

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» апреля 2025 г. № 799

Регистрационный № 95288-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси в районе К-201 Приобского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси в районе К-201 Приобского месторождения (далее – СИКНС) предназначена для измерения массы нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

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

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

- 1) Блок измерительных линий (БИЛ), предназначенный для измерения массового расхода нефти.
- 2) Блок измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенный для измерения показателей качества нефти.
- 3) Система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.

Состав СИКНС представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF 400	БИЛ	13425-06
Счётчики-расходомеры массовые МИР*	БИЛ	68584-17
Преобразователи давления измерительные серии 40 мод. 4385	БИЛ, БИК	19422-03
Преобразователи давления измерительные 40.4385	БИЛ, БИК	40494-09
Датчики давления Метран-150 мод. Метран-150TG*	БИЛ, БИК	32854-09 32854-13
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820	БИЛ, БИК	32460-06
Влагомеры нефти микроволновые MBH-1 мод. MBH-1.1 Влагомеры нефти микроволновые MBH-1 мод. MBH-1.2* Влагомеры нефти микроволновые MBH-1 мод. MBH-1.3*	БИК	28239-04 63973-16
Преобразователь плотности жидкости измерительный модель 7835	БИК	15644-06
Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК	СОИ	24063-06
Примечания 1. Средства измерений помеченные * находятся в резерве. При необходимости средства измерений эксплуатирующиеся в составе СИКНС могут быть заменены на находящиеся в резерве. 2. В состав СИКНС входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов. Кроме того, в состав блока измерений параметров нефти входит расходомер.		

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

Место расположения СИКНС, заводской номер 108, в районе К-201 Приобского месторождения. Пломбирование средств измерений, находящихся в составе системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси в районе К-201 Приобского месторождения осуществляется согласно требований одного из следующих документов: описание типа средства измерений, методика поверки средства измерений, инструкция по эксплуатации СИКНС или МИ 3002-2006. Заводской номер в виде цифрового обозначения нанесен ударным способом

на информационной табличке на входе в блок измерительных линий и на входе в блок качества нефти. Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Общий вид СИКНС представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКНС

Программное обеспечение

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

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИВК	АРМ
Идентификационное наименование ПО	УЗЕЛ УЧЕТА НЕФТИ	InTouch WindowMaker
Номер версии ПО	01.220408	8.0.2 0586.0187.0000.0000

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 100 до 2180
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе измеряемой среды, %	$\pm 1,0$
Примечание — Расход по одной измерительной линии не превышает 500 т/ч.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	6 (4 рабочих, 1 резервная, 1 контрольно - резервная)
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление в измерительной линии, МПа – плотность обезвоженной дегазированной нефти при температуре +20 °С, кг/м ³ – плотность пластовой воды при температуре +20 °С, кг/м ³ – объёмная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, не более – плотность газа, приведённая к стандартным условиям, кг/м ³ – объёмная доля растворённого газа в нефтегазоводяной смеси, м ³ /м ³ , не более – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более – массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³ , не более – содержание свободного газа	от +25 до +60 от 1,0 до 6,3 от 861 до 867 от 1001 до 1005 1,0 от 0,8 до 1,0 20 0,05 3200 не допускается
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С – для первичных преобразователей – СОИ (ИБК и АРМ оператора)	от +5 до +35 от +18 до +25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси в районе К-201 Приобского месторождения	—	1 экз.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1843 /2024 Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества параметров нефтегазоводяной смеси (СИКНС) в районе К-201 Приобского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», аттестованном ФБУ «Тюменский ЦСМ», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1843/01.00248-2014/2024 от 10 октября 2024 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства РФ от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.2.1);

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

Правообладатель

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

ИНН 8604035473

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

Изготовитель

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

ИНН 0278096217

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

Испытательный центр

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

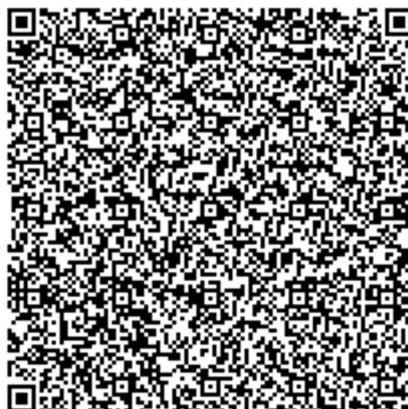
Адрес: 625027, Тюменская обл., г.о. город Тюмень, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 500-532

E-mail: info@csm72.ru

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» апреля 2025 г. № 799

Регистрационный № 95276-25

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированные информационно-измерительные Тепловизор

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные Тепловизор (далее - САИИ) предназначены для измерений тепловой энергии (количества теплоты), количества (массы и объема) теплоносителя (горячей и холодной воды), а также для автоматического сбора, накопления, обработки, хранения, вычисления в соответствии с уравнениями измерений, отображения и передачи информации о потреблении энергоресурсов заинтересованным организациям и в другие существующие автоматизированные системы учёта энергоресурсов в соответствии с их протоколами и стандартами.

Описание средства измерений

Системы автоматизированные информационно измерительные Тепловизор относятся к проектно-компонуемым изделиям, и их состав определяется конкретным проектом.

Центральная часть системы САИИ Тепловизор представляет собой операторские станции на базе компьютеров типа IBM PC, которые осуществляют визуализацию измеряемых параметров, обработку, вычисления измерительной информации, ведение протоколов и архивирование данных, конфигурирование измерительных каналов (далее ИК) и настройку программной части системы.

ИК состоят из первичных измерительных преобразователей (ПИП), преобразующих физические величины в цифровые и импульсные сигналы и вторичной части (ВИК) САИИ, которая производит автоматический сбор, накопление, обработку, хранение, вычисления в соответствии с уравнениями измерений, отображение и передачу информации о потреблении энергоресурсов в системы верхнего уровня.

Перечень основных компонентов представлен в таблице 1.

Передача измерительной информации от периферийной в центральную часть системы осуществляется по стандартам RS232/485/EtherNet по коммутируемым и не коммутируемым проводным линиям связи (в том числе оптоволоконные линии связи), по радиоканалу с использованием модема соответствующего типа.

В центральной части системы проводится вычисление и/или отображение интегральных параметров учета тепла и количества жидкостей, средних за заданные временные интервалы, параметров, измеряемых периферийной частью системы, осуществляется ведение архивов данных и событий.

Центральная часть системы может комплектоваться вычислительным компонентом (ВК) «ВИС.Т.ВРТ», позволяющим проводить дополнительные вычисления по результатам первичных измерений, полученных по измерительным каналам (ИК). ВК в САИИ реализован в виде подключаемого к программному комплексу «Архивист» модуля, и позволяет производить расчеты на основании заложенных формул и настроечной конфигурации ИК (настройка производится на заводе изготовителе под требования конкретного проекта).

Заводской номер САИИ наносится типографским способом на этикетку, которая располагается на корпусе сервера ИВК и в паспорте на САИИ типографским способом.

Нанесение знака поверки на корпус САИИ не предусмотрено.

Таблица 1 – Перечень измерительных компонентов АИИС

Наименование ИК	Измерительный компонент ИК	2	Связующий компонент ²	Вспомогательный компонент
1			3	4
ИК количества теплоты и количества теплоносителя		Теплосчетчики и тепловычислители¹: ВИС-Т (рег. № 20064-00, 20064-01, 20064-06, 20064-08, 20064-10), ВИС-Т1 (рег. № 54794-13), ВИС-Т3 (рег. № 67374-17), СТЭМ (рег. № 15889-96, 15889-97), КМ-5 (рег. № 18361-99, 18361-01, 18361-06, 18361-10), КМ-5П (рег. № 67794-17), SA-94 (рег. № 14641-95, 14641-96, 14641-99, 14641-04, 14641-05, 43231-09, 43231-14, 40079-08), Логика СПТ963 (70097-17), Магика (рег. № 55821-13, 23302-02, 23302-04, 23302-08, 18486-99), ТЭМ-106 (рег. № 26998-09, 48754-11, 26326-04, 26326-06), ТЭМ-104 (рег. № 75149-19, 60723-15, 32764-06, 32764-17, 48753-11, 58852-14, 26998-06, 26998-19), ТСК6 (рег. № 26641-04), ТСК7 (рег. № 48220-11, 23194-02, 23194-07), ТСК71 (рег. № 53289-13), ВКТ-7М (рег. № 67164-17, 75057-19), ВКТ-7 (рег. № 23195-02, 23195-06 23195-11, 77851-20), ВКТ-9 (рег. № 56129-14, № 67373-17, 76832-19), ЭЛТЕКО ТС555 (рег. № 41822-09, 41822-13), ЭЛТЕКО ТС (рег. № 60581-15), ЭЛТЕКО ИВ (рег. № 58565-14), Практика-Т (рег. № 27230-04), Взлет ТСР-М (рег. № 27011-04, 27011-09, 27011-13, 74420-19), Взлет ТСРВ (рег. № 27010-04, 27010-09, 27010-13, 74739-19)	Проводная линия связи (RS-232, RS-485, USB, Ethernet, оптоволоконно, телефонная линия связи), радиоканал с соответствующими модемами (GSM/GPRS/LTE/LoT), проводной модем, радиомодем, GSM-модем, LTE/LoT модем, контроллер передачи данных АССВ-30, контроллер передачи данных УСПД «Элтеко», приборы микропроцессорные «Трансформер ML» (рег. № 39713-14), приборы микропроцессорные «Трансформер SL» (рег. № 57640-14, 57640-19), контроллеры сетевые промышленные многофункциональные «B-Tune» (рег. № 59037-14, 59037-20), контроллеры многофункциональные «Арбитр» (рег. №63769-16, 67221-17)	Компьютер IBM PC (Windows 2000, XP, Vista, Win7, Win8, Win10, Server2003, Server2008, Server2012, Server2016, Server2019, Server2022, Linux), Планшетный ПК на базе Android или iOS, программный комплекс «АрхиВист»: Программа «АрхиВист», «WEB Сервер», «OPC Сервер», «MS SQL Server», «Oracle», «Postgre SQL», «APD import», «ArchiVizor», «ARKUpload», «OPC Сервер». Адаптер переноса данных (АПД-01, АПД-02, АПД-03).

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
ИК количества теплоты и количества теплоносителя	Взлет ТСР (рег. № 87702-22), Ирвикон ТС-200 (рег. № 23452-02, 23452-07, 23452-13), ТРЭМ (рег. № 21116-07), МКТС (рег. № 28118-09), ЭСКО-Т (рег. № 23134-02), ЭСКО-МТР-06 (рег. № 29677-10), Малахит – ТС8 (рег. № 29649-05), SKM-1 (рег. № 16119-07)	Проводная линия связи (RS-232, RS-485, USB, Ethernet, оптоволоконно, телефонная линия связи), радиоканал с соответствующими модемами (GSM/GPRS/LTE/IoT), проводной модем, радиомодем, GSM-модем, LTE/IoT модем, контроллер передачи данных АССВ-30, контроллер передачи данных УСПД «Элтеко», приборы микропроцессорные «Трансформер ML» (рег. № 39713-14), приборы микропроцессорные «Трансформер SL» (рег. № 57640-14, 57640-19), контроллеры сетевые промышленные многофункциональные «B-Tune» (рег. № 59037-14, 59037-20), контроллеры многофункциональные «Арбитр» (рег. №63769-16, 67221-17).	Компьютер IBM PC (Windows 2000, XP, Vista, Win7, Win8, Win10, Server2003, Server2008, Server2012, Server2016, Server2019, Server2022, Linux), Планшетный ПК на базе Android или iOS, программный комплекс «АрхиВист»: Программа «АрхиВист», «WEB Сервер», «OPC Сервер», «MS SQL Server», «Oracle», «Postgre SQL», «APD import», «ArchiVizor», «ARKIUpload», «OPC Сервер». Адаптер переноса данных (АПД-01, АПД-02, АПД-03).
ИК расхода и количества жидкости	Счетчики воды ВСХН, ВСХНд, ВСГН, ВСГНд, ВСТН (61402-15), ВСХН, ВСХНд, ВСГН, ВСТН (61401-15), ВСХНК, ВСХНКд (61400-15), ВСХ, ВСХд, ВСГ, ВСГд, ВСТ (51794-12), ЕТ (48241-11), М (48242-11). Счетчики-расходомеры: ВИС.МИР (32718-12), РМ-5 (20699-11), VA-2303 (16765-03), VA-2305M (20263-08), VA2301, VA2302, VA2304 (16762-08)		
1 На базе теплосчетчиков и тепловычислителей могут быть созданы каналы САИИ для измерений и регистрации температуры и (или) давления с метрологическими характеристиками, указанными в технической документации теплосчетчиков для соответствующих измеряемых величин. 2 На базе контроллеров утвержденных типов могут быть созданы каналы САИИ для измерений и регистрации температуры, давления, влажности и прочих величин с метрологическими характеристиками, указанными в технической документации контроллеров для соответствующих измеряемых величин. 3 Все ПИП должны быть утвержденного типа, выпущены в период действия утверждения типа и имеющие действующую поверку.			

