

Регистрационный № 98417-26

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока JGS 10b

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока JGS 10b (далее – трансформаторы) предназначены для передачи сигналов измерительной информации средствам измерений, устройствам защиты и управления в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

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

Трансформаторы выполнены в виде опорной конструкции. Трансформаторы содержат магнитопроводы, первичную и вторичные обмотки. Каждая вторичная обмотка находится на своем магнитопроводе.

Первичная и вторичные обмотки трансформаторов залиты эпоксидным компаундом, что обеспечивает электрическую изоляцию и защиту обмоток от проникновения влаги и механических повреждений.

Выводы вторичных обмоток расположены в нижней части трансформаторов.

К трансформаторам данного типа относятся трансформаторы тока JGS 10b с серийными №№ 63/629867, 63/641433, 63/629073, 63/629100, 66/123193, 66/123203.

Трансформаторы тока расположены на территории подстанций ООО «Башкирэнерго».

Серийный номер наносится на табличку технических данных трансформатора ударным способом в виде цифрового обозначения.

Нанесение знака поверки на трансформатор не предусмотрено.

Общий вид трансформаторов тока JGS 10b представлен на рисунке 1.

Пломбирование трансформаторов не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов тока JGS 10b
с указанием места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	63/629867, 63/641433	66/123193, 66/123203	63/629073, 63/629100
Номинальное напряжение, кВ	6		
Номинальный ток первичной обмотки, А	200	300	300
Номинальный ток вторичной обмотки, А	5		
Номинальная частота, Гц	50		
Класс точности вторичной обмотки для измерений и учета	1	0,5	1
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	10		

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +55

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	JGS 10b	6 шт.
Паспорт	-	6 экз.
Формуляр	-	6 экз.

Сведения о методиках измерений

приведены в п. 1.2 «Общие сведения» документа «Трансформатор тока JGS 10b. Паспорт».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 июля 2023 года № 1491 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

Завод «VEB Transformatoren – und Röntgenwerk», Германская Демократическая Республика

Адрес: Overbeckstrasse 48, 8030 Dresden, DDR

Изготовитель

Завод «VEB Transformatoren – und Röntgenwerk», Германская Демократическая Республика (изготовлены в 1974 году)

Адрес: Overbeckstrasse 48, 8030 Dresden, DDR

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний им. А.М. Муратшина в Республике Башкортостан» (ФБУ «ЦСМ им. А.М. Муратшина в Республике Башкортостан»)

Юридический адрес: 450006, г. Уфа, бульвар Ибрагимова, 55/59

Телефон/факс: 8 (347) 276-78-74

E-mail: info@bashtest.ru

Web-сайт: <http://www.bashtest.ru>

Уникальный номер записи об аккредитации № RA.RU.314570 в Реестре аккредитованных лиц

Регистрационный № 98418-26

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы мгновенных измерений FastoM

Назначение средства измерений

Системы мгновенных измерений FastoM (далее – системы) предназначены для измерений линейных и угловых размеров деталей.

Описание средства измерений

Системы конструктивно состоят из основания с измерительным столом в настольном или напольном исполнении, оптоэлектронного измерительного блока горизонтального или вертикального, включая оптический датчик, персонального компьютера (ПК), панели управления. Для измерений по оси Z системы модификаций TC33D, TC35, TC83D, TC83, TC85 дополнительно могут быть оснащены конфокальным датчиком. Органы управления настройкой освещения, увеличением, регулировкой расположены в окне программного обеспечения, установленного на ПК. Благодаря наличию системы линз измеряемая деталь наблюдается на экране ПК в виде прямого изображения и все перемещения измеряемой детали воспринимаются соответственно действительным направлениям перемещений.

Принцип действия систем основан на использовании технологии оптического и цифрового проецирования увеличенных изображений объекта, расположенного на измерительном столе при различных типах освещения.

Принцип работы конфокального датчика заключается в проведении точных измерений по оси Z бесконтактным способом.

К средствам измерений данного типа относятся системы мгновенных измерений модификаций: TC11, TC30, TC31, TC31D, TC32D, TC33D, TC35, TC42, TC42S, TC51, TC81, TC82, TC83, TC83D, TC85.

Системы модификации TC11, TC30, TC31, TC31D, TC32D, TC81, TC82 имеют вертикальный оптоэлектронный блок и настольное исполнение.

Системы модификации TC51 имеют горизонтальный оптоэлектронный блок и настольное исполнение.

Системы модификации TC83, TC33D, TC83D имеют вертикальный оптоэлектронный блок и настольное исполнение, оснащаются электромеханической ручкой перемещения оси Z, дополнительно могут быть оснащены конфокальным датчиком.

Системы модификации TC42, TC42S имеют вертикальный оптоэлектронный блок и напольное исполнение.

Системы модификации TC35, TC85 имеют вертикальный оптоэлектронный блок и напольное исполнение, дополнительно могут быть оснащены конфокальным датчиком.

Модификации систем различаются между собой метрологическими характеристиками, а также габаритными размерами и массой.

Заводской номер полиграфическим методом в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из букв латинского алфавита и арабских цифр, наносится на маркировочную наклейку, расположенную на боковой поверхности основания.

Цветовое исполнение систем может меняться по требованию заказчика или по решению изготовителя.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Пломбирование систем не производится. В процессе эксплуатации системы не предусматривают внешних механических регулировок.

Общий вид систем и место нанесения маркировочной наклейки представлены на рисунках 1–3.

Общий вид маркировочной наклейки и место нанесения заводского номера представлены на рисунке 4.

