времени на аналогичные утвержденных типов.							
5 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).							
6 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.							
7 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 технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	20
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 31819.23-2012	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$: - для ИК №№ 1 – 7, 10, 12 – 13, 15 – 16, 18 – 19 - для ИК №№ 8 – 9, 11, 14, 17, 20 - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для СТВ-01 - для сервера	от 90 до 110 от 5 до 120 от 2 до 120 0,8 емк от -40 до +70 от +10 до +30 от +15 до +30 от +15 до +20
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: <u>Электросчетчики Альфа А1800:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, <u>СТВ-01:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <u>Сервер ИВК:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч,	120 000 24 100 000 2 80 000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики Альфа А1800 : - тридцатиминутный профиль нагрузки каждого массива, сутки, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	113,7 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счётчике;
- пропадание напряжения пофазно.

журнал сервера:

- параметрирования;
- замены счетчиков;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищённость применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера.

наличие защиты информации на программном уровне при хранении, передаче, параметрировании:

- пароль на счётчике электрической энергии;
- пароль на сервере АИИС КУЭ.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- сервере АИИС КУЭ (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ способом цифровой печати.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛ	12
Измерительный трансформатор тока	ТФЗМ-35Б-1У1	6
Измерительный трансформатор тока	ТЛШ	6
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ	16
Измерительный трансформатор тока	ТПЛ	16
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	A1805RAL-P4GB-DW-4	4
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	A1805RAL-P4GB-DW-3	16
Сервер АИИС КУЭ		1
Комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01	СТВ-01	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Паспорт-формуляр	ЭПК858/12-1.ФО.01	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Малышевское рудоуправление», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 16.02.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Малышевское рудоуправление»

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

Закрытое акционерное общество «Энергопромышленная компания» (ЗАО «ЭПК»)

ИНН: 6661105959

Адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, 96-В

Телефон: +7 (343) 251 19 96

E-mail: eic@eic.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» декабря 2021 г. № 3007

Регистрационный № 67928-17

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока Т-0,66, ТШ-0,66

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока Т-0,66, ТШ-0,66 (далее - трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частотой 50 или 60 Гц.

Описание средства измерений

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

Конструкция трансформаторов тока представляет собой кольцевой магнитопровод с вторичной обмоткой, заключенный в пластмассовый изолирующий корпус. Изолирующий корпус в зависимости от модификации может быть изготовлен из термостойкого материала класса нагревостойкости В по ГОСТ 8865. В качестве первичной обмотки используется шина или кабель. Выводы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформатора и закрываются защитной прозрачной пластиковой крышкой с целью ограничения доступа к измерительной цепи.

Трансформаторы тока Т-0,66 и ТШ-0,66 отличаются массой, габаритными размерами и наличием потенциального вывода.

Общий вид трансформаторов тока и схема пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид трансформаторов тока и схема пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики трансформаторов представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Характеристика	Значение	
	T-0,66	ТШ-0,66
Номинальное напряжение, кВ	0,66	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	0,72	
Номинальный первичный ток, А	от 5 до 2000	от 50 до 2000
Наибольший рабочий первичный ток, А в соответствии с ГОСТ 7746-2015 (табл. 11)	-	
Номинальный вторичный ток, А	1; 5	
Номинальная частота, Гц	50 или 60	
Число вторичных обмоток	1	
Класс точности вторичных обмоток для измерений и учета	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1; 3	
Номинальная вторичная нагрузка, В·А	от 1 до 30	
Нижний предел вторичной нагрузки для классов точности 0,2; 0,2S; 0,5S, В·А	с нулевым значением нижнего предела вторичной нагрузки	
Номинальный коэффициент безопасности приборов $K_{\text{Бном}}$, вторичных обмоток для измерений	от 2 до 30	

Таблица 2 - Основные технические характеристики

Масса, кг, не более	2,7	
Габаритные размеры, мм, не более (длина×ширина×высота)	190x110x172	85x110x172
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150	УЗ	
Механическое исполнение по ГОСТ 30631	М13 общее, М2 для модификации с усиленным фланцем (исполнение «Л»)	
Класс нагревостойкости по ГОСТ 8865	В (для исполнения «С»)	
Средний срок службы, лет	30	
Средняя наработка на отказ, ч	4·10 ⁵	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора, а также на паспортную табличку трансформатора типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	Т-0,66, ТШ-0,66	1 шт.
Паспорт Т-0,66	ИБЛТ.671211.001 ПС, ИБЛТ.671211.О19 ПС	1 экз.
Паспорт ТШ-0,66	ИБЛТ.671211.020 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации Т-0,66 (по заказу)	ИБЛТ.671211.001 РЭ, ИБЛТ.671211.О19 РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации ТШ-0,66 (по заказу)	ИБЛТ.671211.020 РЭ	1 экз.
Набор крепежа (по заказу)	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока Т-0,66, ТШ-0,66

ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки.

ТУ 27.11.42-058-05755476-2017 Трансформаторы тока Т-0,66, ТШ-0,66. Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «Самарский трансформатор»
(АО «СТ»)

ИНН 6311012779

Адрес: 443017, г. Самара, Южный проезд, 88

Телефон: +7 (8462) 261-68-23

Web-сайт: www.samaratransformer.ru

E-mail: info@samaratransformer.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

В части вносимых изменений:

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ульяновской области» (ФБУ «Ульяновский ЦСМ»).