Обобщённая структурная схема АИИС Тепловизор приведена на рисунке 1.

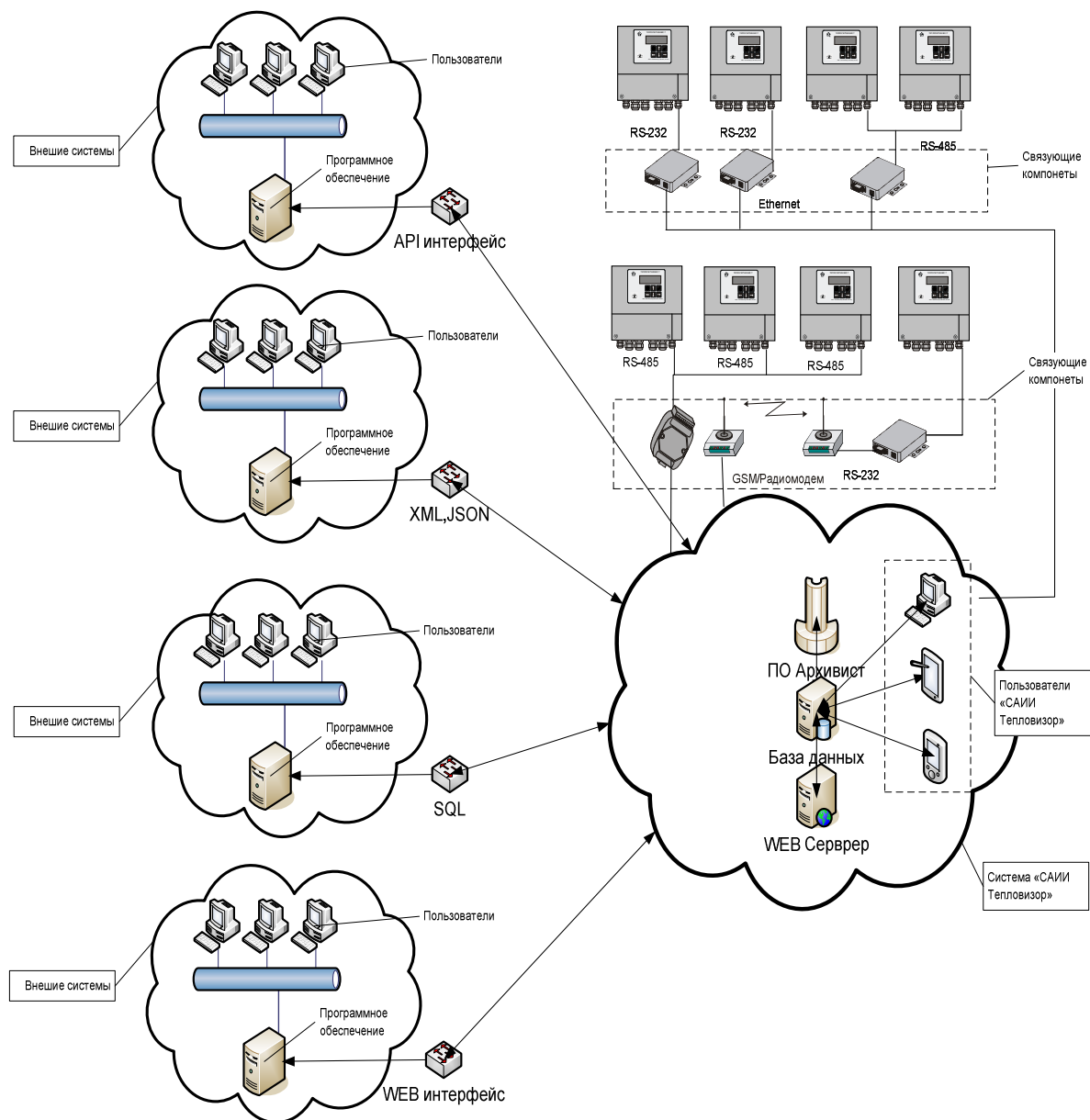


Рисунок 1 – Обобщённая структурная схема САИИ Тепловизор

Программное обеспечение

(ПО) системы состоит из:

встроенного ПО измерительных компонентов нижнего уровня системы и ПО верхнего уровня – «Архивист».

В ПО «Архивист» защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных осуществляется:

- механизмом авторизации пользователей;
- ограничением несанкционированного доступа средствами базового ПО ОС и СУБД;
- ведением журналов фиксации событий, происходящих в ПО «Архивист».

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

Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.

Идентификационные данные ПО «Архивист» верхнего уровня приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «Архивист»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Главный модуль ДС «Архивист», Archivist.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.8х.хх
Цифровой идентификатор ПО	7F5EC42B214AF9BD7A856163B8A6DCA8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	Драйвер ВИС.Т-1 (ВИС.Т, СТЭМ, ИВК-59), VIST1.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.хх.х
Цифровой идентификатор ПО	AA0A5ED70921026CA3F262811520B910
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	Драйвер ВИС.Т-НС (ВИС.Т-ТС/ВС, ВИС.МИР, ВИС.Т1, ВИС.Т3), VIST_НС.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.хх.х
Цифровой идентификатор ПО	AF2DDC5F3BCE3E84C01AD3F552A1D7DC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	Драйвер ВИС.Т.Мини (ВИС.Т3) VIST_Mini.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.хх.х
Цифровой идентификатор ПО	D00541AC4507BEB3B10DFF8E1E6C8F9F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	Драйвер КМ-5 (КМ-5, РМ-5), KM5.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.хх.х
Цифровой идентификатор ПО	BB6707735E89CDDD59EE684855572354
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Драйвер КМ-5-6И (КМ-5-6И, КМ-5П), КМ6i.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	FD2F338D14C2D889D6E0B7BC34F57F33
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	Драйвер SA-94, SA94.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	4E53D5036528EFF232952ADA5A4EBA0A
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	Драйвер ВКТ-7 (ТСК7, ТСК71, ТСК6), VKT7.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	B8616846F5053482BF68D6F3C4E77424
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	Драйвер ВКТ-9 VKT9.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	3BD244D56684F7577647947320F3D344
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	Драйвер Логика СПТ963, Logika.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	5325BC216AAAE2EBF663AA7AA31D4BC4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	Драйвер ТЭМ-106 (мод. ТЭМ-106-1, ТЭМ-106-2, ТЭСМА-106), TEM106.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	A929B3FBEB0BB23093B1F0CF1B98F518
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	Драйвер ТЭМ-106 (мод. ТЭМ-106-1, ТЭМ-106-2, ТЭСМА-106), TEM106.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	A929B3FBEB0BB23093B1F0CF1B98F518
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Драйвер ВТ-200 (Ирвикон ВТ-200, Ирвикон ТС-200), VT200.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	63436CAADB7976DB6FF4AFE5CF5E5541
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	Драйвер МКТС, MKTS.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	4E9D2BA49EF8D201D55FCD3B0C72AC80
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	Драйвер Практика-Т, Praktika.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	D7F1F99DA32E591BD848DFE27423266A
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	Драйвер ЭЛТЕКО-ТС555 (ЭЛТЕКО ТС, ЭЛТЕКО ИВ), EltecoTS555.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	3E6E39762E644276C2613E59C7EA18C4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	Драйвер ЭСКО-Т, ESCO_T.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	31CB71FB92E86B200EAA2B0BA16447A8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	Драйвер ЭСКО-МТР-06, ESCO_MTR06.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	352AC6BA7759AC18CA8F9F9157D267F2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Драйвер ТРЭМ, TREM.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	811632D8365D8826A9977418B8811DF8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	Драйвер МАЛАХИТ ТС8, Malachite.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	A562DAB4423D877B023921753E9B60F3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	Драйвер МАГИКА (мод. А,Б,Д,Е,К,Р,Т), MAGIKA.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	E0CD3E93645EDE7C06DFA6E1267C7904
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	Драйвер ТЭМ-104 (ТЭСМА-104), TEM104.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	D6FDB72689531DCCAF07F7DF3709914C
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	Драйвер ВЗЛЕТ TCP (Взлет TCP, Взлет TCPB, Взлет TCP-M, Взлет TCPB-M), Vzljet_TSR.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	C8BFC41B3CEAE8E0966CF1BDF4A950EC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	Драйвер SKM-1, SKM1.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	B51E9573675C16F291EE1CEEA17F915E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Арбитр, Arbitr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	F302647526B3748F1C798F16DC6328E5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	B-Tune, BTune.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	2AC322278D62CB73D250FBF18E2DE029
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	Трансформер, TRANSFORMER.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	1A8B734723F389EF11209C6E0FA1F764
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	ВИСТ.BPT, VIST_VRT.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.xx.x
Цифровой идентификатор ПО	252FA975D16F2E382EABF467AACD86B9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5
Идентификационное наименование ПО	ПО АПД-03, FW-03
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.x
Цифровой идентификатор ПО	D0476CF6FDE1DA2073F5705D77E96AC8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики САИИ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Измерительные каналы учета количества теплоты, теплоносителя, расхода воды

Измерительный канал	Метрологическая характеристика	Значение характеристики
1	2	3
Теплосчетчики и тепловычислители		
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики ВИС.Т) (рег. № 20064-00, № 20064-01, № 20064-06, № 20064-08, № 20064-10)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях:	
	- количества теплоты при разности температур, °C: от 1 до 2;	±6 %
	от 2 до 10;	±4 %
	от 10 до 150	±2 %
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	±2 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,01 %
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики ВИС.Т1) (рег. № 54794-13)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях:	
	- количества теплоты при разности температур, °C: от 1 до 2;	±6 %
	от 2 до 10;	±4 %
	от 10 до 150	±2 %
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	±2 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,01 %
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики ВИС.Т3) (рег. № 67374-17)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях:	
	- количества теплоты при разности температур, °C: от 1 до 2;	±6 %
	от 2 до 10;	±4 %
	от 10 до 20	±2,5 %
	от 20 до 149	±2 %
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	±2 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,01 %
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики СТЭМ) (рег. № 15889-96, № 15889-97)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях:	
	- количества теплоты при разности температур, °C: от 5 до 10;	±4 %
	от 10 до 20;	±2,5 %
	от 20 до 150	±2 %
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	±2 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,01 %

Продолжение таблицы 3

1	2	3
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики КМ-5 (рег. № 18361-99, № 18361-01, № 18361-06, № 18361-10))	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - количества теплоты при разности температур от 2 до 155 °С	Класс С ¹
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	±2 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,005 %
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики КМ-5-П (рег. № 67794-17))	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - количества теплоты при разности температур от 2 до 155 °С	Класс С ¹
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	±3 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,05 %
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики SA-94) (рег. № 14641-95, № 14641-96, № 14641-99, № 14641-04, № 14641-05, № 14641-09, № 43231-14, № 40079-08)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - количества теплоты при разности температур от 3 до 140 °С	Класс В ¹
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	±2 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,1 %
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики Логика СПТ963) (рег. № 70097-17)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - количества теплоты при разности температур, °С: от 3 до 175;	±(0,5+3/dt) %
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	±0,5 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,01 %
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики МАГИКА) (рег. № 55821-13)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - количества теплоты при разности температур от 2 до 160 °С	Класс С ¹
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	±2 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,1 %

Продолжение таблицы 3

1	2	3
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики МАГИКА (мод. А,Б,Д,Е,К,Р,Т) (рег.№ 23302-02, № 23302-04, № 23302-08))	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - количества теплоты при разности температур от 0 до 160 °С	Класс С ¹
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	±2 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,1 %
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики ТЭМ-106 (рег. № 48754-11, № 26998-09, № 26326-04, № 26326-06, №48754-11))	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - количества теплоты при разности температур от 1 до 150 °С	Класс С ¹
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	± 2 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	± 0,01 %
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики ТЭМ-104) (рег. № 75149-19, № 60723-15, № 32764-06, № 32764-17, № 48753-11, № 58852-14, № 26998-06, № 26998-19)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - количества теплоты при разности температур от 2 до 150 °С	Класс В ¹ Класс С ¹
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	±2 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,01 %
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики ТСК6) (рег. № 26641-04)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - количества теплоты при разности температур от $\Delta t_{\min}$ до $\Delta t_{\max}$ ($\Delta t_{\min}=2$ и 3 °С, $\Delta t_{\max}=150$ и 147 °С соответственно для исполнений ТСК6-7 и ТСК6-5)	Класс С ¹
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	±2 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени, не более	±0,02 %
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики ТСК7) (рег. № 48220-11, № 23194-02, № 23194-07)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - количества теплоты при разности температур от 2 до 150 °С	Класс С ¹
	- количества теплоносителя (горячей воды)	±2 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,01 %