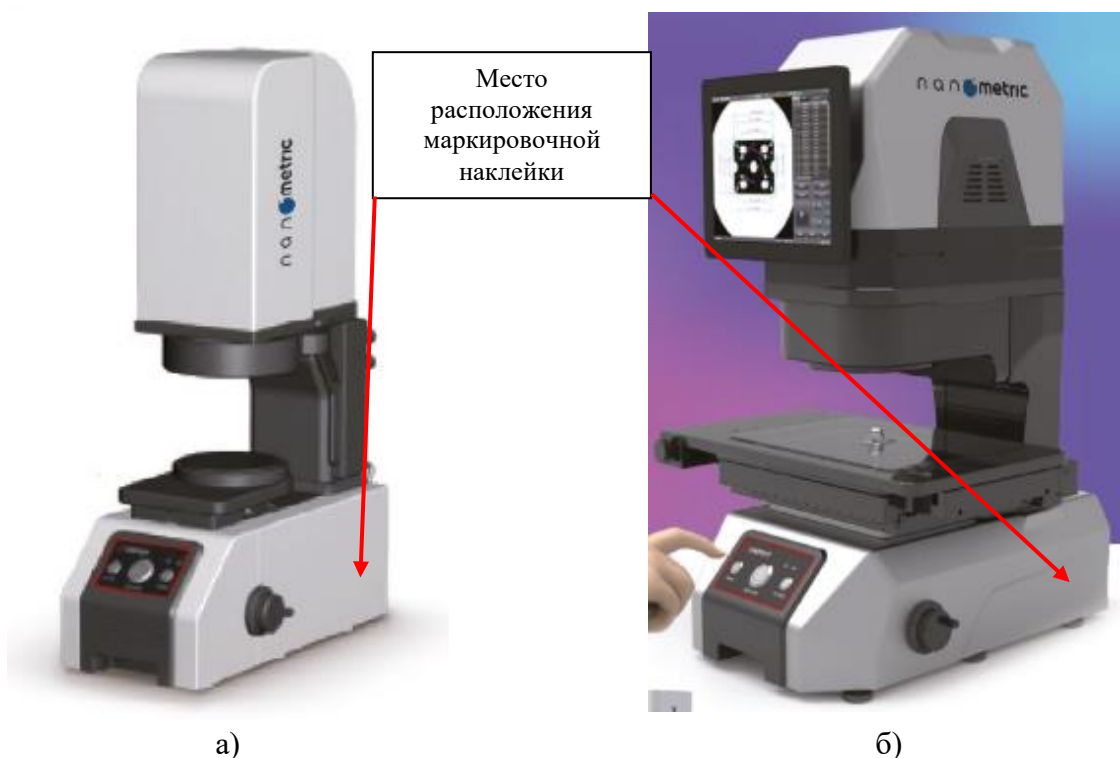


Рисунок 1 – Общий вид систем мгновенных измерений FastoM модификации:
а) TC11;
б) TC30, TC31, TC31D, TC32D, TC33D, TC81, TC82, TC83, TC83D



Рисунок 2 – Общий вид систем мгновенных измерений FastoM модификации TC51

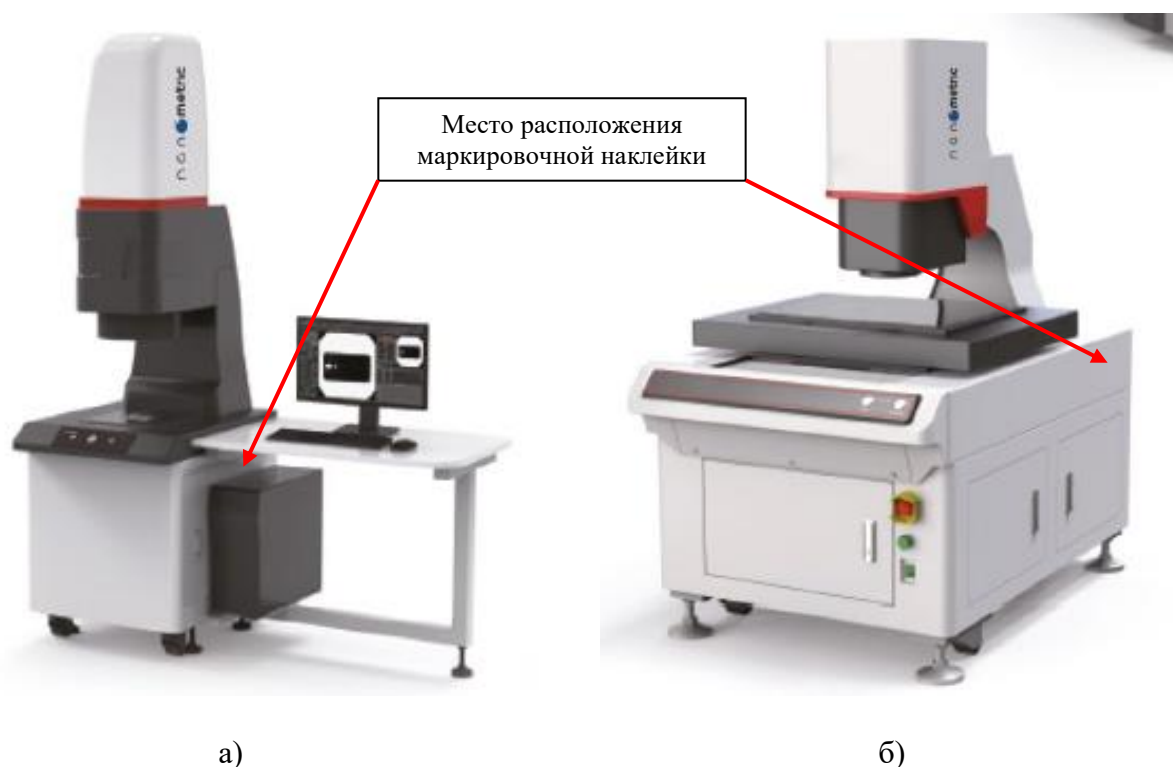


Рисунок 3 – Общий вид систем мгновенных измерений FastoM модификации:
а) TC42, TC42S; б) TC35, TC85

Место нанесения заводского номера	Product Name: Flash Measuring Machine	Model No: FastoM TC31
	Wide Field of View: 90 x 90 mm	Accuracy: $\pm 8 \mu m$
	Power supply: 100-240VAC, 50/60Hz, 2A	Machine power: 300W
	Size: 500x280x670 mm	Weight: 30 kg
	Serial No: FastoM TC3123105	Produced In: Feb. 25

Рисунок 4 – Общий вид маркировочной наклейки

Программное обеспечение

Системы работают под управлением метрологически значимого программного обеспечения (далее – ПО) «VisionX», предназначенного для обеспечения взаимодействия узлов прибора, выполнения, сохранения и обработки результатов измерений.

Конструкция систем исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию, программно-аппаратные интерфейсы связи отсутствуют.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	VisionX
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V1.0
Цифровой идентификатор ПО	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики систем модификации TC33D, TC35, TC83D, TC83, TC85

Наименование характеристики	Значение				
Модификация	TC33D	TC35	TC83D	TC83	TC85
Диапазон измерений в поле зрения оптического датчика, мм - по оси X - по оси Y	от 0 до 20 от 0 до 20	от 0 до 20 от 0 до 20	от 0 до 6 от 0 до 6	от 0 до 20 от 0 до 20	от 0 до 20 от 0 до 20
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений линейных размеров по осям X, Y в поле зрения оптического датчика, мкм	±2	±2	±1	±2	±1,5
Диапазон измерений при использовании конфокального датчика по оси Z, мм	от 0 до 75	от 0 до 200	от 0 до 75	от 0 до 75	от 0 до 200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений линейных размеров по оси Z при использовании конфокального датчика, мкм	$\pm(6+L/100)$, где L – измеряемая длина в мм				

Таблица 3 – Метрологические характеристики систем модификации TC11, TC32D, TC42, TC42S, TC51

Наименование характеристики	Значение				
Модификация	TC11	TC32D	TC42	TC42S	TC51
Диапазон измерений в поле зрения оптического датчика, мм - по оси X - по оси Y	от 0 до 80 от 0 до 80	от 0 до 20 от 0 до 20	от 0 до 200 от 0 до 200	от 0 до 200 от 0 до 150	от 0 до 90 от 0 до 90
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений линейных размеров по осям X, Y в поле зрения оптического датчика, мкм	±8	±2	±8	±8	±8

Таблица 4 – Метрологические характеристики систем модификации TC30, TC31, TC31D, TC81, TC82

Наименование характеристики	Значение				
Модификация	TC30	TC31	TC31D	TC81	TC82
Диапазон измерений в поле зрения оптического датчика, мм					
- по оси X	от 0 до 6	от 0 до 90	от 0 до 20	от 0 до 20	от 0 до 20
- по оси Y	от 0 до 6	от 0 до 90	от 0 до 20	от 0 до 20	от 0 до 20
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений линейных размеров по осям X, Y в поле зрения оптического датчика, мкм	±1	±8	±2	±1,5	±2