Адрес: 432002, Ульяновская область, г. Ульяновск, ул. Урицкого, 13

Телефон: (8422) 75-37-37

Тел./Факс: (8422) 43-52-25

E-mail: csм@ulcsm.ru

Web-сайт: www.ulcsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Ульяновский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311693 от 12.04.2016 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» декабря 2021 г. № 3007

Регистрационный № 73025-18

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная массового расхода (массы) перегретого пара поз. FT0051 цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК»

Назначение средства измерений

Система измерительная массового расхода (массы) перегретого пара поз. FT0051 цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» (далее – ИС) предназначена для измерений массового расхода и массы пара.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного CENTUM модели VP (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 21532-08) (далее – ИВК) входных сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей (далее – ПИП) давления, перепада давления и температуры.

ИС представляет собой единичный экземпляр системы измерительной, спроектированной для конкретного объекта из компонентов отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка ИС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией ИС и эксплуатационными документами ее компонентов.

В состав ИС входит одна измерительная линия, на которой установлены:

- преобразователь многопараметрический 3051SMV (регистрационный номер 46317-10) (далее – 3051SMV);
- термопреобразователь сопротивления ТПС (регистрационный номер 71718-18) (модификация ТПС 106Exd) (далее – ТПС 106Exd);

Измерительные сигналы ПИП передаются на модуль АА1141 ИВК через устройство ввода/вывода измерительное дистанционное I.S.1, IS рас (регистрационный номер 22560-04) (далее – модуль 9160). ПИП, модуль 9160 и ИВК образуют измерительные каналы (далее – ИК).

ИС выполняет следующие функции:

- измерение избыточного давления, перепада давления и температуры пара;
- измерение массового расхода и массы пара по ГОСТ 8.586.5–2005;
- вычисление физических свойств пара по ГСССД 6–89, ГСССД 187–99 и ГСССД МР 147–2008;
- регистрация, индикация, хранение и передача на верхний уровень результатов измерений и вычислений;
- формирование, отображение и печать текущих отчетов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Заводской номер ИС наносится типографским способом на табличку, расположенную на шкафу ИВК. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке ИС.
Пломбирование ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС обеспечивает реализацию функций ИС. Защита ПО ИС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Centum VP
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже R6.07.00
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИК ИС

Наименование ИК	Метрологические характеристики ИК		Состав ИК		
	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности	ПИП (выходной сигнал)	Барьер искрозащиты (выходной сигнал)	Тип модуля ввода ИВК
ИК перепада давления	от 0 до 2 кгс/см ²	γ: ±0,15 %	3051SMV (HART-протокол)	Модуль 9160 (HART-протокол)	AAI141
ИК давления	от 0 до 50 кгс/см ²	γ: ±0,10 %			
ИК температуры	от 30 до 400 °С	Δ: ±2,40 °С	ТПС 106Exd (НСХ Pt100); 3051SMV (HART-протокол)		
Примечания – Приняты следующие сокращения и обозначения: НСХ – номинальная статическая характеристика (по ГОСТ 6651–2009); Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности, в единицах измеряемой величины; γ – пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности, %.					

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода пара, т/ч	от 18 до 84
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода и массы пара, %	$\pm 2,5$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений массового расхода и массы пара, %	$\pm 0,05$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений времени, %	$\pm 0,05$

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Температура измеряемой среды, °С	от +192 до +340
Избыточное давление измеряемой среды, кгс/см ²	от 7,14 до 12,23
Перепад давления на сужающем устройстве, кгс/см ²	от 0,077 до 2
Тип сужающего устройства	диафрагма по ГОСТ 8.586.2–2005
Диаметр отверстия сужающего устройства при температуре плюс 20 °С, мм	от 169,95 до 170,45
Внутренний диаметр измерительного трубопровода перед сужающим устройством при температуре плюс 20 °С, мм	257,823
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки ТПС 106Exd – в месте установки 3051SMV – в месте установки ИВК и модуля 9160 б) относительная влажность (без конденсации влаги), %: – в месте установки ТПС 106Exd и 3051SMV – в месте установки ИВК и модуля 9160 в) атмосферное давление, кПа	от -30 до +50 от +5 до +40 от +15 до +25 не более 95 от 20 до 80 от 84 до 106
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	1
Габаритные размеры отдельных шкафов, мм, не более: – глубина – ширина – высота	800 600 2100
Масса отдельных шкафов, кг, не более	280

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная массового расхода (массы) перегретого пара поз. FT0051 цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК», заводской № 0051	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Массовый расход и масса пара. Методика измерений системой измерительной массового расхода (массы) перегретого пара поз. FT0051 цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК», регистрационный номер ФР.1.29.2018.31132 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 29 декабря 2018 года № 2825 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»

Изготовитель

Открытое акционерное общество «ТАИФ-НК» (ОАО «ТАИФ-НК»)
ИНН 1651025328
Адрес: 423570, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, ОПС-11, а/я 20
Телефон: (8555) 38-14-14
Факс: (8555) 38-14-41
Web-сайт: www.taifnk.ru
E-mail: referent@taifnk.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП» (ООО ЦМ «СТП»)
Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7
Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10
Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>
E-mail: office@ooostp.ru
Уникальный номер записи об аккредитации ООО ЦМ «СТП» в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» декабря 2021 г. № 3007

Регистрационный № 73026-18

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная массового расхода (массы) перегретого пара поз. FT0051A цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК»

Назначение средства измерений

Система измерительная массового расхода (массы) перегретого пара поз. FT0051A цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» (далее – ИС) предназначена для измерений массового расхода и массы пара.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного CENTUM модели VP (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 21532-08) (далее – ИВК) входных сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей (далее – ПИП) давления, перепада давления и температуры.