Продолжение таблицы 3

1	2	3
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики ТСК71) (рег. № 53289-13)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - количества теплоты при разности температур от 2 до 150 °С	Класс С ¹
	- количества теплоносителя (горячей воды)	±2 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,01 %
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики ВКТ-7М) (рег. № 67164-17)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - количества теплоты при разности температур от 2 до 160 °С	±(0,03 % + 0,0006 % Δt)
	- количества теплоносителя (горячей воды)	±0,1 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,01 %
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики ВКТ-9) (рег. № 56129-14, № 67373-17, 76832-19)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - количества теплоты при разности температур от 2 до 160 °С	±(0,03 % + 0,0006 % Δt)
	- количества теплоносителя (горячей воды)	±0,1 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,01 %
Количества теплоты и теплоносителя (вычислители количества теплоты ВКТ-7) (рег. № 23195-02, № 23195-06, № 23195-11, № 77851-20)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - количества теплоты при разности температур от 0 до 180 °С	±0,1 %
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	±(0,01+6/T) %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,01 %
	количества теплоносителя (массы и объема воды)	±0,2 %
	количества теплоносителя (массы и объема пара)	±0,1 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,01 %
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики ЭЛТЕКО ТС555) (рег. № 41822-09, № 41822-13)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении количества теплоты	Класс В Класс С
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях объемного (массового) расхода, объема (массы) теплоносителя	±2 % (для класса В) ±,0 % (для класса С)
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,01 %

Продолжение таблицы 3

1	2	3
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики ЭЛТЕКО ТС) (рег. № 60581-15)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении количества теплоты	Класс В
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях объемного (массового) расхода, объема (массы) теплоносителя	$\pm 2\%$ (для класса В)
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	$\pm 0,01\%$
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики ЭЛТЕКО ИВ) (рег. № 58565-14)	Пределы допускаемой относительной погрешности Измерения (вычисления) тепловой мощности и количества теплоты (тепловой энергии), %	$\pm(0,5+4\Delta t_{\min}/\Delta t)$, %
	Пределы допускаемой относительной погрешности измерения аналогового сигнала (частотный или числоимпульсный) и преобразования его в значение объемного расхода, объема и вычисления массы	$\pm 0,1\%$
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	$\pm 0,01\%$
Количества теплоты и количества теплоносителя (теплосчетчики Практика Т) (рег. № 27230-04)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - тепловой энергии воды при разности температур от 3 до 150 °С - количества теплоносителя (массы и объема воды)	Класс В ¹ $\pm 2\%$
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	$\pm 0,01\%$
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики Взлет ТСР-М) (рег. № 27011-04, № 27011-09, № 27011-13, № 74420-19)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: -количества теплоты при разности температур, °С: от 1 до 10;	$\pm 6\%$
	от 10 до 20;	$\pm 5\%$
	от 20 до 150	$\pm 4\%$
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	$\pm 2\%$
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	$\pm 0,01\%$
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики Взлет ТСРВ) (рег. № 27010-04, № 27010-09, № 27010-13, № 74739-19)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении количества теплоты	Класс В ¹ Класс С ¹
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях объемного (массового) расхода, объема (массы) теплоносителя	$\pm 2\%$
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	$\pm 0,01\%$

Продолжение таблицы 3

1	2	3
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики Взлет ТСР) (рег. № 87702-22)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении количества теплоты	Класс В ¹ Класс С ¹
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях объемного (массового) расхода, объема (массы) теплоносителя	±0,2 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,1 %
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики Ирвикон ТС-200) (рег. № 23452-02, № 23452-07, № 23452-13)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - количества теплоты при разности температур от 3 до 150 °С	Класс В ¹ Класс С ¹
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	±2 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,01 %
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики ТРЭМ) (рег. № 21116-07)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - количества теплоты при разности температур, °С: от 3 до 10;	±4 %
	от 10 до 20;	±3 %
	от 20 до 150	±2 %
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	±2 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,01 %
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики МКТС) (рег. № 28118-09)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - количества теплоты при разности температур от 3 до 150 °С	Класс С ¹
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	±2 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,005 %
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики ЭСКО-Т) (рег. № 23134-02)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - количества теплоты при разности температур от 3 до 150 °С	Класс С ¹
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	±3 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,05 %
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики ЭСКО-МТР-06) (рег. № 29677-10)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - количества теплоты при разности температур от 3 до 150 °С	Класс С ¹
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	±2 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,01 %

Продолжение таблицы 3

1	2	3
Количества теплоты и теплоносителя (теплосчетчики Малахит-ТС8) (рег. № 29649-05)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - количества теплоты при разности температур, °С: от 3 до 10;	±6 %
	от 10 до 20;	±4 %
	от 20 до 150	±2 %
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	±0,6 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,01%
Количества теплоты и теплоносителя (электромагнитные счетчики количества тепла и воды SKM-1) (рег. № 16119-07)	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях: - количества теплоты при разности температур, °С: от 3 до 10;	±5 %
	от 10 до 20;	±4 %
	от 20 до 150	±3 %
	- количества теплоносителя (массы и объема воды)	±0,5 %
	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени	±0,05%
Расходомеры		
Расхода и количества жидкости	Пределы ² допускаемой относительной погрешности при измерениях количества воды, не более	±5 %
	Пределы ² допускаемой относительной погрешности при измерении времени, не более	±0,02 %
¹ Класс теплосчетчика по ГОСТ Р 51649-2014. ² Фактические значения пределов погрешности определяются метрологическими характеристиками измерительных компонентов из состава ИК.		

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Условия эксплуатации ПИП:	
Температура окружающей среды, °С	от +5 до +50
- для теплосчетчиков, счетчиков воды и импульсов	от - 25 до + 40
Относительная влажность окружающего воздуха, %	от 30 до 80
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 107,0
Условия эксплуатации ВИК:	
Температура окружающей среды, °С	от +15 до +35
Относительная влажность окружающего воздуха, %	от 30 до 80
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 107,0

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность САИИ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество (шт. или экз.)
Система автоматизированная информационно-измерительная Тепловизор	-	1 (по проектной документации)
Программное обеспечение	ПО «Архивист»	1
Системы автоматизированные информационно-измерительные Тепловизор. Паспорт	ВАУМ.411711.053 ПС	1
Системы автоматизированные информационно-измерительные Тепловизор. Руководство по эксплуатации	ВАУМ.411711.053 РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 руководства по эксплуатации ВАУМ.411711.053 РЭ «Системы автоматизированные информационно-измерительные Тепловизор. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.596-2002 Системы информационно-измерительные. Метрологическое обеспечение. Общие положения;

ВАУМ.411711.053 ТУ Автоматизированные информационно-измерительные системы Тепловизор. Технические условия

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «Тепловизор» (ООО «НПО «Тепловизор»)

ИНН 7721302674

Юридический адрес: 109428, г. Москва, вн.тер. г. Муниципальный Округ Рязанский, пр-кт Рязанский, д. 8А, стр. 14, помещ. 2/3

Телефон: (495)730-47-44

E-mail: mail@teplovizor.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «Тепловизор» (ООО «НПО «Тепловизор»)

ИНН 7721302674

Адрес: 109428, г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный Округ Рязанский, пр-кт Рязанский, д. 8А, стр. 14, помещ. 2/3

Телефон: (495)730-47-44

E-mail: mail@teplovizor.ru

Испытательный центр

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

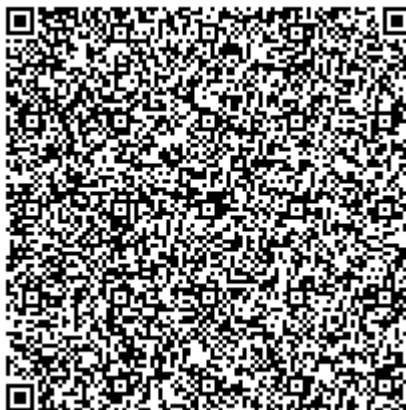
Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

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

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 430-57-25

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» апреля 2025 г. № 799

Регистрационный № 95277-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики стационарные СД-1.К

Назначение средства измерений

Датчики стационарные СД-1.К (далее – датчики) предназначены для измерений температуры, давления и относительной влажности в горных выработках и на других промышленных объектах.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков при измерении давления основан на преобразовании упругой деформации чувствительного элемента, выполненного в виде мембраны, в изменение сопротивления тензорезисторов, расположенных на мембране и включенных по мостовой схеме. Выходное напряжение моста изменяется пропорционально приложенному давлению. Принцип действия датчиков при измерении температуры основан на зависимости электрического сопротивления полупроводникового чувствительного термoeлементa от температуры. Принцип действия датчиков при измерении относительной влажности основан на измерении электрической емкости между двумя электродами, находящихся с двух сторон полимерной пластины.

Полное наименование датчика в общем виде выглядит следующим образом:

Датчики стационарные СД-1.К.(У).Х.А1.А2.А3, где поле Х используется для указания диапазона измерения температуры:

- [0] – измерение температуры в диапазоне -10,0 ... 35,0⁰С;
- [1] – измерение температуры в диапазоне -10,0 ... 85,0⁰С;
- [2] – измерение температуры в диапазоне -10,0 ... 125,0⁰С.

Символы А1, А2, А3 принимают значение 0 или 1 и обозначают наличие в модификации сенсора температуры (А1), влажности (А2) и давления (А3). Значение 0 означает отсутствие в модификации данного сенсора, а значение 1 его наличие. Для любой из вышеуказанных модификаций датчиков, возможно универсальное исполнение с дополнительным блоком звуковой сигнализации и электромагнитного реле которые срабатывают при достижении значениями температуры, влажности и давления установленного порога. Значение порога задается в меню настроек прибора. В таком случае в маркировке датчиков в конце будет добавлена буква У.

Модификации СД-1.К.(У).1.А1.А2.А3 и СД-1.К.(У).2.А1.А2.А3 имеют выносной чувствительный элемент температуры, представлен на рисунке 3.

Конструктивно корпус датчика состоит из двух или трех отделений одинакового размера. Отделение кабельных вводов, в котором расположены клеммы для соединения датчика с источником питания, чувствительным элементом и вторичными приборами, и аппаратное отделение, в котором располагаются электронные платы, служащие для обработки информации, формирования выходных сигналов и отображения информации. Модификация СД-1.К.Х.У.А1.А2.А3 состоит из трех отделений, в среднем из которых находятся световой и

звуковой излучатели, а также электромагнитное реле.

Крышки аппаратного отделения и отделения кабельных вводов крепятся к корпусу четырьмя невыпадающими винтами и герметизируются резиновой прокладкой.

Общий вид датчиков представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид датчиков СД-1.К и места пломбировки от несанкционированного доступа, место нанесение знака утверждения типа

Нанесение знака поверки на датчики не предусмотрено.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений в виде цифрового кода, состоящего из арабских цифр, наносится методом печати на маркировочную табличку, прикрепляемую к аппаратному отделению датчика. Место нанесения заводского номера представлено на рисунке 2.

Пломбировка от несанкционированного доступа осуществляется за счет установки специального винта представлено на рисунке 1.



Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера



Рисунок 3 – Общий вид датчиков СД-1.К с выносным чувствительным элементом температуры

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее по тексту – ПО) датчиков – встроенное в электронный блок.