Таблица 5 – Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плоских углов при использовании оптического датчика

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений плоских углов	от 0° до 360°
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плоских углов	±1'

Таблица 6 – Технические характеристики

Модификация	Диапазон перемещений оптического датчика, мм	
	Ось X	Ось Y
TC11	–	–
TC30	от 0 до 100	–
TC31	от 0 до 100	–
TC31D	от 0 до 100	–
TC32D	от 0 до 100	от 0 до 100
TC33D	от 0 до 200	от 0 до 100
TC35	от 0 до 400	от 0 до 300
TC42	–	–
TC42S	–	–
TC51	–	–
TC81	от 0 до 100	–
TC82	от 0 до 100	от 0 до 100
TC83	от 0 до 200	от 0 до 100
TC83D	от 0 до 200	от 0 до 100
TC85	от 0 до 400	от 0 до 300

Таблица 7 – Технические характеристики

Модификация	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более
	Длина	Ширина	Высота	
TC11	500	280	670	25
TC30	500	280	670	30
TC31	500	280	670	30
TC31D	500	280	670	30
TC32D	531	386	731	49
TC33D	531	503	731	75
TC35	900	1340	1600	950
TC42	830	605	2030	375
TC42S	830	605	2030	375
TC51	736	200	325	25
TC81	500	280	670	30
TC82	531	386	731	49
TC83	531	503	731	75
TC83D	531	503	731	75
TC85	900	1340	1600	950

Таблица 8 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающей среды, °C	от +19 до +21
Относительная влажность воздуха, %, не более	60
Напряжение переменного тока, В	220±22

Таблица 9 – Показатели надежности

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

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 10 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система мгновенных измерений	FastoM	1 шт.
Конфокальный датчик	-	по заказу
Персональный компьютер с установленным ПО	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Калибровочное приспособление для систем модификации TC51	-	по заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Порядок работы» документов: «Системы мгновенных измерений FastoM. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта № 2840 от 29 декабря 2018 г. «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»;

Локальная поверочная схема для средств измерений плоского угла в диапазоне измерений от 0° до 360° № ЛПС 015-2024, утвержденная ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология» 30 октября 2024 г.;

Стандарт предприятия Shenzhen Zhongtu Instruments Co., Ltd, Китай.

Правообладатель

Shenzhen Zhongtu Instruments Co., Ltd, Китай

Адрес: 2/F, Building B1, Zhiyuan, Xueyuan Road, Xili, Nanshan, Shenzhen 518071, China

Телефон: +86-755-83318988-227

Изготовитель

Shenzhen Zhongtu Instruments Co., Ltd, Китай

Адрес: 2/F, Building B1, Zhiyuan, Xueyuan Road, Xili, Nanshan, Shenzhen 518071, China

Телефон: +86-755-83318988-227

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»

(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Юридический адрес: 119415, Россия, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ
Проспект Вернадского, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. 263

Адрес места осуществления деятельности: 142300, Россия, Московская обл.,
р-н Чеховский, г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2;

308023, Россия, Белгородская обл., г. Белгород, ул. Садовая, дом 45а;

Россия, Ивановская обл., Лежневский р-н, СПК им. Мичурина.

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314164

Регистрационный № 98419-26

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МЭК» (ООО «Магма-Цемент»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МЭК» (ООО «Магма-Цемент») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (сервер БД), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналобразующую аппаратуру.

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 случае отсутствия ТТ и ТН подключение цепей счетчика производится по проводным линиям, подключенным непосредственно к первичному источнику). В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов

трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов.

АРМ энергосбытовой организации, подключенный через сеть интернет к ИВК АИИС КУЭ, в автоматическом режиме, с использованием электронной подписи ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети интернет отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени, которое синхронизировано с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера БД с УССВ проводится автоматически. При расхождении шкал времени сервера БД и УССВ, равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени сервера БД.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера БД осуществляется автоматически с периодичностью 1 раз в сутки. При расхождении шкал времени счетчиков и сервера БД, равном или более 2 с, проводится коррекция шкалы времени счетчиков.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1471) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 19.05
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ
1	ПС 110 кВ Дубенки, РУ-10 кВ, 2 с.ш., яч.6	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 32139-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-00	CE 308 S31.503.OAG.SY UVJLFZ GS04 SPDS Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	УССВ-2 Рег. № 54074-13

Примечания:

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

2. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков и УССВ 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.

3. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %	Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC (SU), с
1	Активная Реактивная	1,2 2,6	3,3 4,8	± 5

Примечания:

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

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

3. Границы погрешности результатов измерений приведены

– при $\cos \varphi = 0,9$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{\text{ном}}$ для нормальных условий;

– при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{\text{ном}}$ для рабочих условий;

при температуре окружающего воздуха в местах расположения счетчиков от 0 °С до +40 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	1
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности – температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, °C - счетчиков электроэнергии, °C - сервера БД, °C - УССВ, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от –45 до +40 от 0 до +40 от +10 до +30 от –10 до +55
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ счетчиков, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	400000 2 74500 2 70000 2
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее Сервер БД: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	128 16 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

- в журнале событий сервера:
 - изменения значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов;
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений – 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.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	CE 308 S31.503.OAG.SYUVJLFZ GS04 SPDS	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	МЭК.411711.АИИС.1471 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МЭК» (ООО «Магма-Цемент»), аттестованном ООО «ПИКА», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.315181.

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 «Мордовская энергетическая компания»
(ООО «МЭК»)

ИНН 1328013309

Юридический адрес: 430006, Республика Мордовия, г. Саранск, ул. Пролетарская, д. 127

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Мордовская энергетическая компания»
(ООО «МЭК»)

ИНН 1328013309

Адрес: 430006, Республика Мордовия, г. Саранск, ул. Пролетарская, д. 127

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Проектный институт комплексной автоматизации»

(ООО «ПИКА»)

ИНН 3328009874

Адрес: 600016, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Большая Нижегородская, д. 81, каб. 307

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314709

Регистрационный № 98420-26

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – сервер ИВК), устройство синхронизации времени типа УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, специализированное программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

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

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

- средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность, осуществляет хранение и предоставление данных для оформления справочных и отчетных документов.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности, хранение измерительной информации и передача измерительной информации, а также отображение информации по подключенным устройствам.