ИС представляет собой единичный экземпляр системы измерительной, спроектированной для конкретного объекта из компонентов отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка ИС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией ИС и эксплуатационными документами ее компонентов.

В состав ИС входит одна измерительная линия, на которой установлены:

- преобразователь многопараметрический 3051SMV (регистрационный номер 46317-10) (далее – 3051SMV);
- термопреобразователь сопротивления ТПС (регистрационный номер 71718-18) (модификация ТПС 106Exd) (далее – ТПС 106Exd).

Измерительные сигналы ПИП передаются на модуль АА1141 ИВК через устройство ввода/вывода измерительное дистанционное I.S.1, IS рас (регистрационный номер 22560-04) (далее – модуль 9160). ПИП, модуль 9160 и ИВК образуют измерительные каналы (далее – ИК).

ИС выполняет следующие функции:

- измерение избыточного давления, перепада давления и температуры пара;
- измерение массового расхода и массы пара по ГОСТ 8.586.5–2005;
- вычисление физических свойств пара по ГСССД 6–89, ГСССД 187–99 и ГСССД МР 147–2008;
- регистрация, индикация, хранение и передача на верхний уровень результатов измерений и вычислений;
- формирование, отображение и печать текущих отчетов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Заводской номер ИС наносится типографским способом на табличку, расположенную на шкафу ИВК. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке ИС.
Пломбирование ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС обеспечивает реализацию функций ИС. Защита ПО ИС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Centum VP
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже R6.07.00
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИК ИС

Наименование ИК	Метрологические характеристики ИК		Состав ИК		
	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности	ПИП (выходной сигнал)	Барьер искрозащиты (выходной сигнал)	Тип модуля ввода ИВК
ИК перепада давления	от 0 до 2 кгс/см ²	γ: ±0,15 %	3051SMV (HART-протокол)	Модуль 9160 (HART-протокол)	AAI141
ИК давления	от 0 до 50 кгс/см ²	γ: ±0,10 %			
ИК температуры	от 30 до 400 °С	Δ: ±2,40 °С	ТПС 106Exd (НСХ Pt100); 3051SMV (HART-протокол)		
Примечания – Приняты следующие сокращения и обозначения: НСХ – номинальная статическая характеристика (по ГОСТ 6651–2009); Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности, в единицах измеряемой величины; γ – пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности, %.					

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода пара, т/ч	от 12 до 53
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода и массы пара, %	$\pm 2,5$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений массового расхода и массы пара, %	$\pm 0,05$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений времени, %	$\pm 0,05$

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Температура измеряемой среды, °С	от +192 до +340
Избыточное давление измеряемой среды, кгс/см ²	от 7,14 до 12,23
Перепад давления на сужающем устройстве, кгс/см ²	от 0,077 до 2
Тип сужающего устройства	диафрагма по ГОСТ 8.586.2–2005
Диаметр отверстия сужающего устройства при температуре плюс 20 °С, мм	от 138,75 до 139,55
Внутренний диаметр измерительного трубопровода перед сужающим устройством при температуре плюс 20 °С, мм	257,583
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки ТПС 106Exd – в месте установки 3051SMV – в месте установки ИВК и модуля 9160 б) относительная влажность (без конденсации влаги), %: – в месте установки ТПС 106Exd и 3051SMV – в месте установки ИВК и модуля 9160 в) атмосферное давление, кПа	от -30 до +50 от +5 до +40 от +15 до +25 не более 95 от 20 до 80 от 84 до 106
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	1
Габаритные размеры отдельных шкафов, мм, не более: – глубина – ширина – высота	800 600 2100
Масса отдельных шкафов, кг, не более	280

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная массового расхода (массы) перегретого пара поз. FT0051A цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК», заводской № 0051A	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Массовый расход и масса пара. Методика измерений системой измерительной массового расхода (массы) перегретого пара поз. FT0051A цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» регистрационный номер ФР.1.29.2018.31133 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 29 декабря 2018 года № 2825 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»

Изготовитель

Открытое акционерное общество «ТАИФ-НК» (ОАО «ТАИФ-НК»)

ИНН 1651025328

Адрес: 423570, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, ОПС-11, а/я 20

Телефон: (8555) 38-14-14

Факс: (8555) 38-14-41

Web-сайт: www.taifnk.ru

E-mail: referent@taifnk.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи об аккредитации ООО ЦМ «СТП» в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» декабря 2021 г. № 3007

Регистрационный № 73374-18

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная массового расхода (массы) бензина поз. 05FT316 цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК»

Назначение средства измерений

Система измерительная массового расхода (массы) бензина поз. 05FT316 цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» (далее – ИС) предназначена для измерений массового расхода и массы бензина.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного CENTUM модели VP (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 21532-08) (далее – ИВК) входных сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей (далее – ПИП) давления, перепада давления и температуры.