Датчики имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений, реализованную изготовителем на этапе производства путем установки защиты микроконтроллера от чтения и записи.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SD-1.K firmware
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	не ниже 16.X ¹⁾
Примечание - ¹⁾ «X» не относится к метрологически значимой части ПО и принимает значения от 0 до 9	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений температуры, °С, для модификаций: модификация СД-1.К.0.(У).А1.А2.А3 модификация СД-1.К.1.(У).А1.А2.А3 модификация СД-1.К.2.(У).А1.А2.А3	от -10,0 до + 35,0 от -10,0 до + 85,0 от -10,0 до +125,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С, для модификаций: – модификация СД-1.К.0.(У).А1.А2.А3 – модификация СД-1.К.1.(У).А1.А2.А3 – модификация СД-1.К.2.(У).А1.А2.А3	±0,5 ±1,0 ±2,5
Диапазон измерения абсолютного давления, кПа	от 30,0 до 110,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений абсолютного давления, кПа	±0,6
Диапазон измерения относительно влажности, %	от 10,0 до 98,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений относительной влажности, %: в диапазоне относительной влажности от 10,0 до 90,0 % в диапазоне относительной влажности св. 90,0 %	±4,0 ±6,0

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания от источника постоянного тока, В	12
Уровень и вид взрывозащиты	PO Ex ia s I Ma X
Степень защиты от внешних воздействий	IP 54
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более для модификаций СД-1.К.Х.У.А1.А2.А3 для модификаций СД-1.К.Х.А1.А2.А3	350×145×60 270×145×60
Масса, кг, не более	2,0
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность окружающего воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -20 до +60 98 от 30 до 120

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	40 000
Средний срок службы, лет, не менее	6

Знак утверждения типа

наносится на этикетку отделения кабельных вводов и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество.
Датчики стационарные	СД-1.К ¹⁾	1 шт.
Руководство по эксплуатации	СД-1.К 00 00 000РЭ	1 экз.
Примечание – ¹⁾ модификация в соответствии с заказом		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.4 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации СД-1.К 00 00 000РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 ноября 2022 г. № 2712 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 06 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ - $1 \cdot 10^7$ Па»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 ноября 2023 г. № 2415 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений влажности газов и температуры конденсации углеводородов»

ТУ 4215-023-50151796-09 Датчик стационарный СД-1. Технические условия

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Фирма «Аэротест»

(ООО «Фирма «Аэротест»)

ИНН 5027070371

Юридический адрес: 140072, Московская область, г.о. Люберцы, рп. Томилино, ул. Жуковского д.5/1

Телефон+7 495 557-85-30

E-mail: atest@atest.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Фирма «Аэротест»

(ООО «Фирма «Аэротест»)

ИНН 5027070371

Адрес: 140072, Московская область, г.о. Люберцы, рп. Томилино, ул. Жуковского д.5/1

Телефон+7 495 557-85-30

E-mail: atest@atest.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»

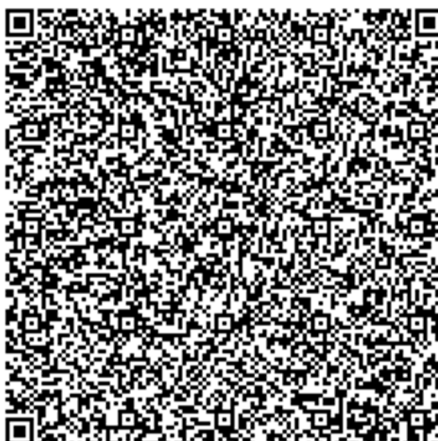
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Адрес: 142300, Московская обл., г. Чехов, ш. Симферопольское, д. 2, лит. А, пом. I

Телефон: +7 (495) 108-69-50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи в Реестре аккредитованных лиц RA.RU. 314164



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» апреля 2025 г. № 799

Регистрационный № 95278-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы цифровой радиографии Алегра

Назначение средства измерений

Системы цифровой радиографии Алегра (далее – системы) предназначены для измерений линейных размеров объектов на цифровых изображениях, полученных путем преобразования ионизирующего излучения, попадающего на матрицу плоскопанельного детектора или запоминающую пластину, в электрический сигнал, который оцифровывается и передаётся на персональный компьютер, при проведении неразрушающего контроля радиографическим методом.

Описание средства измерений

Принцип действия систем основан на преобразовании изображения объекта контроля, полученного на плоскопанельном детекторе или запоминающей пластине в результате облучения ионизирующим излучением, в цифровое изображение и дальнейшей его обработке, анализе и архивировании.

Конструктивно системы состоят из плоскопанельного детектора и персонального компьютера (ноутбука) (далее – ПК) с программным обеспечением.

Системы выпускаются в модификациях Алегра КР 35, Алегра КР 40, Алегра КР 30, Алегра КР 100, Алегра ПР-Н, Алегра ПР-Х, отличающихся диапазонами измерений линейных размеров объектов, внешним видом и способом формирования изображения.

В модификациях Алегра ПР-Н, Алегра ПР-Х в процессе преобразования ионизирующего излучения в цифровой сигнал, излучение попадает на каждый пиксель матрицы плоскопанельного детектора, в результате чего люминофор пикселя (сцинтиллятор) испускает короткую вспышку света в видимом диапазоне. Далее вспышка света попадает на фотодиод, в котором образуется электрический заряд. Заряд с помощью аналого-цифрового преобразователя преобразуется в цифровой импульсный сигнал для каждого пикселя. Количество импульсов прямо пропорционально дозе ионизирующего излучения и величине заряда от поглощенного в люминофоре пикселя. Сигнал на плоскопанельном детекторе падает до нулевого значения при прекращении попадания на него ионизирующего излучения.

В модификациях Алегра КР 35, Алегра КР 40, Алегра КР 30, Алегра КР 100 используются многоразовые фосфорные запоминающие пластины, в которых формируется и сохраняется скрытое рентгеновское изображение объекта. После экспонирования рентгеновским излучением пластина сканируется: облучается красным лазером (фокальное пятно десятки микрометров), вызывающем люминесценцию, интенсивность которой пропорциональна дозе рентгеновского излучения, упавшего ранее на засвечиваемый лазером участок пластины.

Серийный номер наносится на маркировочную наклейку любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид систем с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения серийного номера представлен на рисунке 2. Нанесение знака поверки на системы не предусмотрено. Пломбирование мест настройки (регулировки) систем не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид систем модификации Алегра КР 35, Алегра КР 40, Алегра КР 30, Алегра КР 100 и модификации Алегра ПР-Н, Алегра ПР-Х

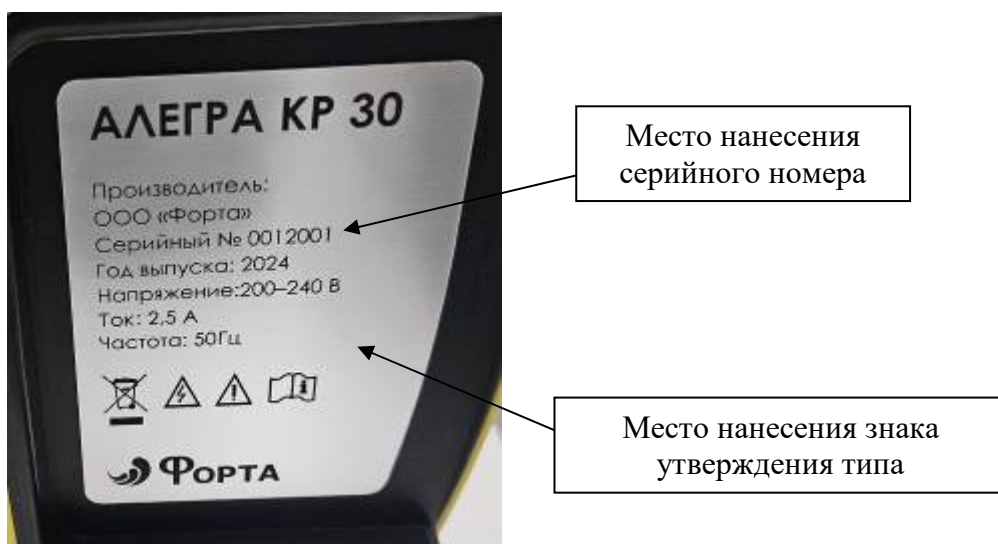


Рисунок 2 – Общий вид маркировочной наклейки с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения серийного номера

Программное обеспечение

Для работы с системами используется программное обеспечение «НОВОСКАН» или X-View (далее – ПО), устанавливаемое на персональный компьютер.

ПО обеспечивает управление, передачу, обработку измеренных данных, а также отображение результатов измерений.

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

ПО разделено на метрологически значимую и незначимую части.

Метрологические характеристики систем нормированы с учетом влияния метрологически значимой части ПО.

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

Идентификационные данные ПО систем приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение для модификации	
	Алегра КР 35, Алегра КР 40, Алегра КР 30, Алегра КР 100, Алегра ПР-Н	Алегра ПР-Х
Идентификационное наименование ПО	ПО НОВОСКАН	X-View
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.X.X.X	22.X.X.X
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	-	-
Примечание – X.X.X – номер версии метрологически незначимой части ПО, где «X» может принимать целые значения в диапазоне от 0 до 9.		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации	
	Алегра КР 35, Алегра КР 40, Алегра КР 30, Алегра КР 100	Алегра ПР-Н Алегра ПР-Х
Диапазон измерений линейных размеров*, мм	от 0,2 до 1000	от 0,2 до 420
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений линейных размеров, мм	$\pm(0,080+0,005 \cdot L)$, где L – измеренное значение	$\pm(0,1+0,005 \cdot L)$, где L – измеренное значение
* Диапазон измерений может быть ограничен размерами активной области детектора (указывается на этикетке и в паспорте) или габаритными размерами пластин, входящих в комплект поставки.		

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации	
	Алегра КР 35, Алегра КР 40, Алегра КР 30, Алегра КР 100	Алегра ПР-Н Алегра ПР-Х
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - номинальное значение частоты переменного тока, Гц	от 200 до 240 50	
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более	500×1300×60	100×1200×650
Масса (без ПК), кг, не более	75	50
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность воздуха при +25°С, %	от +15 до +35 от 15 до 80	от +10 до +35 от 30 до 70

Таблица 4 – Показатели надёжности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	5
Средняя наработка на отказ, ч	1000

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система цифровой радиографии	Алегра	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 16 документа «Системы цифровой радиографии Алегра. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2840 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм»;

ТУ 26.51.66-001-39989100-24 «Системы цифровой радиографии Алегра». Технические условия».

Правообладатель

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

ИНН 7727420642

Адрес юридического лица: 127083, г. Москва, вн.тер.г. Муниципальный округ аэропорт, Петровско-Разумовская ал., д. 10, к. 2

Изготовитель

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

ИНН 7727420642

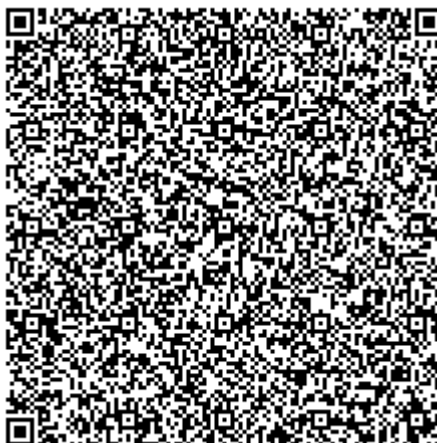
Адрес: 127083, г. Москва, вн.тер.г. Муниципальный округ аэропорт, Петровско-Разумовская ал., д. 10, к. 2

Испытательный центр

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

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» апреля 2025 г. № 799

Регистрационный № 95279-25

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Оборудование измерительное стенда ВМГ

Назначение средства измерений

Оборудование измерительное стенда ВМГ (далее – оборудование или ОИ ВМГ) предназначено для измерений силы и напряжения постоянного и переменного электрического тока, сопротивления электрическому току, частоты вращения, радиального биения, вибрационных ускорений, силы, температуры составных частей оборудования и окружающей среды, а также для контроля формы импульсов от блока управления при стендовых испытаниях винтомоторной группы беспилотных летательных аппаратов.

Описание средства измерений

Принцип действия оборудования основан на преобразовании измеряемых физических величин в электрические сигналы, преобразовании электрических сигналов в цифровой код с последующей передачей данных в модуль управления и формирования отчетов для регистрации, математической обработки, пересчета в единицы физических величин по заданным функциям преобразования, визуализации, хранения результатов измерений и послесансной обработки.

Конструктивно измерительные каналы (далее – ИК) оборудования состоят из измерительного компонента измерительной системы (далее – ИС), включающего в себя первичные измерительные преобразователи (далее – ПИП), и комплексного компонента ИС, представляющего собой стойку измерительную, а также модуль управления и формирования отчетов. Измерительный и комплексный компоненты ИС являются многоканальными устройствами и соединяются между собой проводными линиями связи (кабелями).

Производство единичное, заводской № 52002429005.

В составе ИК применяются следующие ПИП:

– датчики весоизмерительные тензорезисторные Т, модификации Т2-0.05-С3 и Т2-0.1-С3, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. №) 53838-13;

– вибропреобразователи серии АР20ХХ, модификация АР2037-100-03-Т, рег. № 70872-18;

– измерители лазерные триангуляционные РФ60х, модификация РФ603HS.70-15/5-485-ET-U-IN-AL-CC-5, рег. № 87349-22;

– пирометры серии Comract, модификация STLТ20, рег. № 54688-13;

– термопреобразователи сопротивления ДТС224-РТ100.В.30/1 с номинальными статистическими характеристиками по ГОСТ 6651-2009, рег. № 28354-10;

преобразователи силы тока измерительные ПИТ, модификация 500-У-Б30, рег. № 74910-19.

К комплексному компоненту ИС относятся:

- стойка измерительная, состоящая из блоков согласования сигналов и установки измерительной LTR с модулями измерительными LTR11, LTR212, LTR24, LTR27 и преобразователями измерительными Н-27I20, Н-27R250, Н-51FL, рег. № 78771-20;
- модуль управления и формирования отчетов.

Измерительная информация обрабатывается в установке измерительной LTR и передается в модуль управления и формирования отчетов. В состав модуля управления и формирования отчетов входят: персональный компьютер с операционной системой Microsoft Windows и специализированным программным обеспечением ACTest, блок ручного управления, принтер.

Внешний вид стенда с ПИП приведен на рисунке 1. Внешний вид стойки измерительной приведен на рисунке 2. Информационная табличка с заводским номером в виде цифрового обозначения, а также место нанесения знака утверждения типа представлены на рисунке 3. Внешний вид модуля управления и формирования отчетов приведен на рисунке 4. Знак поверки на средство измерений не наносится.