Сервер ИВК с периодичностью один раз в 30 минут или при каждом обращении к счетчику считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Сервер ИВК осуществляет хранение и предоставление данных для оформления справочных и отчетных документов. СОД считывает данные из СБД и осуществляет передачу данных в ПАК АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ и другим заинтересованным организациям в виде xml-файлов формата 80020.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая обеспечивает поддержание национальной шкалы времени UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени УСВ-3, непрерывно и не зависимо от расхождений синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3, и при расхождении ± 1 с сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени сервера ИВК происходит с периодичностью 1 раз в 30 минут, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени сервера ИВК на ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер 400/26 нанесен на маркировочную табличку типографским способом, которая крепится на корпус сервера ИВК АИИС КУЭ. Дополнительно заводской номер АИИС КУЭ 400/26 указан в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО «АльфаЦЕНТР» соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные	Значения
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1.35	РП 6кВ №1, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 1.3	ТОЛ-10-I 1500/5 кл. т. 0,5S рег. № 47959-16	НАМИТ-6-2 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	УСВ-3, рег. № 64242-16/ сервер ИВК
1.36	РП 6кВ №1, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 2.11	ТОЛ-10-I 1500/5 кл. т. 0,5S рег. № 47959-16	НАМИТ-6-2 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, $\pm (\delta) \%$	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm (\delta) \%$
1.35, 1.36	Активная Реактивная	1,0 2,6	2,9 4,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно национальной шкалы времени UTC (SU), с			± 5
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии (получасовая). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3. Границы погрешности результатов измерений приведены: – для нормальных условий: при $\cos \varphi = 0,9$ и силе тока равной 100 % от $I_{1 \text{ ном}}$; – для рабочих условий: при $\cos \varphi = 0,8$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до + 40 °С, а также силе тока равной 2 % от $I_{1 \text{ ном}}$.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – ток, % от $I_{\text{ном}}$ – коэффициент мощности – частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 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 $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5_{инд.} до 1 от 0,8_{емк.} до 1 от 49,6 до 50,4 от - 60 до + 40 от -60 до + 40 от +10 до + 30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег.№36697-17): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее	220000 2 45000 2 20000 1
Глубина хранения информации: Счетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег.№36697-17): - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 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.

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий сервера ИВК:
 - параметрирования;
 - коррекции времени.
- коррекции времени в сервере ИВК.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (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.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-6-2	2
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	-	1
Документация		
Паспорт-формуляр	ПФ 26.51/381/26	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Салехардэнерго». МВИ 26.51/381/26, 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

Акционерное общество «Салехардэнерго»
(АО «Салехардэнерго»)
ИНН 8901030855
Юридический адрес: 629007, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Салехард,
ул. Свердлова, д. 39
Телефон: 8 34922 5-45-03, 8 34922 5-45-04
E-mail: secret@slenergo.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Салехардэнерго»
(АО «Салехардэнерго»)
ИНН 8901030855
Адрес: 629007, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Салехард, ул. Свердлова, д. 39
Телефон: 8 34922 5-45-03, 8 34922 5-45-04
E-mail: secret@slenergo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)
ИНН: 9705008559
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещ. № 1
Телефон: (910) 403 02 89
E-mail: golovkonata63@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312560

Регистрационный № 98421-26

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Нортгаз»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Нортгаз» (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 распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии (в случае отсутствия ТТ и (или) ТН подключение цепей счетчика производится по проводным линиям, подключенным непосредственно к первичному источнику). 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 интегрирования. 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 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.

Также сервер БД может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера БД и УССВ.

Шкала времени в СОЕВ формируется на основе информации о национальной шкале координированного времени UTC(SU), принимаемой УССВ от глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера БД с УССВ проводится автоматически. При расхождении шкал времени сервера БД и УССВ, равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени сервера БД.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера БД осуществляется автоматически при каждом обращении к счетчику. При расхождении шкал времени счетчиков и сервера БД, равном или более 2 с, проводится коррекция шкалы времени счетчиков.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ (№ 1326) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера БД, а также в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

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

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

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	КТПН 6 кВ БЗМО, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ ШВК-2	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 54371-13	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±1,4	±5,6
						реактивная	±2,1	±5.9
2	КТПН 6 кВ БЗМО, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ ШВК-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 54371-13	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,4	±5,6
						реактивная	±2,1	±5.9
3	ПС 110 кВ УГП-15 ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.32	ТЛО-10 Кл.т 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 25433-03	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т.0,2S/0,5 Рег. № 75755-19		активная	±0,9	±2,3
						реактивная	±1,3	±3,4
4	ПС 110 кВ УГП-15 ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 22	ТЛО-10 Кл.т 0,2S Ктт 100/5 Рег. № 25433-03	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т.0,2S/0,5 Рег. № 75755-19		активная	±0,9	±2,3
						реактивная	±1,3	±3,4
5	ПС 110 кВ УГП-15 ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 29	ТЛО-10 Кл.т 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 25433-03	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т.0,2S/0,5 Рег. № 75755-19		активная	±1,3	±4,6
						реактивная	±1,9	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Н Тёплая стоянка, НКУ 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 47959-16	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 PBR.G Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±1,1	±5,2
						реактивная	±1,8	±5,8
7	КТПН 6 кВ БЗМО, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ШНЛ 1	-	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл.т.1/2 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±5,5
						реактивная	±2,0	±9.8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU), с							±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -40 °С до +70 °С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	7
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +23
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, °C - счетчиков электроэнергии, °C - сервера БД, °C - УССВ, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от – 40 до +40 от – 40 до +70 от +10 до +35 от -25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	150000 2 180000 2 43800 1
Глубина хранения информации: Счетчики электроэнергии: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее Сервер БД: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	85 5 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера БД 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 счетчике;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - изменения значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках и сервере БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищённость применяемых компонентов:

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

параметрировании:

- счетчиков;
- сервера БД.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере БД (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 паспорта-формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R	2
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R	3
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTMX2-03 PBR.G	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1326 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Нортгаз», аттестованном ООО «ПИКА», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.315181.

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

Закрытое акционерное общество «Нортгаз»

(ЗАО «Нортгаз»)

ИНН 8904045666

Юридический адрес: 629309, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Новый Уренгой, Славянский мкр, д. 9 этаж 3, кабинет 305

Телефон: +7 (3494) 93-21-00

Факс: +7 (3494) 93-21-00

Web-сайт: <http://www.northgas.ru/>

E-mail: Ethics@northgas.ru

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская обл., г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная, д. 14А

Телефон: 8 (4922) 222-162

Web-сайт: <https://orem.su/>

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Проектный институт комплексной автоматизации»

(ООО «ПИКА»)

ИНН 3328009874

Адрес: 600016, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Большая Нижегородская, д. 81, каб. 307

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314709

Регистрационный № 98422-26

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «МЭК» (Феррони)

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

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

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

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний, второй уровень системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений производится со второго уровня настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы национального координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

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

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 001 наносится типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «МЭК» (Феррони).

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	ТП-647 10 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 52667-13	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20	УССВ: УССВ-2 Рег. № 54074-13 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
2	ТП-643 10 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20		активная реактивная
3	ТП-643 10 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20		активная реактивная

П р и м е ч а н и я:

1 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 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа.

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

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

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

[illegible]

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	3
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	210000 3 70000 1 74500 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	45 5 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и сервере;

- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера (серверного шкафа);

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени:

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

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	T-0,66	3
Трансформатор тока	T-0,66 УЗ	6
Счетчик электрической энергии	Меркурий 230	3
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер АИИС КУЭ	Промышленный компьютер	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Формуляр	АСВЭ 547.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «МЭК» (Феррони), аттестованном ООО «АСЭ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации RA.RU.314933.