ИС представляет собой единичный экземпляр системы измерительной, спроектированной для конкретного объекта из компонентов отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка ИС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией ИС и эксплуатационными документами ее компонентов.

В состав ИС входит одна измерительная линия, на которой установлены:

- преобразователь многопараметрический 3051SMV (регистрационный номер 46317-10) (далее – 3051SMV);
- термопреобразователь сопротивления ТПС (регистрационный номер 71718-18) (модификация ТПС 106Exd) (далее – ТПС 106Exd).

Измерительные сигналы ПИП передаются на модуль АА141 ИВК через устройство ввода/вывода измерительное дистанционное I.S.1, IS рас (регистрационный номер 22560-04) (далее – модуль 9160). ПИП, модуль 9160 и ИВК образуют измерительные каналы (далее – ИК).

ИС выполняет следующие функции:

- измерение избыточного давления, перепада давления и температуры бензина;
- измерение массового расхода и массы бензина по ГОСТ 8.586.5–2005;
- регистрация, индикация, хранение и передача на верхний уровень результатов измерений и вычислений;
- формирование, отображение и печать текущих отчетов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Заводской номер ИС наносится типографским способом на табличку, расположенную на шкафу ИВК. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке ИС.
Пломбирование ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС обеспечивает реализацию функций ИС. Защита ПО ИС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Centum VP
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже R6.07.00
Цифровой идентификатор ПО	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИК ИС

Наименование ИК	Метрологические характеристики ИК		Состав ИК		
	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности	ПИП (выходной сигнал)	Барьер искрозащиты (выходной сигнал)	Тип модуля ввода ИВК
ИК перепада давления	от 0 до 2 кгс/см ²	γ: ±0,15 %	3051SMV (HART-протокол)	Модуль 9160 (HART-протокол)	AAI141
ИК давления	от 0 до 50 кгс/см ²	γ: ±0,10 %			
ИК температуры	от 0 до 200 °С	Δ: ±1,40 °С	ТПС 106Exd (НСХ Pt100); 3051SMV (HART-протокол)		
Примечания – Приняты следующие сокращения и обозначения: НСХ – номинальная статическая характеристика (по ГОСТ 6651–2009); Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности, в единицах измеряемой величины; γ – пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности, %.					

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода бензина, т/ч	от 64 до 223
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода и массы бензина, %	$\pm 2,5$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений массового расхода и массы бензина, %	$\pm 0,05$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений времени, %	$\pm 0,05$

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Температура измеряемой среды, °С	от +30 до +60
Избыточное давление измеряемой среды, кгс/см ²	от 2,04 до 6,11
Перепад давления на сужающем устройстве, кгс/см ²	от 0,153 до 2
Тип сужающего устройства	диафрагма по ГОСТ 8.586.2–2005
Диаметр отверстия сужающего устройства при температуре плюс 20 °С, мм	от 86,15 до 86,75
Внутренний диаметр измерительного трубопровода перед сужающим устройством при температуре плюс 20 °С, мм	150,07
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки ТПС 106Exd – в месте установки 3051SMV – в месте установки ИВК и модуля 9160 б) относительная влажность (без конденсации влаги), %: – в месте установки ТПС 106Exd и 3051SMV – в месте установки ИВК и модуля 9160 в) атмосферное давление, кПа	от -30 до +50 от +5 до +40 от +15 до +25 не более 95 от 20 до 80 от 84 до 106
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	1
Габаритные размеры отдельных шкафов, мм, не более: – глубина – ширина – высота	800 600 2100
Масса отдельных шкафов, кг, не более	280

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная массового расхода (массы) бензина поз. 05FT316 цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК», заводской № 05FT316	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Массовый расход и масса бензина. Методика измерений системой измерительной массового расхода (массы) бензина поз. 05FT316 цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК», регистрационный номер ФР.1.29.2018.32334 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 года № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Открытое акционерное общество «ТАИФ-НК» (ОАО «ТАИФ-НК»)

ИНН 1651025328

Адрес: 423570, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, ОПС-11, а/я 20

Телефон: (8555) 38-17-15

Факс: (8555) 38-17-36

Web-сайт: www.taifnk.ru

E-mail: referent@taifnk.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи об аккредитации ООО ЦМ «СТП» в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» декабря 2021 г. № 3007

Регистрационный № 73379-18

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная объемного расхода (объема) природного газа поз. 0052 цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК»

Назначение средства измерений

Система измерительная объемного расхода (объема) природного газа поз. 0052 цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» (далее – ИС) предназначена для измерений объемного расхода (объема) природного газа, приведенного к стандартным условиям (температура 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного CENTUM модели VP (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 21532-08) (далее – ИВК) входных сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей (далее – ПИП) давления, перепада давления и температуры.

ИС представляет собой единичный экземпляр системы измерительной, спроектированной для конкретного объекта из компонентов отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка ИС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией ИС и эксплуатационными документами ее компонентов.

В состав ИС входит одна измерительная линия, на которой установлены:

- преобразователь многопараметрический 3051SMV (регистрационный номер 46317-10) (далее – 3051SMV);
- термопреобразователь сопротивления ТПС (регистрационный номер 71718-18) (модификация ТПС 106Exd) (далее – ТПС 106Exd);

Измерительные сигналы ПИП передаются на модуль АА141 ИВК через устройство ввода/вывода измерительное дистанционное I.S.1, IS рас (регистрационный номер 22560-04) (далее – модуль 9160). ПИП, модуль 9160 и ИВК образуют измерительные каналы (далее – ИК).