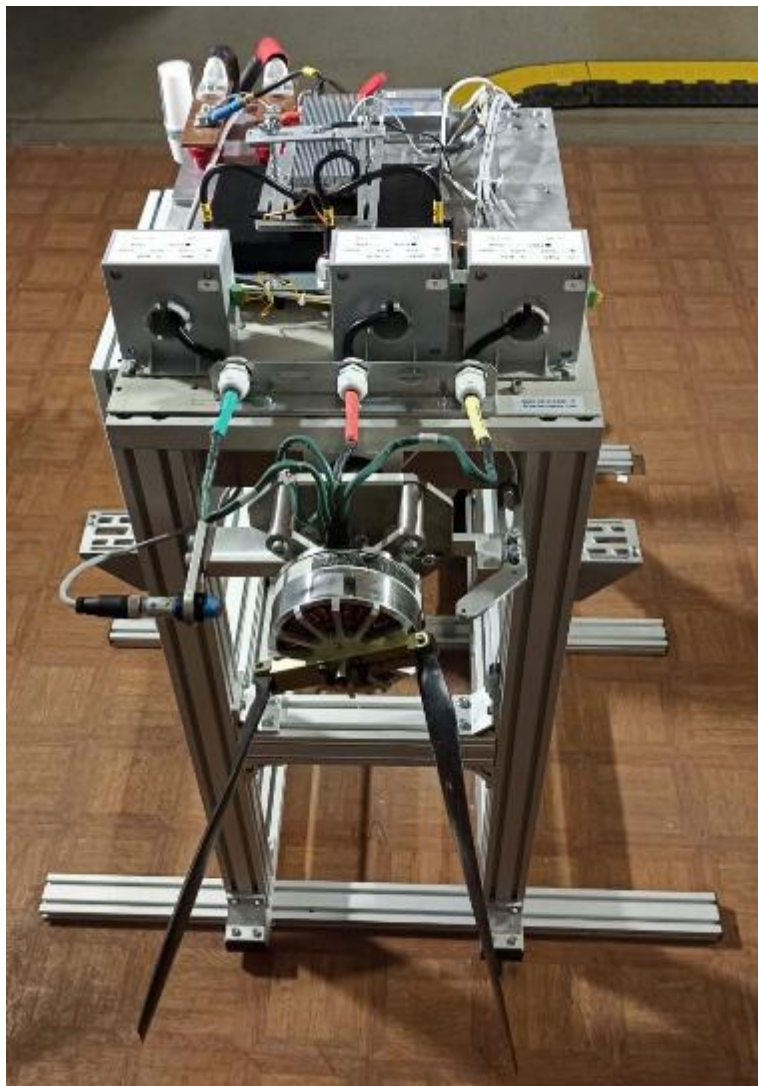


Рисунок 1 – Стенд с ПИП



Рисунок 2 – Стойка измерительная

Место нанесения знака
утверждения типа



Заводской
номер

Рисунок 3 – Информационная табличка с заводским номером, место нанесения знака утверждения типа (на стойке измерительной)



Рисунок 4 – Модуль управления и формирования отчетов

Пломбирование ОИ ВМГ не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) ОИ ВМГ включает общее и функциональное ПО, обеспеченное сертификатом цифровой подписи.

В состав общего ПО входит операционная система Windows 10 Pro и система управления базами данных Microsoft SQL Server 2012.

Функциональное ПО состоит из программного комплекса АСTest.

Метрологически значимой частью ПО являются программные модули АСTest Конфигуратор и АСTest Визуализатор.

Метрологически значимая часть ПО и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений. Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077 – 2014.

Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части ПО указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	ACTest Конфигуратор	ACTest Визуализатор
Номер версии (идентификационный номер) ПО не ниже	1.6.4248.1	1.6.4248.1

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики ОИ ВМГ приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Метрологические характеристики ОИ ВМГ

Наименование ИК	Наименование характеристики	Значение
1	2	3
Силы, соответствующей вращающему моменту	Диапазон измерений силы, Н	от 0 до 500
	Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений (далее – ВПИ) погрешности измерений силы, %	±2
	Количество ИК	1
Силы тяги ВМГ	Диапазон измерений силы, Н	от 0 до 1000
	Пределы допускаемой приведенной к ВПИ погрешности измерений силы, %	±2
	Количество ИК	1
Вибрационных ускорений	Диапазон измерений ускорения (в диапазоне частот от 5 до 10000 Гц), м/с ²	от 5 до 500
	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений ускорения, %	±15
	Количество ИК	2
Радиального биения ротора	Диапазон измерений радиального биения, мм	от 0 до 0,5
	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений радиального биения, мм	±0,02
	Количество ИК	1
Температуры двигателя	Диапазон измерений температуры, °С	от 0 до 170
	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±2
	Количество ИК	1
Температуры на корпусе электронного регулятора	Диапазон измерений температуры, °С	от 0 до 150
	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±1,5
	Количество ИК	1
Температуры на корпусе АКБ	Диапазон измерений температуры, °С	от 0 до 100
	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±1,5
	Количество ИК	2
Температуры окружающей среды	Диапазон измерений температуры, °С	от 0 до 100
	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±1,5
	Количество ИК	1

Продолжение таблицы 2

1	2	3
Силы тока АКБ	Диапазон измерений силы постоянного тока, А	от 0 до 500
	Пределы допускаемой приведенной к ВПИ погрешности измерений силы постоянного тока, %	± 1
	Количество ИК	1
Силы тока фазы двигателя	Диапазон измерений силы постоянного тока, А	от -500 до 500
	Пределы допускаемой приведенной к ВПИ погрешности измерений силы постоянного тока, %	± 1
	Диапазон измерений силы переменного тока частотой 50 Гц, А	от 0 до 500
	Пределы допускаемой приведенной к ВПИ погрешности измерений силы переменного тока, %	± 2
	Количество ИК	3
Напряжения АКБ	Диапазон измерений напряжения постоянного тока, В	от 10 до 60
	Пределы допускаемой приведенной к ВПИ погрешности измерений напряжения постоянного тока, %	± 1
	Количество ИК	1
Напряжения фазы двигателя	Диапазон измерений напряжения постоянного тока, В	от -60 до +60
	Пределы допускаемой приведенной к ВПИ погрешности измерений напряжения постоянного тока, %	± 1
	Диапазон измерений напряжения переменного тока в диапазоне частот от 0,02 до 10 кГц, В	от 0 до 60
	Пределы допускаемой приведенной к ВПИ погрешности измерений напряжения переменного тока, %	± 2
	Количество ИК	3
Частоты периодического сигнала, соответствующего значениям частоты вращения двигателя	Диапазон измерений частоты периодического сигнала, Гц (об/мин)	от 3,33 до 333 (от 100 до 10000)
	Пределы допускаемой приведенной к ВПИ погрешности измерений частоты периодического сигнала, %	$\pm 0,1$
	Количество ИК	1
Контроля формы импульсов от блока управления	Диапазон измерений напряжения постоянного тока, В	от 0 до 10
	Пределы допускаемой приведенной к ВПИ погрешности измерений напряжения постоянного тока, %	± 1
	Диапазон измерений длительности импульсных периодических сигналов частотой от 50 до 200 Гц, мс	от 1 до 2
	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений длительности импульсных периодических сигналов, мс	$\pm 0,03$
	Количество ИК	1

Таблица 3 – Технические характеристики ОИ ВМГ

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания переменного тока частотой от 49 до 51 Гц, В	от 207 до 253
Рабочие условия применения: температура окружающей среды, °С относительная влажность воздуха при температуре +25 °С, %, не более атмосферное давление, кПа	от +10 до +30 90 от 70 до 106,7

Таблица 4 – Показатели надежности ОИ ВМГ

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	10000

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и методом наклейки информационной таблички на стойку измерительную ОИ ВМГ.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность ОИ ВМГ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Оборудование измерительное стенда ВМГ в составе:	ЛАСУ.421413.500.001	1
– стойка измерительная	ЛАСУ.421413.500.200	1
– модуль управления и формирования отчетов	ЛАСУ.421413.500.300	1
– комплект датчиков и кабелей	ЛАСУ.421413.500.100	1
Оборудование измерительное стенда ВМГ. Руководство по эксплуатации	ЛАСУ.421413.500.001РЭ	1
Оборудование измерительное стенда ВМГ. Паспорт	ЛАСУ.421413.500.001ПС	1
Оборудование измерительное стенда ВМГ. Методика поверки.	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Описание и работа основных частей изделия» Руководства по эксплуатации ЛАСУ.421413.500.001РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Приказ Росстандарта от 28 июля 2023 г. № 3457 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Росстандарта от 18 августа 2023 г. № 1706 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»;

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

Приказ Росстандарта от 16 февраля 2022 г. № 382 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

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

Приказ Росстандарта от 4 июля 2022 г. № 1622 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы».

Правообладатель

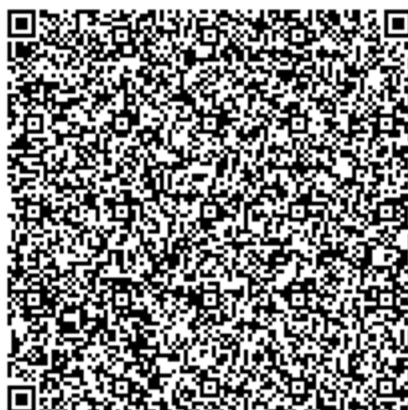
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Московский авиационный институт (национальный исследовательский университет)»
ИНН 7712038455
Адрес: 125993, г. Москва, Волоколамское ш., д. 4
Телефон: (499) 158-48-19

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Лаборатория автоматизированных систем (АС)» (ООО «Лаборатория автоматизированных систем (АС)»)
ИНН 7720189874
Адрес: 127474, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Бескудниковский, Дмитровское ш., д. 60А
Телефон: (495) 730-36-32
Факс: (495) 229-14-36
E-mail: info@actech.ru
Web-сайт: <https://actech.ru>

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии - Ростест» (ФБУ «НИЦ ПМ - Ростест»)
Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31
Адрес места осуществления деятельности: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +7 (495) 544-00-00
E-mail: info@rostest.ru
Web-сайт: www.rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» апреля 2025 г. № 799

Регистрационный № 95280-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Спектрометры оптико-эмиссионные OEL

Назначение средства измерений

Спектрометры оптико-эмиссионные OEL (далее – спектрометры OEL) предназначены для измерений массовой доли элементов в металлах и сплавах.

Описание средства измерений

Принцип действия спектрометров OEL основан на методе эмиссионного спектрального анализа с возбуждением пробы с помощью искры. Интенсивность эмиссионного излучения пропорциональна массовой доле элементов в образце, которая автоматически определяется по градуировочным зависимостям с помощью программного обеспечения спектрометра OEL.

Спектрометры OEL представляют собой настольные лабораторные приборы, состоящие из источника возбуждения спектров (источника искры высокой энергии), искрового столика с искровым штативом, оптической системы, выполненной по схеме Пашена-Рунге, модуля подачи газа и вакуумной системы.

Цифровой высокоэнергетический источник возбуждения спектров спектрометра OEL генерирует электрический разряд под высоким давлением между электродом на искровом столике и предварительно подготовленным металлическим образцом. Свет, излучаемый искрой, проходит через входную линзу и попадает в оптическую камеру с вакуумной системой через входную щель. Далее свет попадает на дифракционную решетку и разделяется по длинам волн и под разными углами попадает на CMOS сенсоры (КМОП-матрицы). CMOS сенсоры преобразуют оптический сигнал в электрический и через измерительную систему передают его на внешний персональный компьютер (ПК) с установленным программным обеспечением (ПО) спектрометра OEL. После обработки сигнала ПО рассчитывает содержание (массовую долю) каждого элемента в составе металлического образца. Результаты измерений массовой доли элементов отображаются на мониторе ПК и могут быть сохранены или выведены на печать в виде отчета.

Управление работой и настройка спектрометра OEL, анализ и обработка спектров, расчет массовой доли элементов в образце осуществляются с помощью ПО, устанавливаемого на внешний ПК, поставляемый по отдельному заказу. ПО поставляется с требуемыми по заказу целевыми аналитическими программами (модулями) только с теми матрицами (железная основа, медная основа, алюминиевая основа и т.д.), для которых предполагается использовать спектрометр OEL.

Спектрометры OEL выпускаются в двух модификациях: OEL-300 и OEL-400, которые отличаются друг от друга анализируемым спектральным диапазоном, метрологическими и техническими характеристиками, а также аналитической возможностью модификации OEL-400 определять азот. Корпуса спектрометров OEL изготовлены из металлических сплавов, пластика и окрашены в цвета, который выбирает изготовитель. Пломбирование спектрометров OEL не предусмотрено. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Каждый экземпляр спектрометров OEL имеет серийный номер в виде арабских цифр или арабских цифр и букв латинского алфавита. Серийный номер наносится типографским способом на маркировочную табличку, закрепленную на задней стороне корпуса спектрометра OEL в виде ламинированной этикетки, содержащей следующую информацию:

- обозначение модификации средства измерений;
- серийный номер;
- дата выпуска средства измерений;
- страна изготовителя.