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

Акционерное общество «Межрегиональная энергосбытовая компания»
(АО «МЭК»)
ИНН: 5904237845
Юридический адрес: 603024, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, ул. Максима Горького, д. 195, помещ. 18, офис 301
Телефон: +7 (831) 282-94-24
Веб сайт: www.mresc.pro
E-mail: office@mresc.pro

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике»
(ООО «АСЭ»)
ИНН 3329074523
Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15
Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг,
д. 1
Телефон: +7 (4922) 60-43-42
Веб сайт: www.autosysen.ru
E-mail: info@autosysen.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике»
(ООО «АСЭ»)
Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15
Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг,
д. 1
Телефон: +7 (4922) 60-43-42
Веб сайт: www.autosysen.ru
E-mail: info@autosysen.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
Росаккредитации № RA.RU.314846

Регистрационный № 98423-26

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы аэродромные метеорологические АМИС-ПЕЛЕНГ

Назначение средства измерений

Системы аэродромные метеорологические АМИС-ПЕЛЕНГ (далее – системы АМИС-ПЕЛЕНГ) предназначены для автоматических измерений метеорологических параметров: температуры воздуха, относительной влажности воздуха, скорости и направления воздушного потока, атмосферного давления, метеорологической оптической дальности (МОД), высоты нижней границы облаков (ВНГО), количества атмосферных осадков.

Описание средства измерений

Принцип действия систем АМИС-ПЕЛЕНГ основан на измерении первичными измерительными преобразователями метеорологических параметров. Измеренные значения преобразуются в цифровой код измерительными преобразователями (контроллерами) и передаются в коде ASCII по линиям связи или радиоканалам в центральное устройство. В центральном устройстве результаты измерений обрабатываются, регистрируются, архивируются (с возможностью печати табличных и графических материалов за весь срок хранения) и передаются для отображения на рабочее место оператора, автоматически формируясь в метеорологические сообщения.

Принцип действия первичных измерительных преобразователей:

- при измерении относительной влажности воздуха основан на изменении емкости полимерного конденсатора в зависимости от относительной влажности воздуха;
- при измерении температуры воздуха основан на зависимости электрического сопротивления чувствительного элемента от температуры окружающей среды;
- при измерении атмосферного давления основан на изменении емкости конденсатора (емкостной преобразователь), изменении частоты вибрационно-частотного преобразователя в зависимости от изменения атмосферного давления (вибрационно-частотный преобразователь) или на пьезоэлектрическом эффекте (пьезоэлектрический преобразователь);
- при измерении скорости воздушного потока основан на преобразовании скорости воздушного потока во вращательное движение вала и измерении параметров его вращения (механический преобразователь) или на изменении времени распространения ультразвукового сигнала между излучателем и приемником в зависимости от скорости воздушного потока (ультразвуковой преобразователь);
- при измерении направления воздушного потока основан на преобразовании угла поворота флюгарки в электрический сигнал с помощью оптического регистратора угла поворота (механический преобразователь) или на изменении значений ультразвукового преобразователя потока (ультразвуковой преобразователь);
- при измерении количества атмосферных осадков основан на взвешивании собранных осадков устройством взвешивания;

- при измерении высоты нижней границы облаков (ВНГО) основан на измерении времени, необходимого для прохождения импульса света до отражающей или рассеивающей среды;

- при измерении метеорологической оптической дальности (МОД) основан на измерении интенсивности рассеянного в атмосфере излучения, обратно пропорциональной МОД (нефелометрический преобразователь), или на измерении коэффициента направленного пропускания импульсного излучения модулированного светового потока, прошедшего через слой атмосферы фиксированной длины (импульсный фотометрический преобразователь).

Конструктивно системы АМИС-ПЕЛЕНГ выполнены по модульному принципу и состоят из модуля измерительного, модуля центрального устройства, рабочих мест операторов с контрольным средством отображения (опционально), выносных средств отображения информации (опционально), линий связи или радиоканалов и вспомогательного оборудования.

Модуль измерительный состоит из первичных измерительных преобразователей метеорологических параметров (далее – ПИП), преобразователей измерительных (контроллеров), линий связи или радиоканалов и вспомогательного оборудования. С помощью линий связи или радиоканалов к центральному устройству подключаются ПИП, образуя измерительный канал (далее – ИК). ПИП, используемые для измерения физических величин, размещаются по схемам, приведенным в эксплуатационной документации. Наименования измерительных каналов и ПИП систем АМИС-ПЕЛЕНГ приведены в таблице 1.

Модуль центрального устройства состоит из ПЭВМ (сервера), модуля связи (устройств передачи данных), вспомогательного коммуникационного оборудования, программного обеспечения (ПО «АМИС-ПЕЛЕНГ»), источника резервного электропитания (опционально). Компоненты центрального устройства установлены в телекоммуникационный шкаф и шкаф связи (опционально) и размещены в помещении служб метеорологического обеспечения.

Таблица 1 – Наименования измерительных каналов систем АМИС-ПЕЛЕНГ

Наименование измерительного канала (ИК)	Наименование ПИП
ИК относительной влажности и температуры воздуха	ПТВ, ДТВ-05, ДТВВ-01, НМР555, LTH211, ТГА, НМР155Е
ИК скорости и направления воздушного потока	Пеленг СФ-03, Пеленг СФ-17, ИПВ-01, WAA15A/151, WAA252, WAV15A/151, WAV252, WMT702, WMT703
ИК атмосферного давления	ДАДС-1 (исполнения ИСАТ.406231.008;-01,-02,-03), БРС-1М-1, БРС-1М-2, БРС-1М-3, БА-1, LDB213, РТВ330, РТВ220А, РТВ220ТС, РТВ220В, РТВ210А, РТВ210В, РТВ210С, РТВ220С, MSB780Х, MSB780
ИК высоты нижней границы облаков (ВНГО)	СД-02-2006, CL31, CL61
ИК метеорологической оптической дальности (МОД)	Пеленг СФ-01, Пеленг СЛ-03, АТ-21, LT31, FS11, PWD20, PWD22, PWD50, PWD52, Biral SWS-050, Biral SWS-100, Biral SWS-250, Biral VPF-710, Biral VPF-730, Biral VPF-750, WS-75, FD70
ИК количества атмосферных осадков	ДО-22, ОТТ Pluvio ² 200, ОТТ Pluvio ² 200RH, ОТТ Pluvio ² 400