ИС выполняет следующие функции:

- измерение избыточного давления, перепада давления и температуры природного газа;
- измерение объемного расхода (объема) природного газа, приведенного к стандартным условиям, по ГОСТ 8.586.5–2005;
- вычисление физических свойств природного газа по ГОСТ 30319.2–2015;
- регистрация, индикация, хранение и передача на верхний уровень результатов измерений и вычислений;
- формирование, отображение и печать текущих отчетов;

– защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Заводской номер ИС наносится типографским способом на табличку, расположенную на шкафу ИВК. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке ИС.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС обеспечивает реализацию функций ИС.

Защита ПО ИС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Centum VP
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже R6.07.00
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИК ИС

Наименование ИК	Метрологические характеристики ИК		Состав ИК		
	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности	ПИП (выходной сигнал)	Барьер искрозащиты (выходной сигнал)	Тип модуля ввода ИВК
ИК перепада давления	от 0 до 50 кПа	γ : $\pm 0,15$ %	3051SMV (HART-протокол)	Модуль 9160 (HART-протокол)	AAI141
ИК давления	от 0 до 50 кгс/см ²	γ : $\pm 0,10$ %			
ИК температуры	от -50 до 100 °C	Δ : $\pm 1,0$ °C	ТПС 106Exd (НСХ Pt100); 3051SMV (HART-протокол)		
Примечания – Приняты следующие сокращения и обозначения: НСХ – номинальная статическая характеристика (по ГОСТ 6651–2009); Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности, в единицах измеряемой величины; γ – пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности, %.					

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода природного газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 2200 до 17627
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, %	±2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений объемного расхода и объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, %	±0,05
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений времени, %	±0,05

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Температура измеряемой среды, °С	от -23 до +40
Избыточное давление измеряемой среды, кгс/см ²	от 1,54 до 4,5
Перепад давления на сужающем устройстве, кПа	от 2 до 50
Тип сужающего устройства	диафрагма по ГОСТ 8.586.2–2005
Диаметр отверстия сужающего устройства при температуре плюс 20 °С, мм	от 104,5 до 105,3
Внутренний диаметр измерительного трубопровода перед сужающим устройством при температуре плюс 20 °С, мм	257,993
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки ТПС 106Exd – в месте установки 3051SMV – в месте установки ИВК и модуля 9160 б) относительная влажность (без конденсации влаги), %: – в месте установки ТПС 106Exd и 3051SMV – в месте установки ИВК и модуля 9160 в) атмосферное давление, кПа	от -30 до +50 от +5 до +40 от +15 до +25 не более 95 от 20 до 80 от 84 до 106
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	1
Габаритные размеры отдельных шкафов, мм, не более: – глубина – ширина – высота	800 600 2100
Масса отдельных шкафов, кг, не более	280

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная объемного расхода (объема) природного газа поз. 0052 цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК», заводской № 0052	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем природного газа. Методика измерений системой измерительной объемного расхода (объема) природного газа поз. 0052 цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК», регистрационный номер ФР.1.29.2018.31928 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 29 декабря 2018 года № 2825 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»

Изготовитель

Открытое акционерное общество «ТАИФ-НК» (ОАО «ТАИФ-НК»)

ИНН 1651025328

Адрес: 423570, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, ОПС-11, а/я 20

Телефон: (8555) 38-17-15, факс: (8555) 38-17-36

Web-сайт: <https://www.taifnk.ru>

E-mail: referent@taifnk.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи об аккредитации ООО ЦМ «СТП» в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» декабря 2021 г. № 3007

Регистрационный № 80669-20

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС»

Назначение средства измерений

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, поставляемой на оптовый рынок электрической энергии и потребляемой на собственные нужды станции, средней активной и реактивной мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, а также передачу данных в утвержденных форматах другим удаленным заинтересованным пользователям. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую 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 – измерительно - вычислительный комплекс электроустановки ИВКЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) серии RTU-325 (модификация RTU-325-E1-512-M4-B4), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер типа ML350, с установленным программным обеспечением (ПО) «Альфа-Центр», коммуникационное оборудование для обмена данными со счетчиками (интерфейс RS-485, GSM-модемы Siemens TC-35i), устройство синхронизации частоты и времени Метроном (версия 300) (далее-УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМы).

Информационные каналы построены следующим образом. ИИК объединяются в сети интерфейс RS-485. Каждая сеть интерфейса RS-485 подключается к сети Ethernet посредством мультиплексора MOXA DE-334 и сетевого коммутатора 065-7210SCi SignaMax или посредством УСПД RTU-325 и сетевого коммутатора 065-7210SCi SignaMax. Сетевые коммутаторы установлены на БВС, ПРП, ЩТВ-2 и ЩТВ-5 «Гусиноозерской ГРЭС». ИВКЭ, ИВК объединены сетью IEEE 802.3 (ВОЛС).

Связь АИИС КУЭ с внешними системами осуществляется посредством телефонной линии связи с использованием модема Zyxel U-336E или посредством канала связи по сети GSM с использованием сотового терминала Siemens TC-35i.