Общий вид спектрометров OEL представлен на рисунках 1 и 2. Место нанесения серийного номера спектрометров OEL приведено на рисунке 3.

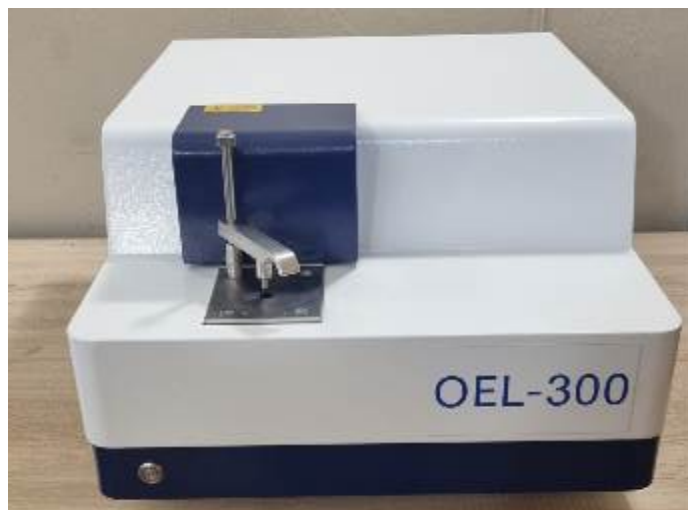


Рисунок 1 – Общий вид спектрометров OEL модификации OEL-300

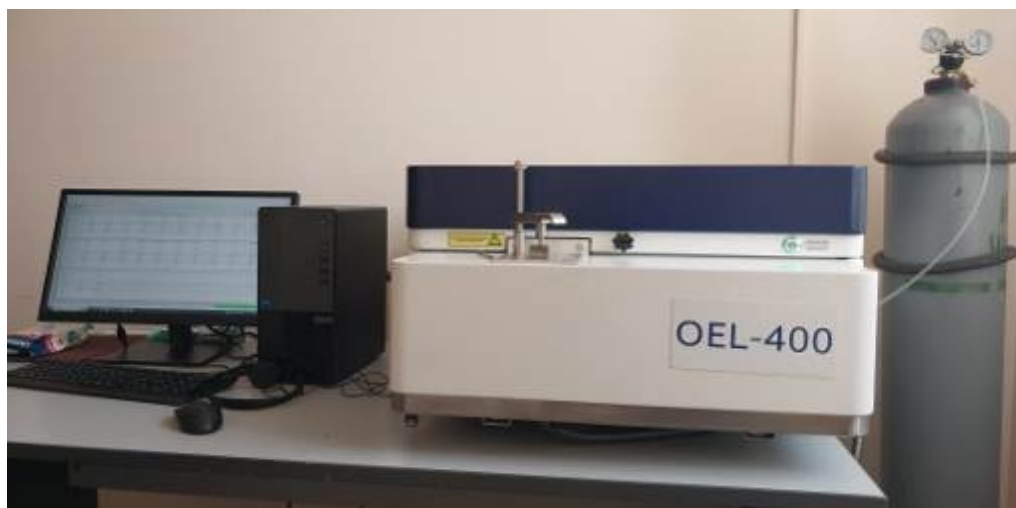


Рисунок 2 – Общий вид спектрометров OEL модификации OEL-400 с внешним ПК



Место нанесения
серийного номера

Рисунок 3 – Место нанесения серийного номера спектрометров OEL

Программное обеспечение

ПО устанавливается на внешний ПК и выполняет следующие функции: управление спектрометром OEL, настройка режимов работы, сбор, обработка и хранение результатов измерений, проведение диагностических проверок блоков спектрометра OEL.

Идентификационные данные ПО спектрометров OEL приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение для модификации	
	OEL-300	OEL-400
Идентификационное наименование ПО	OES	OES
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.X.X.X ¹⁾	4.X.X.X ¹⁾
Цифровой идентификатор ПО	-	-
¹⁾ В номере версии ПО X не относится к метрологически значимой части ПО и принимает значения от 0 до 9		

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

Влияние ПО учтено изготовителем при нормировании метрологических характеристик спектрометров OEL.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики спектрометров OEL

Наименование характеристики	Значение для модификации	
	OEL-300	OEL-400
Диапазон измерений массовой доли элементов, %	от 0,001 до 100	от 0,0005 до 100
Предел допускаемого относительного среднего квадратичного отклонения (СКО) выходного сигнала, %, в поддиапазонах измерений:		
- от 0,0005 % до 0,05 % включ.	-	25
- от 0,001 % до 0,05 % включ.	25	-
- св. 0,05 % до 5,0 % включ.	15	15
- св. 5,0 % до 50 % включ.	7,0	7,0
- св. 50 % до 100 % включ.	5,0	5,0

Наименование характеристики	Значение для модификации	
	OEL-300	OEL-400
Чувствительность ¹⁾ , усл.ед./%, не менее		
- сталь	150	500
- латунь	1500	5000
¹⁾ Значения нормированы для марганца на длине волны 293,3 нм в стандартных образцах состава сплавов на основе железа и сплавов на основе меди с массовой долей марганца от 0,1 % до 1,5 %		

Таблица 3 – Технические характеристики спектрометров OEL

Наименование характеристики	Значение для модификации	
	OEL-300	OEL-400
Спектральный диапазон, нм	от 160 до 450 ¹⁾	от 140 до 450 ¹⁾
Габаритные размеры, мм, не более:		
- высота	380	450
- ширина	820	940
- длина	580	680
Масса, кг, не более	65	100
Параметры электрического питания:		
- напряжение переменного тока, В	220±22	220±22
- частота переменного тока, Гц	50/60	50/60
Условия эксплуатации:		
- температура окружающей среды, °С	от +18 до +35	от +18 до +35
- относительная влажность воздуха (без конденсации), %	от 20 до 80	от 20 до 80
¹⁾ Спектральный диапазон с возможностью расширения до 800 нм (по специальному заказу)		

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Спектрометр оптико-эмиссионный OEL ¹⁾	OEL-300, OEL-400	1 шт.
Персональный компьютер ²⁾	-	1 шт.
Программное обеспечение	OES	1 шт.
Комплект принадлежностей ³⁾	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.
¹⁾ Модификация спектрометра OEL определяется при заказе. ²⁾ Поставляется по отдельному заказу. ³⁾ В комплект принадлежностей входят: комплектующие для подключения вакуумной помпы, соединительные трубки для сбора и сброса газа (Ar), два газовых цилиндра, картридж фильтра для газового цилиндра, вакуумная система, сетевой кабель и кабели для подключения ПК, клавиатуры, мыши и Ethernet.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Работа на спектрометре», разделе 5 «Обработка данных анализа» документов «Спектрометры оптико-эмиссионные OEL модификации OEL-300. Руководство по эксплуатации», «Спектрометры оптико-эмиссионные OEL модификации OEL-400. Руководство по эксплуатации».

Применение спектрометров OEL в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений осуществляется в соответствии с аттестованными методиками (методами) измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 февраля 2021 г. № 148 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания неорганических компонентов в жидких и твердых веществах и материалах»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 17 мая 2021 г. № 761 «О внесении изменений в приложение А к Государственной поверочной схеме для средств измерений содержания неорганических компонентов в жидких и твердых веществах и материалах, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 февраля 2021 г. № 148»;

Техническая документация изготовителя WEIBO INSTRUMENT CO., LTD JIANGSU, Китай.

Правообладатель

WEIBO INSTRUMENT CO., LTD JIANGSU, Китай

Адрес: No. 591 Shengan Road, Huishan District, Wuxi City, Jiangsu Province, China

Изготовитель

WEIBO INSTRUMENT CO., LTD JIANGSU, Китай

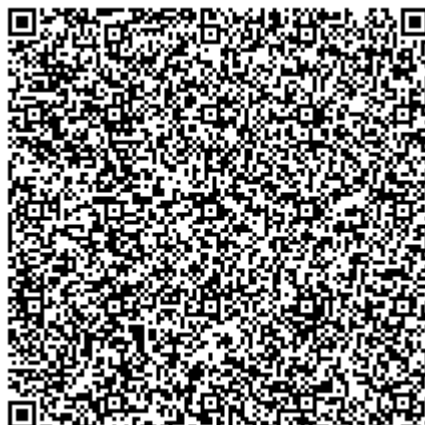
Адрес: No. 591 Shengan Road, Huishan District, Wuxi City, Jiangsu Province, China

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева» (УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» апреля 2025 г. № 799

Регистрационный № 95281-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термометры бесконтактные инфракрасные BERRCOM JXB-183

Назначение средства измерений

Термометры бесконтактные инфракрасные BERRCOM JXB-183 (далее по тексту - термометры) предназначены для бесконтактных измерений температуры лобной или височной области тела человека и температуры поверхности твёрдых тел по их собственному тепловому излучению.

Описание средства измерений

Конструктивно термометры изготовлены из пластикового корпуса, на лицевой стороне которого находятся жидкокристаллический дисплей и кнопки управления:

- «SCAN» для включения термометра и измерения температуры;
- «SET» «+» и «-» – для изменения настроек термометра.

В термометрах предусмотрены 2 рабочих режима:

- «Surface temp» (для измерений температуры поверхности твёрдых тел);
- «Body» (для измерений температуры лобной или височной области тела человека).

Принцип действия термометров состоит в преобразовании тепловой энергии инфракрасного излучения поверхности тела, имеющего температуру выше абсолютного нуля, в электрический сигнал, аналого-цифровом преобразовании этого сигнала, отображении результата измеренной температуры в цифровом виде на экране жидкокристаллического дисплея а так же передаче результата по подключаемому интерфейсу на другие устройства отображения.

Нанесение знака поверки на термометры не предусмотрено.

Серийный номер в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из латинских букв и арабских цифр, наносится методом типографской печати на наклейку, прикрепленную к корпусу в месте, приведенном на рисунке 1.

Общий вид средства измерений представлен на рисунке 1.



а) Общий вид средства измерений

б) Место нанесения серийного номера

Рисунок 1 – Общий вид средства измерений и место нанесения серийного номера

Пломбирование средства измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

Термометры имеют встроенное программное обеспечение (ПО), загружаемое на предприятии-изготовителе во время производственного цикла. ПО используется для преобразования и обработки информации, полученной в процессе проведения измерений.

Идентификационные данные ПО не доступны.

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры в режиме «Surface temp», °C	от 0 до +60,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры в режиме «Surface temp», °C: - в диапазоне от 0 до +30,0 °C включ. - в диапазоне св. +30,0 °C до +60,0 °C	$\pm 2,0$ $\pm 1,5$
Диапазон измерений температуры в режиме «Body», °C	от +32,0 до +42,9

Продолжение таблицы 1

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры в режиме «Body», °C: - в диапазоне от +32,0 °C до +35,0 °C не включ. - в диапазоне от +35,0 °C до +42,0 °C включ. - в диапазоне св. +42,0 °C до +42,9 °C	 ±0,3 ±0,2 ±0,3

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %, не более	 от +20 до +25 85
Напряжение питания постоянного тока, В	2 элемента AAA
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	130×45×55
Масса (без элементов питания), г, не более	74

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	5

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Термометр бесконтактный инфракрасный	BERRCOM JXB-183	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Кабель USB	-	1 шт.
Элемент питания типа AAA	-	2 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах: 6 «Как измерить температуру», 7 «Инструкция перед первым включением», 8 «Установки и меню» Руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Стандарт предприятия. Бесконтактный инфракрасный термометр BERRCOM JXB-183.

Правообладатель

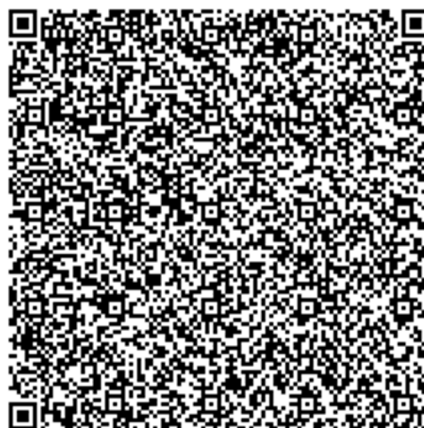
Jimxinhao Electronic Co., Ltd, Китай
Адрес: № 38 Huanzhen Xi Road, Dagang Town, Panyu, Güangzhou, China
Телефон: +(86) 20 34803118, Факс: +(86) 20 34802683
E-mail: info@berrcom.com
Web-сайт: www.berrcomhealth.com

Изготовитель

Jimxinhao Electronic Co., Ltd, Китай
Адрес: N° 38 Huanzhen Xi Road, Dagang Town, Panyu, Güangzhou, China
Телефон: +(86) 20 34803118, Факс: +(86) 20 34802683
E-mail: info@berrcom.com
Web-сайт: www.berrcomhealth.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест» (ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Факс: +7(499) 124-99-96
E-mail: info@rostest.ru
Web-сайт: www.rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» апреля 2025 г. № 799

Регистрационный № 95282-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-59

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-59 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом

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

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

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

Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчика с часами сервера на величину более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-59, наносится на этикетку, расположенную на внешней поверхности серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер 3/59 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ			Границы допус- каемой основной относительной погрешности (±δ), %	Границы допус- каемой относи- тельной погреш- ности в рабочих условиях (±δ), %	
1	ГРЩ-0,4 кВ ООО Лента, РУ-0,4 кВ ввод-1 0,4 кВ	ТТИ-125 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 81837-21 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер ООО «Лента»	Актив- ная	1,0	3,2	
								2,1	5,6	
2	ГРЩ-0,4 кВ ООО Лента, РУ-0,4 кВ ввод-2 0,4 кВ	ТТИ-125 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 81837-21 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,2	
								2,1	5,6	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с	

Примечания:

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

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

3. Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.

4. Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО), а также замена ПО на аналогичное, с версией не ниже, указанной в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2
для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	74500 2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 113 30 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
коррекции времени в счетчиках;
формирование событий по результатам автоматической самодиагностики;
отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадаания и восстановления напряжения;
перерывы питания с фиксацией времени пропадаания и восстановления.
- журнал сервера:
изменение значений результатов измерений;
изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
пропадаания питания;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками;
замены счетчика;
полученные с уровня ИИК «Журналы событий».

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока измерительные	ТТИ-125	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	—	1
Формуляр	АКУП.411711.022.ПФ.059	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-59», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

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

ИНН 7814148471

Юридический адрес: 197374, г. Санкт-Петербург, ул. Савушкина, д. 112, лит. Б

Телефон (факс): (812) 380-61-31

E-mail: info@lenta.com

Web-сайт: <https://lenta.com/>

Изготовитель

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

ИНН 7814148471

Адрес: 197374, г. Санкт-Петербург, ул. Савушкина, д. 112, лит. Б

Телефон (факс): (812) 380-61-31

E-mail: info@lenta.com

Web-сайт: <https://lenta.com/>

Испытательный центр

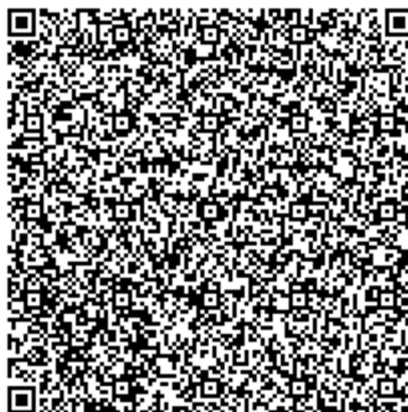
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» апреля 2025 г. № 799

Регистрационный № 95283-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Кемеровской области (ПС Беловская)

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД»;

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

Сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ».

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется

для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

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

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

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

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

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5.

СОЕВ включает в себя сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ОАО «РЖД», часы УСПД и счётчиков.

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

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

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

УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от уровня ИВК ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка

коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики синхронизируются от УСПД ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

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

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 301. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1-3.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

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

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

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

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

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4-6.

Таблица 4 – Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Состав ИК АИИС КУЭ									
Номер ИК	Наименование объекта учета	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)	Обозначение, тип			УСПД	УССВ		
1	ПС 35 кВ Беловская 35 кВ Б-19 ТЯГОВАЯ, ОРУ 35 кВ, ВЛ	ТТ	3			4	5	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
			ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/100 №51621-12	A				ТОЛ-СЭЩ-35-IV
					B				ТОЛ-СЭЩ-35-IV
		C			ТОЛ-СЭЩ-35-IV				
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №75459-19	НАЛИ-СЭЩ			ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14		
				ПСЧ-4ТМ.05МКТ.00					

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденные типов.

3 Замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $1(2)\% I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $+5$ до $+35^{\circ}\text{C}$.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от $+21$ до $+25$
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УСВ-3 - для Метроном-50М	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 до 1,0 от -45 до $+40$ от -40 до $+60$ от 0 до $+40$ от -25 до $+60$ от $+15$ до $+30$
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МКТ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	220000 72 100000 24 0,99 1

Продолжение таблицы 6

1	2
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- журнал серверов:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках, УСПД, серверах;
 - пропадание и восстановление связи с УСПД, счетчиками;
 - результат самодиагностики;
 - перерывы питания.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	3
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МКТ	1
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Формуляр	13526821.4611.301.ЭД.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Кемеровской области (ПС Беловская)», аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314868.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

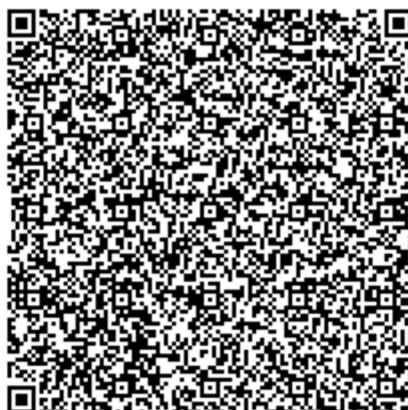
Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

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

Испытательный центр

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» апреля 2025 г. № 799

Регистрационный № 95284-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТ-Энерго» для энергоснабжения АО «КБАЛ им. Л.Н. Кошкина»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трёх уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), выполняющее функции сбора, хранения результатов измерений их передачи на уровень ИВК.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ИВК ООО «РТ-Энерго» с ПО «Энергосфера», сервер ИВК ПАО «Россети Московский регион» с ПО «АльфаЦЕНТР», устройства синхронизации времени типа УСВ-3 (далее по тексту - УСВ), сервер точного времени типа СТВ-01 (далее по тексту – СТВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

Активная и реактивная электроэнергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИИК №№ 1, 2 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД и далее – на сервер ИВК ПАО «Россети Московский регион». Сервер ИВК ПАО «Россети Московский регион» осуществляет сбор, обработку и хранение в базе данных результатов измерений и журналов событий; формирование отчетных документов. В соответствии с регламентами ОРЭМ сервер ИВК ПАО «Россети Московский регион» формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ и передают его на сервер ООО «РТ-Энерго». Обработка измерительной информации ИИК №№ 1, 2 (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в сервере ИВК ПАО «Россети Московский регион».

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 3-8 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК ООО «РТ-Энерго». Сервер ИВК ООО «РТ-Энерго» осуществляет сбор, обработку и хранение в базе данных результатов измерений и журналов событий; формирование отчетных документов, а также отображение информации по подключенным к серверу ИВК устройствам. Обработка измерительной информации ИИК №№ 3-8 (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в сервере ИВК ООО «РТ-Энерго».

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

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают синхронизацию времени с национальной шкалой времени UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ, сервер ИВК ООО «РТ-Энерго» и сервер ИВК ПАО «Россети Московский регион»).

Сервер ИВК ООО «РТ-Энерго» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3, синхронизирующим собственную шкалу времени с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС/GPS. Сравнение шкалы времени сервера ИВК ООО «РТ-Энерго» со шкалой времени УСВ-3 осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация шкалы времени сервера ИВК ООО «РТ-Энерго» производится независимо от величины расхождений.

Сервер ИВК ПАО «Россети Московский регион» оснащен основным УСВ типа УСВ-3 и резервным СТВ типа СТВ-01, синхронизирующими собственную шкалу времени с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС/GPS. Сравнение шкалы времени сервера ИВК ПАО «Россети Московский регион» со шкалой времени УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Синхронизация шкалы времени сервера ИВК ПАО «Россети Московский регион» происходит независимо от величины расхождений.

Шкала времени УСПД синхронизируется от шкалы времени сервера ИВК ПАО «Россети Московский регион» с периодичностью не реже 1 раза в сутки. Синхронизация шкалы времени УСПД происходит при расхождении показаний часов УСПД с часами сервера ИВК более ± 1 с (параметр программируемый).

Шкала времени счетчиков ИК №№ 1, 2 синхронизируется от шкалы времени УСПД. Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Синхронизация шкалы времени счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами УСПД более ± 2 с (параметр программируемый).

Шкала времени счетчиков ИК №№ 3-8 синхронизируется от шкалы времени сервера ИВК ООО «РТ-Энерго». Сравнение шкалы времени счетчиков и шкалы времени сервера ИВК происходит при каждом сеансе связи. Синхронизация шкалы времени счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера ИВК более ± 1 с (параметр программируемый).

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

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

Заводской номер 242 АИИС КУЭ ООО «РТ-Энерго» для энергоснабжения АО «КБАЛ им. Л.Н. Кошкина» нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, которая крепится на корпус сервера ИВК ООО «РТ-Энерго». Дополнительно заводской номер 242 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В сервере ООО «РТ-Энерго» используется ПО «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Рекомендациями Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

В сервере ИВК ПАО «Россети Московский регион» используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Рекомендациями Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
ПО «Энергосфера» (сервер ИВК ООО «РТ-Энерго»)	
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
ПО «АльфаЦЕНТР» (сервер ИВК ПАО «Россети Московский регион»)	
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Состав измерительных каналов (далее-ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Весенняя КРУ-6 кВ 2 СШ 6 кВ ф. 4	ТПОЛ 800/5 кл. т. 0,5S рег. № 47958-16	НАМИТ-10 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-08	RTU-325L, рег. № 37288-08	УСВ-3, рег. № 64242-16 (основной); СТВ-01, рег. № 86603-22 (резервный); сервер ИВК ПАО «Россети Московский регион»/ УСВ-3, рег. № 64242-16; сервер ИВК ООО «РТ-Энерго»
2	ПС 110 кВ Весенняя КРУ-6 кВ 3 СШ 6 кВ ф. 17	ТПОЛ 800/5 кл. т. 0,5S рег. № 47958-16	НТМИ-6-66 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-08		
3	РУ-1 6 кВ корпус 306 1 СШ 6 кВ яч. 7	ТОЛ-НТЗ 150/5 кл. т. 0,5S рег. № 69606-17	НТМИ-6 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 831-53	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 75755-19	-	УСВ-3; рег. № 64242-16; сервер ИВК ООО «РТ-Энерго»
4	РУ-1 6 кВ корпус 306 2 СШ 6 кВ яч. 6	ТЛП-10 150/5 кл. т. 0,5 рег. № 30709-11	НТМИ-6 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 831-53	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 48266-11		
5	РУ-1 6 кВ корпус 306 1 СШ 6 кВ яч. 11	ТПОЛ 100/5 кл. т. 0,5S рег. № 47958-16	НТМИ-6 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 831-53	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 75755-19		
6	КТП-2 0,4 кВ РУ-0,4 кВ 1 СШ 0,4 кВ яч. 5	Т-0,66 200/5 кл. т. 0,5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 75755-19		
7	РУ-2 6 кВ корпус 15 2 СШ 6 кВ ввод 6 кВ	ТПОЛ 800/5 кл. т. 0,5S рег. № 47958-16	НТМИ-6-66 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 75755-19		
8	РУ-1 6 кВ корпус 306 2 СШ 6 кВ ввод 6 кВ	ТПОЛ 800/5 кл. т. 0,5S рег. № 47958-16	НТМИ-6 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 831-53	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 75755-19		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
Примечания: 1. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. 2. Допускается замена УСПД, УСВ, СТВ на аналогичное, утвержденного типа. 3. Допускается замена серверов без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.						