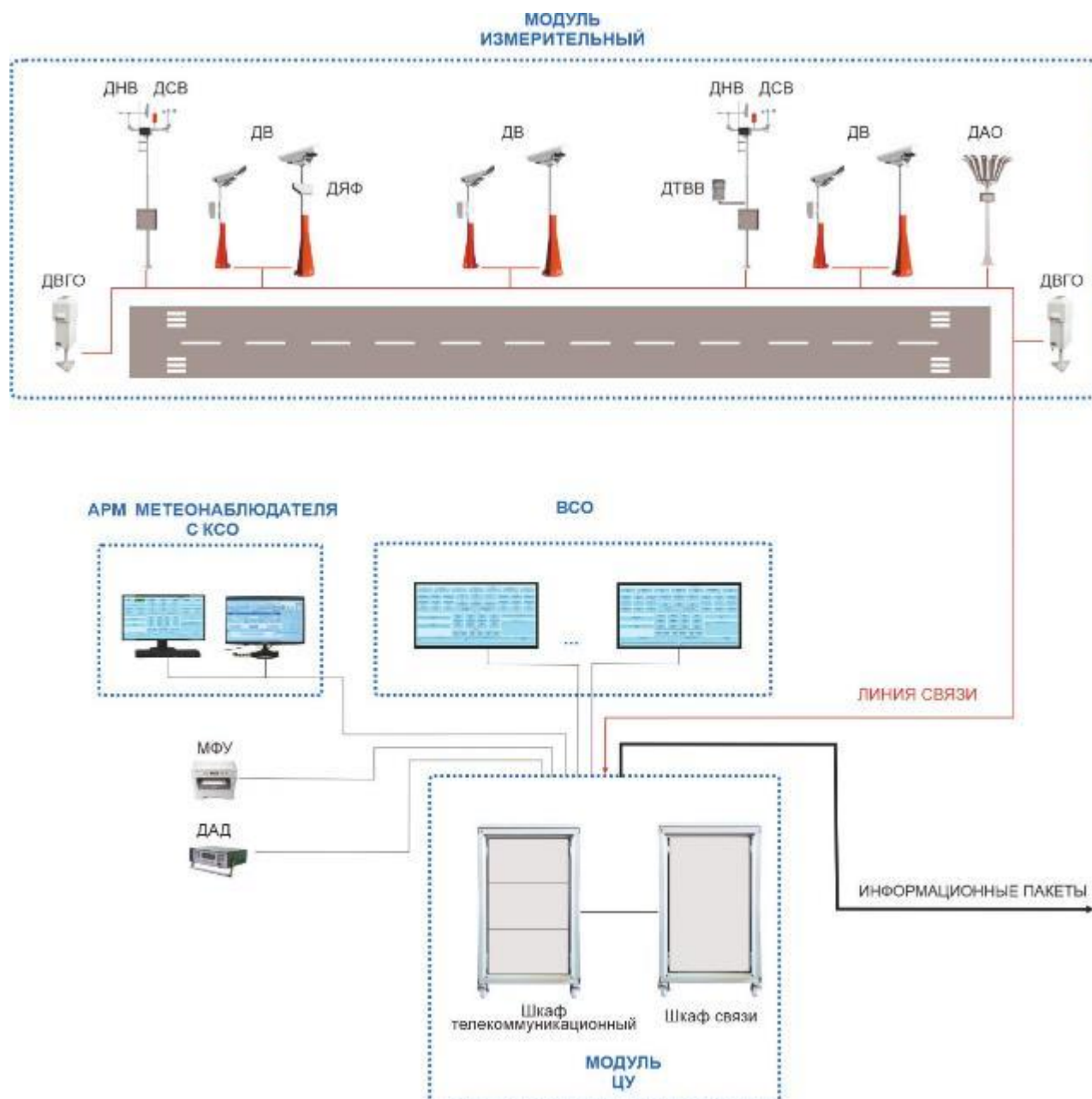
Системы АМИС-ПЕЛЕНГ могут комплектоваться различным количеством ИК. Количество ИК и количество ПИП в ИК конкретной системы АМИС-ПЕЛЕНГ указываются в ее формуляре и зависят от типа аэродрома (вертодрома), количества взлетно-посадочных полос.

Системы АМИС-ПЕЛЕНГ работают круглосуточно. Для обмена информацией системы АМИС-ПЕЛЕНГ имеют сетевые интерфейсы Ethernet и последовательные интерфейсы RS-232, RS-485. Дистанция подключения ПИП составляет не менее 10 км.

Общий вид систем АМИС-ПЕЛЕНГ с указанием составных частей и ПИП представлен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на систему АМИС-ПЕЛЕНГ не предусмотрено. Заводской номер, состоящий из 9 арабских цифр, наносится на шильд модуля центрального устройства систем АМИС-ПЕЛЕНГ методом гравировки. Место нанесения заводского номера и знака утверждения типа на модуль центрального устройства систем АМИС-ПЕЛЕНГ представлено на рисунке 2.

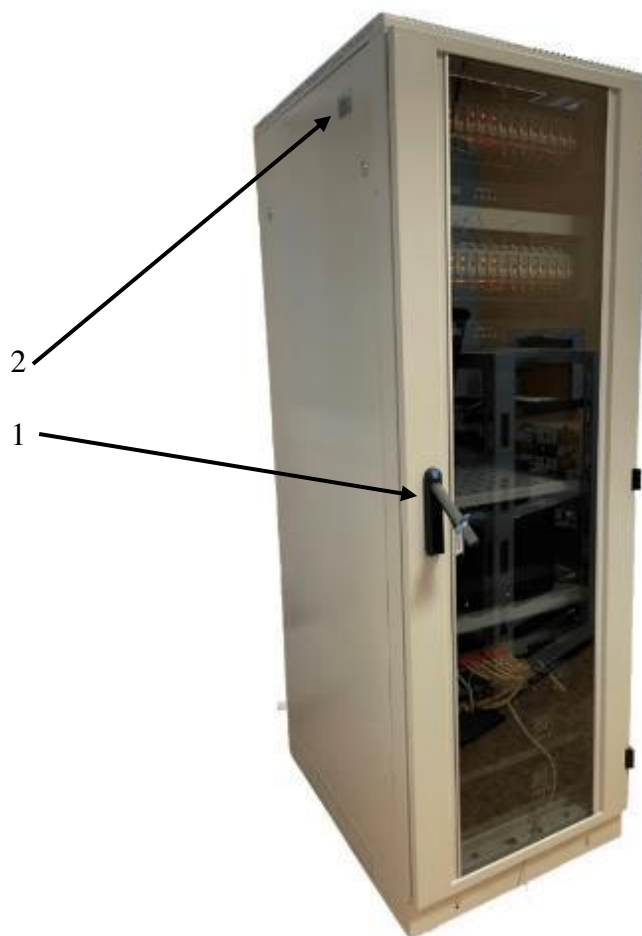
Пломбирование не предусмотрено, для защиты систем АМИС-ПЕЛЕНГ от несанкционированного доступа применяются замки. Место расположения замков представлено на рисунке 2.



ДВГО – ПИП высоты нижней границы облаков; ДНВ, ДСВ – ПИП скорости и направления воздушного потока; ДВ – ПИП метеорологической оптической дальности (МОД); ДЯФ – ПИП яркости фона (индикатор); ДТВВ – ПИП температуры и относительной влажности воздуха; ДАО – ПИП количества атмосферных осадков;

АРМ – автоматизированное рабочее место; КСО – контрольное средство отображения; ВСО – выносное средство отображения (табло); ДАД – ПИП атмосферного давления

Рисунок 1 – Общий вид систем АМИС-ПЕЛЕНГ с указанием составных частей и ПИП



- 1 – Замки на корпусе;
2 – Место нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Рисунок 2 – Общий вид модуля центрального устройства систем АМИС-ПЕЛЕНГ (шкаф телекоммуникационный) с указанием мест расположения замков, а также мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Системы АМИС-ПЕЛЕНГ имеют программное обеспечение (далее – ПО) «АМИС-ПЕЛЕНГ».

ПО «АМИС-ПЕЛЕНГ» обеспечивает сбор, обработку, анализ, отображение, архивирование результатов измерений, расчеты дополнительных параметров, создание и передачу метеорологических сообщений, самопроверку систем.

Влияние ПО «АМИС-ПЕЛЕНГ» учтено при нормировании метрологических характеристик.