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

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

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

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

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков (ИК№1-3,5,6) при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и передача измерительной информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Далее измерительная информация поступает на ИВК, где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков (ИК№16-24,27-30,37-42,45-54) при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН и выполняется дальнейшая обработка измерительной информации.

Результаты измерений автоматически передаются по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 1.0 по программно-задаваемым адресам в ОАО «АТС» и ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации частоты и времени Метроном (версия 300), непрерывно синхронизирующее собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ, ИВК) внутренними таймерами устройств, входящих в систему.

ИВК непрерывно сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ и не зависимо от величины расхождения производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ. Сравнение шкалы времени счетчиков (ИК№15-24,27-30, 37-42,45-54) со шкалой времени ИВК осуществляется с периодичностью 1 раз в 30 минут. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИВК равного ± 1 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика. Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК осуществляется каждые 30 минут и при расхождении шкалы времени УСПД от шкалы времени ИВК равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени УСПД. Сравнение шкалы времени счетчиков (ИК№1-3,5,6) со шкалой времени УСПД осуществляется каждые 30 минут и при расхождении шкалы времени счетчиков от шкалы времени УСПД равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчиков.

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

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер установлен в формуляре с Изменением №1 АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ПК «АльфаЦЕНТР» Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Наименование ПО	Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики
Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	Турбогенератор ст. № 1	ТВ-ЭК 20М2С КТ 0,2S 10000/5 Рег.№ 74600-19	ЗНОЛ-ЭК-15 КТ 0,2 15750/√3 100/√3 Рег.№ 47583-11	A1R-4-OL-C25-T+ КТ 0,2S/0,2 Рег.№ 14555-02	RTU-325-E1-512-M4-B4, рег. № 37288-08	Устройство синхронизации частоты и времени Метроном (версия 300), рег.№, 74018-19, ML 350
2	Турбогенератор ст. №2	ТШЛ20Б-1 КТ 0,2 10000/5 Рег.№ 4016-74	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 15750/100 Рег.№ 1593-70	A1R-4-OL-C25-T+ КТ 0,2S/0,2 Рег.№ 14555-02		
3	Турбогенератор ст. № 3	ТШЛ-20-1-УХЛ2 КТ 0,2S 10000/5 Рег.№ 47957-11	ЗНОЛ.06-15 У3 15750/100 КТ 0,2 Рег.№ 46738-11	A1R-4-OL-C25-T+ КТ 0,2S/0,2 Рег.№ 14555-02		
5	Турбогенератор ст. № 5	ТШЛ-СВЭЛ-20-2.1 УХЛ2 10000/5 КТ 0,2S Рег.№67629-17	ЗНОЛ-ЭК-15 15750/√3 100/√3 КТ 0,2 Рег.№ 47583-11	A1R-4-OL-C25-T+ КТ 0,2S/0,2 Рег.№ 14555-02		
6	Турбогенератор ст. № 6	ТШЛ20Б-1 КТ 0,2 10000/5 Рег.№ 4016-74	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 15750/100 Рег.№ 1593-70	A1R-4-OL-C25-T+ КТ 0,2S/0,2 Рег.№ 14555-02		
15	ВЛ-220 кВ МГ-251 (ГО ГРЭС-ПС Мысовая)	ТВ-СВЭЛ-220-V02 КТ 0,2S 1000/1 Рег.№ 67627-17	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100 КТ 0,2 Рег.№ 20344-05	A1R-4-AL-C29-T+ КТ 0,2S/0,2 Рег.№ 14555-02	-	Устройство синхронизации частоты и времени Метроном (версия 300), рег.№, 74018-19, ML 350
16	ВЛ-220 кВ МГ-252 (ГО ГРЭС-ПС Мысовая)	ТВ-СВЭЛ-220-V02 1000/1 КТ 0,2 Рег.№ 67627-17	НКФ-220-58У1 КТ 0,5 220000/100 Рег.№ 14626-95	A1R-4-AL-C29-T+ КТ 0,2S/0,2 Рег.№ 14555-02		
17	ВЛ-220 кВ ГС-255 (ГО ГРЭС-ПС Селендума)	ТГФМ-220П* 1000/1 КТ 0,2S Рег.№ 36671-08	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100 КТ 0,2 Рег.№ 20344-05	A1R-4-AL-C29-T+ КТ 0,2S/0,2 Рег.№ 14555-02		
18	ВЛ-220 кВ ГС-256 (ГО ГРЭС-ПС Селендума)	ТГФМ-220П* 1000/1 КТ 0,2S Рег.№ 36671-08	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100 КТ 0,2 Рег.№ 20344-05	A1R-4-AL-C29-T+ КТ 0,2S/0,2 Рег.№ 14555-02		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
19	ВЛ-220 кВ ГМШ-260 (ГО ГРЭС-ПС Мухоршибирь)	ТГФМ-220П* 1000/1 КТ 0,2S Рег.№ 36671-08	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100 КТ 0,2 Рег.№ 20344-05	A1R-4-AL- C29-T+ КТ 0,2S/0,2 Рег.№ 14555-02		Устройство синхронизации частоты и времени Метроном (версия 300), рег.№74018-19, ML 350
20	ВЛ-220 кВ РГ-295 (ГО ГРЭС-ПС Районная)	ТВ-СВЭЛ-220- V 02 1000/1 КТ 0,2S Рег.№ 67627-17	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100 КТ 0,2 Рег.№ 20344-05	A1R-4-AL- C29-T+ КТ 0,2S/0,2 Рег.№ 14555-02		
21	ВЛ-220 кВ РГ-296 (ГО ГРЭС- ПС Районная)	ТВ-СВЭЛ-220- V 02 1000/1 КТ 0,2S Рег.№ 67627-17	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100 КТ 0,2 Рег.№ 20344-05	A1R-4-AL- C29-T+ КТ 0,2S/0,2 Рег.№ 14555-02		