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-3, 5, 7, 8	Активная	1,2	4,2
	Реактивная	2,4	7,1
4	Активная	1,2	4,1
	Реактивная	2,4	7,1
6	Активная	1,0	4,0
	Реактивная	2,1	7,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно национальной шкалы координированного времени UTC (SU), с			± 5
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 при $\cos \varphi = 0,87$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, для рабочих условий для ИК №№ 1-3, 5, 7, 8 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$, для ИК №№ 4, 6 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	8
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	от 98 до 102 от 100 до 120 0,87 от 49,6 до 50,4 от -21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для УСПД, °С температура окружающей среды для серверов ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд} до 0,87_{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +40 от -10 до +55 от +15 до +30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R, Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R (рег.№ 75755-19): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Меркурий 234 ARTM-00 PB.R (рег.№ 48266-11): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СЭТ-4ТМ.03М.01 (рег.№ 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более RTU-325L (рег.№ 37288-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СТВ-01 (рег.№ 86603-22): - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ-3 (рег.№ 64242-16): - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Серверы ИВК - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	320000 2 220000 2 140000 2 100000 24 0,95 2 0,95 2 0,99 1
Глубина хранения информации: Счетчики: Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R, Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R (рег.№ 75755-19): - 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Меркурий 234 ARTM-00 PB.R (рег.№ 48266-11): - 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее СЭТ-4ТМ.03М.01 (рег.№ 36697-08): - 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: RTU-325L (рег.№ 37288-08): - суточные данные о 30-минутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее Серверы ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	90 170 113 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R	4
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R	1
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R	1
Трансформатор тока	ТПОЛ	10
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	2
Трансформатор тока	ТЛП-10	2
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	2
Сервер точного времени	СТВ-01	1
Сервер ИВК ПАО «Россети Московский регион»	-	1
Сервер ИВК ООО «РТ-Энерго»	-	1
Документация		
Паспорт-формуляр	68072726.411711.242.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТ-Энерго» для энергоснабжения АО «КБАЛ им. Л.Н. Кошкина», МВИ 26.51/342/25, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ». г. Самара. Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РТ-Энергоэффективность»
(ООО «РТ-Энерго»)

ИНН 7729663922

Юридический адрес: 115054, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Замоскворечье, пер. Стремянный, д. 11, помещ. 1

Телефон: (499) 426-00-96

E-mail: info@rtenergy.ru

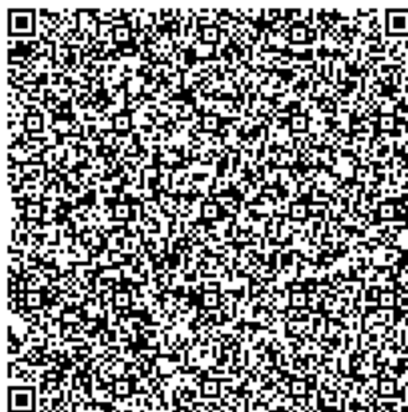
Web-сайт: www.rtenergy.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РТ-Энергоэффективность»
(ООО «РТ-Энерго»)
ИНН 7729663922
Адрес: 115054, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Замоскворечье,
пер. Стремянный, д. 11, помещ. 1
Телефон: +7 (499) 426-00-96
E-mail: info@rtenergy.ru
Web-сайт: www.rtenergy.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1
Телефон: +7 (495) 647-88-18
E-mail: golovkonata63@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» апреля 2025 г. № 799

Регистрационный № 95285-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-20

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-20 (далее - резервуары) предназначены для измерений объема светлых нефтепродуктов при их приеме, хранении и выдаче.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой горизонтальные цилиндрические емкости с усеченно-коническими днищами. Каждый резервуар оборудован патрубком для установки дыхательного клапана и эксплуатационной горловиной, на крышке которой установлены замерный люк и сигнализатор уровня поплавковый.

Принцип действия резервуаров основан на измерении объема нефтепродуктов в зависимости от уровня наполнения. Заполнение резервуара и выдача нефтепродукта из него производится через приемно-раздаточный патрубок, расположенный на одном из днищ резервуара.

К данному типу средства измерений относятся резервуары, выпущенные в одной модификации РГС-20 с заводскими номерами 2/23, 3/23.

Нанесение знака поверки на резервуары не предусмотрено.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, имеет цифровое обозначение и нанесен фотохимическим методом на маркировочную табличку, закрепленную на крышке эксплуатационной горловины резервуара. Общий вид резервуаров приведен на рисунке 1.

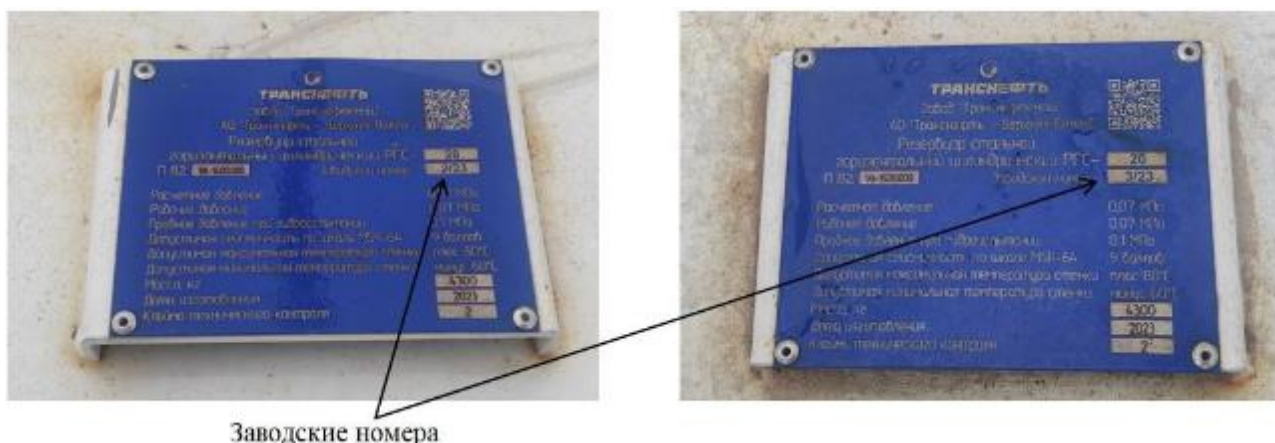


Рисунок 1 – Общий вид резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-20

Внешний вид эксплуатационной горловины приведен на рисунке 2. Внешний вид маркировочных табличек резервуаров с указанием мест нанесения заводских номеров приведен на рисунке 3.



Рисунок 2 – Внешний вид эксплуатационной горловины резервуара



Заводские номера

Рисунок 3 – Маркировочные таблички резервуаров

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость резервуара при температуре 20 °С, м ³	20
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара объемным методом, %	±0,25

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от -60 до +80

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на резервуар не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-20	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методах (методиках) измерений

приведены в разделе 1 «Основные сведения об изделии» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости» (часть 3-я).

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть - Верхняя Волга» Великолукский завод
«Транснефтемаш» (АО «Транснефть - Верхняя Волга» Завод «Транснефтемаш»)
ИНН 5260900725

Юридический адрес: 182115, Псковская обл., г. Великие Луки, ул. Гоголя, д. 2

Телефон: +7 (81153) 9-26-67

E-mail: referent-tnm@tvv.transneft.ru

Web-сайт: uppervolga.transneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть - Верхняя Волга» Великолукский завод
«Транснефтемаш» (АО «Транснефть - Верхняя Волга» Завод «Транснефтемаш»)
ИНН 5260900725

Юридический адрес: 182115, Псковская обл., г. Великие Луки, ул. Гоголя, д. 2

Адрес места осуществления деятельности: 182115, Псковская обл., г. Великие Луки,
ул. Гоголя, д. 2

Телефон: +7 (81153) 9-26-67

E-mail: referent-tnm@tvv.transneft.ru

Web-сайт: uppervolga.transneft.ru

Испытательный центр

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

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

Адрес осуществления деятельности: 141600, Московская обл., г. Клин, ул. Дзержинского, д. 2

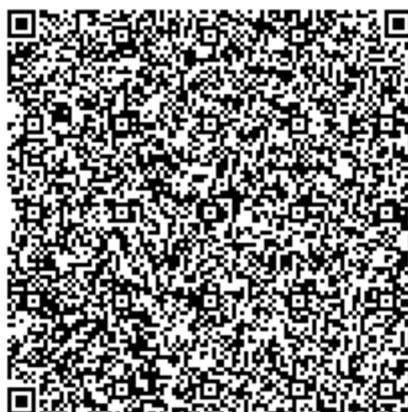
Телефон: +7 (496) 242-41-62

Факс: +7 (496) 247-70-70

E-mail: info.kln@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30083-2014.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» апреля 2025 г. № 799

Регистрационный № 95286-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения JSQX-110Н

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения JSQX-110Н (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы напряжения являются трехфазными электромагнитными трансформаторами с элегазовой изоляцией. В герметичном баке из алюминиевого сплава, заполненном элегазом под давлением, расположены три блока обмоток. Плотность элегаза контролируется специальным монитором плотности. Для обеспечения безопасности предусмотрен предохранительный клапан с разрывной мембраной. Каждый из трех блоков трансформатора напряжения имеет три вторичных обмотки – две измерительных и одну защитную. Выводы вторичных обмоток подключены к клеммам контактной коробки на боковой поверхности бака трансформатора напряжения. На крышке горловины бака установлен проходной изолятор из эпоксидной смолы. Крышка контактной коробки пломбируется с использованием спецболтов для предотвращения несанкционированного доступа. Трансформаторы напряжения применяются в КРУЭ 110 кВ и предназначены для горизонтальной установки.

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на преобразовании посредством электромагнитной индукции переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения при неизменной частоте и без существенных потерь мощности.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения JSQX-110Н зав. № 3801240149, 3801240150, 3801240151, 3801240152.

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

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



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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	110/ $\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	
-1a-1n	100/ $\sqrt{3}$
-2a-2n	100/ $\sqrt{3}$
-da-dn	100
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичной обмотки по ГОСТ 1983	
-1a-1n	0,2
-2a-2n	0,2
-da-dn	3P
Номинальная мощность вторичной обмотки, В·А	
-1a-1n	50
-2a-2n	50
-da-dn	200

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C	от -30 до +50

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	JSQX-110H	1 шт.
Паспорт	JSQX-110H	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 августа 2023 г. № 1554 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ».

Правообладатель

Фирма «Xian XD High Voltage Apparatus Co., LTD.», Китай
Юридический адрес: No.95, 12th Feng Cheng Road, Xian, China
Телефон: +86-029-88312666
Факс: +86-029-88832200

Изготовитель

Фирма «Xian XD High Voltage Apparatus Co., LTD.», Китай
Адрес: No.95, 12th Feng Cheng Road, Xian, China
Телефон: +86-029-88312666
Факс: +86-029-88832200

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» апреля 2025 г. № 799

Регистрационный № 95287-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ДНС Омбинского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ДНС Омбинского месторождения (далее – СИКНС) предназначена для измерения массы нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

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

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

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

Состав СИКНС представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Misto Motion мод. CMF400	БИЛ	45115-10
Преобразователи измерительные 644	БИЛ, БИК	14683-09
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	БИЛ, БИК	22257-11
Преобразователи давления измерительные 3051 мод. 3051TG	БИЛ, БИК	14061-10
Влагомеры сырой нефти ВСН-2 мод. ВСН-2-50-100	БИК	24604-12
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	БИК	52638-13
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L»)	СОИ	43239-09
Примечание – В состав СИКНС входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утверждённых типов. Кроме того, в состав блока измерений показателей качества нефти входит расходомер.		

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

Место расположения СИКНС, заводской номер 526/2012 – УПСВ на ДНС Омбинского месторождения ЦППН-1. Пломбирование средств измерений, находящихся в составе системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной ДНС Омбинского месторождения осуществляется согласно требований одного из следующих документов: описание типа средства измерений, методика поверки средства измерений, инструкция по эксплуатации СИКНС или МИ 3002-2006. Заводской номер в виде цифрового обозначения указан на информационной табличке установленной на стене блок-бокса СИКНС методом ударной маркировки. Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Общий вид СИКНС представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКНС

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС представлено встроенным прикладным ПО комплекса измерительно-вычислительного и АРМ оператора.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	АРМ оператора	ИБК
Идентификационное наименование ПО	RateCalc.dll	Formula.o
Номер версии ПО	2.3.1.1	6.05
Цифровой идентификатор ПО	B6D270DB	DFA87DAC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC-32	CRC-32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 55 до 545
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе измеряемой среды, %, при содержании объемной доли воды в измеряемой среде, %: – при определении массовой доли воды в лаборатории: от 0 до 5 включ. св. 5 до 15 включ. св. 15 до 25 включ.	$\pm 1,0$ $\pm(0,15 \varphi^* + 0,25)$ $\pm(0,075 \varphi^* + 1,375)$
– при использовании влагомера сырой нефти: св. 7 до 15 включ. св. 15 до 35 включ. св. 35 до 55 включ. св. 55 до 65 включ. св. 65 до 70 включ. св. 70 до 85 включ.	$\pm(0,15 \varphi^* + 0,25)$ $\pm(0,075 \varphi^* + 1,375)$ $\pm(0,15 \varphi^* - 1,25)$ $\pm(0,3 \varphi^* - 9,5)$ ± 10 ± 20
Примечания 1 Расход по одной измерительной линии не превышает 500 т/ч. 2 φ – значение объемной доли воды в измеряемой среде, %.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных линий	2 (1 рабочая 1 контрольно-резервная)
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление в измерительной линии, МПа – плотность обезвоженной дегазированной нефти при температуре +20 °С, кг/м ³ – плотность пластовой воды при температуре +20 °С, кг/м ³ – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, не более – плотность газа, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³	от +20 до +60 от 1,2 до 3,8 от 850 до 900 от 1000 до 1010 85 от 0,8 до 1,1
– объемная доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, м ³ /м ³ , не более – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более – массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³ , не более	5 0,05 900
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С – для первичных преобразователей – СОИ (ИБК и АРМ оператора)	от +5 до +35 от +18 до +25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, экз
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ДНС Омбинского месторождения	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1851/2024 Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ДНС Омбинского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», аттестованном ФБУ «Тюменский ЦСМ», свидетельство об аттестации № 1851/01.00248-2014/2024 от 22.10.2024.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.2.1);

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

Правообладатель

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

ИНН 8604035473

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС-Индастриз»
(ООО «ИМС-Индастриз»)

ИНН 7736545870

Адрес: 142703, Московская обл., г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, стр. 10, ком. 611

Испытательный центр

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

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

Телефон: (3452) 500-532

E-mail: info@csm72.ru

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

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