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

Идентификационные данные ПО «АМИС-ПЕЛЕНГ» представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АМИС-ПЕЛЕНГ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.х.х*
* Обозначения «х» не относятся к метрологически значимой части ПО и могут принимать значения от 0 до 99	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование ИК	Наименование ПИП	Наименование характеристики	Значение
ИК температуры воздуха	HMP555	Диапазон измерений температуры воздуха, °C	от -60,0 до +60,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воздуха, °C: - в диапазоне св. -60,0 °C до -30,0 °C включ.; в диапазоне св. -30,0 °C до +60,0 °C	±0,4 ±0,2
	ДТВВ-01	Диапазон измерений температуры воздуха, °C	от -60,0 до +60,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воздуха, °C	±0,2
	ДТВ-05	Диапазон измерений температуры воздуха, °C	от -60,0 до +60,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воздуха, °C	±0,15
	LTH211	Диапазон измерений температуры воздуха, °C	от -60,0 до +60,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воздуха, °C: - в диапазоне св. -60,0 °C до -30,0 °C включ.; в диапазоне св. -30,0 °C до +60,0 °C	±0,3 ±0,2

Продолжение таблицы 3

Наименование ИК	Наименование ПИП	Наименование характеристики	Значение
ИК температуры воздуха	ТГА (с НМР155Е)	Диапазон измерений температуры воздуха, °С	от -60,0 до +60,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воздуха, °С: - в диапазоне св. -60,0 °С до +20,0 °С включ.; - в диапазоне св. +20,0 °С до +60,0 °С	$\pm(0,226-0,0028 \cdot t^1)$ $\pm(0,055+0,0057 \cdot t^1)$
	ТГА (с ИВТМ-7Н)	Диапазон измерений температуры воздуха, °С	от -60,0 до +60,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воздуха, °С	$\pm 0,4$
	ТГА (с ДВ2ТС)	Диапазон измерений температуры воздуха, °С	от -40,0 до +60,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воздуха, °С	$\pm 0,4$
	ПТВ (с НМР155Е)	Диапазон измерений температуры воздуха, °С	от -60,0 до +60,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воздуха, °С: - в диапазоне св. -60,0 °С до +20,0 °С включ.; - в диапазоне св. +20,0 °С до +60,0 °С	$\pm(0,176-0,0028 \cdot t^1)$ $\pm(0,07+0,0025 \cdot t^1)$
	ПТВ (с ДТВ-05)	Диапазон измерений температуры воздуха, °С	от -60,0 до +60,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воздуха, °С	$\pm 0,15$
	ПТВ (с ДТВВ-01)	Диапазон измерений температуры воздуха, °С	от -60,0 до +60,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воздуха, °С	$\pm 0,2$

Продолжение таблицы 3

Наименование ИК	Наименование ПИП	Наименование характеристики	Значение
ИК температуры воздуха	HMP155E	Диапазон измерений температуры воздуха, °C	от -60,0 до +60,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воздуха, °C: - в диапазоне от -60,0 °C до +20,0 °C включ.; - в диапазоне св. +20,0 °C до +60,0 °C	$\pm(0,176-0,0028 \cdot t^1)$ $\pm(0,07+0,0025 \cdot t^1)$
ИК относительной влажности воздуха	HMP155E	Диапазон измерений относительной влажности воздуха, %	от 0 до 100
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности воздуха, %: - в диапазоне от 0 % до 90 % включ.; - в диапазоне св. 90 % до 100 %	± 3 ± 4
	ДТВВ-01	Диапазон измерений относительной влажности воздуха, %	от 0 до 100
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности воздуха, %	± 3
	ЛТН211	Диапазон измерений относительной влажности воздуха, %	от 0 до 100
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности воздуха, %: - в диапазоне от 0 % до 90 % включ.; - в диапазоне св. 90 % до 100 %	± 3 ± 4
	HMP555	Диапазон измерений относительной влажности воздуха, %	от 0 до 100
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности воздуха, %: - в диапазоне от 0 % до 90 % включ.; - в диапазоне св. 90 % до 100 %	± 4 ± 5
	ДТВ-05	Диапазон измерений относительной влажности воздуха, %	от 0 до 100
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности воздуха, %	± 3

Продолжение таблицы 3

Наименование ИК	Наименование ПИП	Наименование характеристики	Значение
ИК относительной влажности воздуха	ТГА (с НМР155Е)	Диапазон измерений относительной влажности воздуха, %	от 1 до 98
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности воздуха, %:	
		- при температуре от +15 °С до +25,0 °С включ.;	±3
		- при температуре от -40,0 °С до -10,0 °С;	±10
	ТГА (с ИВТМ-7Н)	- при температуре от -10,0 °С до 0 °С;	±7
		- при температуре от 0 °С до +15,0 °С и св. +25,0 °С до +40,0 °С включ.;	±4
		- при температуре св. +40,0°С	±5
		Диапазон измерений относительной влажности воздуха, %	от 0 до 99
	ТГА (с ИВТМ-7Н)	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности воздуха, %:	
		- при температуре от -40,0 °С до -10,0 °С;	±7
		- при температуре от -10,0 °С до 0 °С включ.;	±5
		при температуре св. 0 °С:	
	ТГА (с ДВ2ТС)	- в диапазоне от 0 % до 90 % включ;	±3
		- в диапазоне св. 90 % до 99 %	±4
		Диапазон измерений относительной влажности воздуха, %	от 0 до 100
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности воздуха, %:	
		- при температуре от -40,0 °С до -10,0 °С;	±7
		- при температуре от -10,0 °С до 0 °С включ.;	±5
		при температуре св. 0 °С:	
		- в диапазоне от 0 % до 90 % включ;	±3
		- в диапазоне св. 90 % до 100 %	±4

Продолжение таблицы 3

Наименование ИК	Наименование ПИП	Наименование характеристики	Значение
ИК относительной влажности воздуха	ПТВ (с НМР155Е)	Диапазон измерений относительной влажности воздуха, %	от 0 до 100
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности воздуха, %: - в диапазоне от 0 % до 90 % включ.; - в диапазоне св. 90 % до 100 %	± 3 ± 4
	ПТВ (с ДТВ-05)	Диапазон измерений относительной влажности воздуха, %	от 0 до 100
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности воздуха, %	± 3
	ПТВ (с ДТВВ-01)	Диапазон измерений относительной влажности воздуха, %	от 0 до 100
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности воздуха, %	± 3
ИК скорости воздушного потока	ИПВ-01	Диапазон измерений скорости воздушного потока, м/с	от 0,5 до 80,0
		Пределы допускаемой погрешности измерений скорости воздушного потока, м/с: - абсолютной, в диапазоне от 0,5 до 6,0 м/с включ., м/с; - относительной, в диапазоне св. 6,0 до 80,0 м/с, %	$\pm 0,5$ ± 5

Продолжение таблицы 3

Наименование ИК	Наименование ПИП	Наименование характеристики	Значение
ИК скорости воздушного потока	WAA151, WAA15A, WAA252	Диапазон измерений скорости воздушного потока, м/с	от 0,5 до 60,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости воздушного потока, м/с	$\pm(0,4+0,035 \cdot V^2)$
	Пеленг СФ-17	Диапазон измерений скорости воздушного потока, м/с	от 0,3 до 55,0
		Пределы допускаемой погрешности измерений скорости воздушного потока, м/с:	
		- абсолютной, в диапазоне от 0,3 до 10,0 м/с включ., м/с; - относительной, в диапазоне св. 10,0 до 55,0 м/с, %	$\pm 0,3$ ± 3
	Пеленг СФ-03	Диапазон измерений скорости воздушного потока, м/с	от 0,4 до 75,0
		Пределы допускаемой погрешности измерений скорости воздушного потока, м/с:	
		- абсолютной, в диапазоне от 0,4 до 10,0 м/с включ., м/с; - относительной, в диапазоне св. 10,0 до 75,0 м/с, %	$\pm 0,3$ ± 3
	WMT702	Диапазон измерений скорости воздушного потока, м/с	от 0,2 до 65,0
		Пределы допускаемой погрешности измерений скорости воздушного потока, м/с:	
		- абсолютной, в диапазоне от 0,2 до 7,0 м/с включ., м/с; - относительной, в диапазоне св. 7,0 до 65,0 м/с, %	$\pm 0,2$ ± 3
	WMT703	Диапазон измерений скорости воздушного потока, м/с	от 0,2 до 75,0
		Пределы допускаемой погрешности измерений скорости воздушного потока, м/с:	
		- абсолютной, в диапазоне от 0,2 до 7,0 м/с включ., м/с; - относительной, в диапазоне св. 7,0 до 75,0 м/с, %	$\pm 0,2$ ± 3