22	ВЛ 500 КГ-582 (ГО ГРЭС – ПС Ключи	ТВ-СВЭЛ-220- V 02 2000/1 КТ 0,2S Рег.№ 67627-17	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100 КТ 0,2 Рег.№ 20344-05	A1R-4-AL- C29-T+ КТ 0,2S/0,2 Рег.№ 14555-02		
23	ОРУ ГО ГРЭС ОВ-220А	ТГФМ-220П* 1000/1 КТ 0,2S Рег.№ 36671-08	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100 КТ 0,2 Рег.№ 20344-05	A1R-4-AL- C29-T+ КТ 0,2S/0,2 Рег.№ 14555-02		
24	ОРУ ГО ГРЭС ОВ-220Б	ТФЗМ-220Б-IV КТ 0,5 2000/1 Рег.№ 6540-78	НАМИ-220 УХЛ1 220000/100 КТ 0,2 Рег.№ 20344-05	A1R-4-AL- C29-T+ КТ 0,2S/0,2 Рег.№ 14555-02		
27	ВЛ-110 кВ ГГ-151 (ГО ГРЭС-ПС Гусиноозерская	ТВ-110/50 КТ 0,5 1000/1 Рег.№ 3190-72	НКФ-110-57У1 КТ 0,5 110000/100 Рег.№ 1188-84	A1R-4-AL- C29-T+ КТ 0,2S/0,2 Рег.№ 14555-02		
28	ВЛ-110 кВ ГГ-152 (ГО ГРЭС-ПС Гусиноозерская)	ТВ-110/50 КТ 0,5 1000/1 Рег.№ 3190-72	НАМИ- 110УХЛ1 КТ 0,5 110000/100 Рег.№ 24218-08	A1R-4-AL- C29-T+ КТ 0,2S/0,2 Рег.№ 14555-02		
29	ВЛ-110 кВ ГС-106 (ГО ГРЭС-ПС Селендума)	ТВ-110/50 КТ 0,5 1000/1 Рег.№ 3190-72	НАМИ- 110УХЛ1 КТ 0,5 110000/100 Рег.№ 24218-08	A1R-4-AL- C29-T+ КТ 0,2S/0,2 Рег.№ 14555-02		
30	ОРУ ГО ГРЭС ОВ-110 кВ	ТГФМ-110 П* 1000/1 КТ 0,2S Рег.№ 36672-08	НКФ-110-57У1 КТ 0,5 110000/100 Рег.№ 1188-84	A1R-4-AL- C29-T+ КТ 0,2S/0,2 Рег.№ 14555-02		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
37	Трансформатор собственных нужд 21 Т-А	ТПШЛ-10 КТ 0,5 2000/5 Рег.№ 1423-60	ЗНОЛП-6У2 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 23544-07	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5 Рег.№ 14555-02	,	Устройство синхронизации частоты и времени Метроном (версия 300), рег.№74018-19, ML 350
38	Трансформатор собственных нужд 21 Т-Б	ТПШЛ-10 КТ 0,5 2000/5 Рег.№ 1423-60	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 2611-70	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5 Рег.№ 14555-02		
39	Трансформатор собственных нужд 22 Т-А	ТЛМ-10 КТ 0,5 1500/5 Рег.№ 2473-69	ЗНОЛП-6У2 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 23544-07	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5 Рег.№ 14555-02		
40	Трансформатор собственных нужд 22 Т-Б	ТЛМ-10 КТ 0,5 1500/5 Рег.№ 2473-69	ЗНОЛП-6У2 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 23544-07	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5 Рег.№ 14555-02		
41	Трансформатор собственных нужд 23 Т-А	ТЛМ-10 КТ 0,5 1500/5 Рег.№ 2473-69	ЗНОЛП-6У2 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 23544-07	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5 Рег.№ 14555-02		
42	Трансформатор собственных нужд 23 Т-Б	ТЛМ-10 КТ 0,5 1500/5 Рег.№ 2473-69	ЗНОЛП-6У2 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 23544-07	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5 Рег.№ 14555-02		
45	Трансформатор собственных нужд 25 Т-А	ТЛШ-10У3 КТ 0,5 2000/5 Рег.№ 6811-78	НОЛ-0,8-6УТ2 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 3345-72	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5 Рег.№ 14555-02		
46	Трансформатор собственных нужд 25 Т-Б	ТЛШ-10У3 КТ 0,5 2000/5 Рег.№ 6811-78	НОЛ-0,8-6УТ2 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 3345-72	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5 Рег.№ 14555-02		
47	Трансформатор собственных нужд 26 Т-А	ТЛМ-10 КТ 0,5 1500/5 Рег.№ 2473-69	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 2611-70	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5 Рег.№14555-02		
48	Трансформатор собственных нужд 26 Т-Б	ТЛМ-10 КТ 0,5 1500/5 Рег.№ 2473-69	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 2611-70	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5 Рег.№ 14555-02		
49	Трансформатор собственных нужд 1ТР-А	ТПШЛ-10 КТ 0,5 2000/5 Рег.№ 1423-60	НОМ-6У КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 159-49	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5 Рег.№14555-02		
50	Трансформатор собственных нужд 1ТР-Б	ТПШЛ-10 КТ 0,5 2000/5 Рег.№ 1423-60	НОМ-6У КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 159-49	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S/0,5 Рег.№ 14555-02		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
51	Трансформатор собственных нужд 2ТР-А	ТПШЛ-10 КТ 0,5 2000/5 Рег.№ 1423-60	НОМ-6У КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 159-49	A2R-3-OL-C25- T+ КТ 0,5S/0,5 Рег.№ 14555-02	,	Устройство синхронизации частоты и времени Метроном (версия 300), рег.№74018-19, ML 350
52	Трансформатор собственных нужд 2ТР-Б	ТПШЛ-10 КТ 0,5 2000/5 Рег.№ 1423-60	НОМ-6У КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 159-49	A2R-3-OL-C25- T+ КТ 0,5S/0,5 Рег.№ 14555-02		
53	Трансформатор собственных нужд 3ТР-А	ТЛШ-10У3 КТ 0,5 2000/5 Рег.№ 6811-78	НОЛ.08-6УТ2 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 3345-72	A2R-3-OL-C25- T+ КТ 0,5S/0,5 Рег.№ 14555-02		
54	Трансформатор собственных нужд 3ТР-Б	ТЛШ-10У3 КТ 0,5 2000/5 Рег.№ 6811-78	НОЛ.08-6УТ2 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 3345-72	A2R-3-OL-C25- T+ КТ 0,5S/0,5 Рег.№ 14555-02		

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 2 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.

3 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

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm$) δ , %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm$) δ , %
27-29	Активная	1,3	3,0
	Реактивная	1,8	4,3
37-42,45-54	Активная	1,8	3,4
	Реактивная	1,9	4,6
1,3,5,15,17-23	Активная	0,6	1,3
	Реактивная	0,8	1,8
24	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,5	4,3
30	Активная	0,9	1,5
	Реактивная	1,2	2,0
2,6 ,16	Активная	0,9	1,4
	Реактивная	1,2	2,1
Пределы абсолютной погрешности синхронизации компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC (SU), ($\pm$) с			5

Продолжение таблицы 3

Примечания:
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая)
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, для рабочих условий для ИК №1,3,5,15,17-23,30 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 1 (2)% и для остальных ИК, при токе ТТ, равном 5% от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до +35°C.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	35
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для счетчиков, °C - частота, Гц	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 50
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды для счетчиков Альфа, °C - температура окружающей среды для сервера, °C - температура окружающей среды для УСПД RTU-325-E1-512-M4-B4, °C - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более - частота, Гц	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от -40 до +70 от -40 до +55 от +10 до +35 от -10 до +55 от 80,0 до 106,7 98 от 49,6 до 50,4
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД RTU-325-E1-512-M4-B4: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120 000 100000 20000 24
Глубина хранения информации Счетчики: - при отключенном питании, лет, не менее УСПД RTU-325-E1-512-M4-B4: - при отключенном питании, лет, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	30 5 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 ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.
- В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТШЛ-20-1-УХЛ2	3
	ТШЛ20Б-1	6
	ТВ-ЭК20М2С	3
	ТГФМ-220П*	12
	ТГФМ-110 УХЛ1	3
	ТФЗМ 220Б-IV	3
	ТВ-110/50	9
	ТЛМ-10	12
	ТПШЛ-10	12
	ТШЛ-СВЭЛ-20-2.1 УХЛ2	3
	ТВ-СВЭЛ-220-V 02	15
	ТЛШ-10 УЗ	8
Трансформатор напряжения	НОЛ.08-6УТ2	8
	НОМ-6У	8
	НТМИ-6-66	3
	НКФ-110-57-У1	3
	НКФ-220-58У1	3
	ЗНОМ-15-63	6

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58У1	3
	ЗНОМ-15-63	6
	ЗНОЛ-ЭК-15	6
	ЗНОЛ.06-15 УЗ	3
	НАМИ-110УХЛ1	3
	НАМИ-220УХЛ1	9
	ЗНОЛП-6У2	15
Счетчик электрической энергии	A2R-3-OL-C25-T+	16
	A1R-4-AL-C29-T+	14
	A1R-4-OL-C25-T+	5
Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	RTU-325-E1-512-M4-B4	1
Устройство синхронизации времени	Устройство синхронизации частоты и времени Метроном (версия 300)	1
Сервер	ML 350	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/49/20 с Изменением №1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы информационно-измерительной автоматизированной коммерческого учёта электрической энергии филиала ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС». МВИ 26.51/49.1/21, аттестованной ООО «Энерготестконтроль». Аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018 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

Изготовитель

Филиал «Гусиноозерская ГРЭС» Акционерного общества «Интер РАО -

Электрогенерация»

ИНН 7704784450

Адрес: 671160, Республика Бурятия, Селенгинский район, г. Гусиноозерск

Телефон 8 (30145) 95 2-95

E-mail: info-gogrrs@interrao.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 117449, Российская Федерация, Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1

Телефон: +7 (495) 6478818

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «Энерготестконтроль» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.