Продолжение таблицы 3

Наименование ИК	Наименование ПИП	Наименование характеристики	Значение
ИК направления воздушного потока	WAV151, WAV15A, WAV252, Пеленг СФ-03, Пеленг СФ-17	Диапазон измерений направления воздушного потока	от 0° до 360°
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений направления воздушного потока	±3°
	WMT702, WMT703	Диапазон измерений направления воздушного потока	от 0° до 360°
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений направления воздушного потока	±2°
	ИПВ-01	Диапазон измерений направления воздушного потока	от 0° до 360°
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений направления воздушного потока: - в диапазоне от 0,5 до 1,0 м/с включ.; - в диапазоне св. 1,0 до 80,0 м/с	±10° ±3°
ИК ВНГО	СД-02-2006	Диапазон измерений ВНГО, м	от 10 до 8000
		Пределы допускаемой погрешности измерений ВНГО: - абсолютной, в диапазоне от 10 до 100 м включ., м; - относительной, в диапазоне св. 100 до 8000 м, %	±5 ±2
	CL31, CL61	Диапазон измерений ВНГО, м: - CL31 - CL61	от 10 до 7600 от 10 до 10000
		Пределы допускаемой погрешности измерений ВНГО: - абсолютной, в диапазоне от 10 до 150 м включ., м; - относительной, в диапазоне св. 150 м, %	±7 ±4,5
ИК МОД	FS11	Диапазон измерений МОД, м	от 10 до 50000
		Пределы допускаемой относительной погрешности измерений МОД, %: - в диапазоне от 10 до 10000 м включ.; - в диапазоне св. 10000 до 50000 м	±10 ±20

Продолжение таблицы 3

Наименование ИК	Наименование ПИП	Наименование характеристики	Значение
ИК МОД	Biral VPF-710, Biral VPF-730, Biral VPF-750	Диапазон измерений МОД, м	от 10 до 50000
		Пределы допускаемой относительной погрешности измерений МОД, %: - в диапазоне от 10 до 600 м включ.; - в диапазоне св. 600 до 30000 м включ.;	± 8 ± 10 ± 20
		- в диапазоне св. 30000 до 50000 м	
	PWD20, PWD22	Диапазон измерений МОД, м	от 10 до 20000
		Пределы допускаемой относительной погрешности измерений МОД, %: - в диапазоне от 10 до 10000 м включ.; - в диапазоне св. 10000 до 20000 м	± 10 ± 20
	Пеленг СЛ-03, FD70	Диапазон измерений МОД, м	от 10 до 50000
		Пределы допускаемой относительной погрешности измерений МОД, %: - в диапазоне от 10 до 600 м включ.; - в диапазоне св. 600 до 10000 м включ.;	± 8 ± 10 ± 20
		- в диапазоне св. 10000 до 50000 м	
	PWD50, PWD52	Диапазон измерений МОД, м	от 10 до 35000
		Пределы допускаемой относительной погрешности измерений МОД, %: - в диапазоне от 10 до 10000 м включ.; - в диапазоне св. 10000 до 35000 м	± 10 ± 20
	Biral SWS-100, Biral SWS-250, Biral SWS-050	Диапазон измерений МОД, м: - SWS-100, SWS-250 - SWS-050	от 10 до 50000 от 10 до 40000
		Пределы допускаемой относительной погрешности измерений МОД, %: - в диапазоне от 10 до 600 м включ.; - в диапазоне св. 600 до 10000 м включ.;	± 8 ± 10 ± 15 ± 20
		- в диапазоне св. 10000 до 30000 м включ.;	
	WS-75	Диапазон измерений МОД, м	от 10 до 50000
		Пределы допускаемой относительной погрешности измерений МОД, %: - в диапазоне от 10 до 600 м включ.; - в диапазоне св. 600 до 10000 м включ.;	± 8 ± 10 ± 15
		- в диапазоне св. 10000 до 50000 м	

Продолжение таблицы 3

Наименование ИК	Наименование ПИП	Наименование характеристики	Значение
ИК МОД	LT31, АТ-21, Пеленг СФ-01	Диапазон измерений МОД, м	от 10 до 10000
		Пределы допускаемой относительной погрешности измерений МОД, %: - в диапазоне от 10 до 2000 м включ.; - в диапазоне св. 2000 до 4500 м включ.; - в диапазоне св. 4500 до 6500 м включ.; - в диапазоне св. 6500 до 10000 м	± 5 ± 10 ± 15 ± 20
ИК количества атмосферных осадков	ДО-22	Диапазон измерений количества атмосферных осадков, мм	от 0,2 до 1500,0
		Пределы допускаемой погрешности измерений количества атмосферных осадков: - абсолютной в диапазоне от 0,2 до 2,0 мм включ., мм; - относительной в диапазоне св. 2,0 до 1500,0 мм, %	$\pm 0,2$ ± 5
	Pluvio ² 200, Pluvio ² 200RH	Диапазон измерений количества атмосферных осадков, мм	от 1,0 до 1500,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений количества атмосферных осадков, мм	$\pm(1,0+0,01 \cdot X^3)$
	Pluvio ² 400	Диапазон измерений количества атмосферных осадков, мм	от 1,0 до 750,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений количества атмосферных осадков, мм	$\pm(1,0+0,01 \cdot X^3)$
ИК атмосферного давления	PTB330, PTB220A, PTB220TS, MSB780X, MSB780	Диапазон измерений атмосферного давления, гПа	от 500,0 до 1100,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления, гПа	$\pm 0,3$
	PTB210B, PTB220B, PTB210A, LDB213	Диапазон измерений атмосферного давления, гПа	от 500,0 до 1100,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления, гПа	$\pm 0,3$

Продолжение таблицы 3

Наименование ИК	Наименование ПИП	Наименование характеристики	Значение
ИК атмосферного давления	ДАДС-1 (исполнение ИСАТ.406231.008-03); РТВ210С, РТВ220С	Диапазон измерений атмосферного давления, гПа	от 500,0 до 1100,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления, гПа	±0,5
	ДАДС-1 (исполнения ИСАТ.406231.008;-01,-02)	Диапазон измерений атмосферного давления, гПа	от 500,0 до 1100,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления, гПа	±0,3
	БА-1	Диапазон измерений атмосферного давления, гПа	от 600,0 до 1100,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления, гПа	±0,5
	БРС-1М-1	Диапазон измерений атмосферного давления, гПа	от 600,0 до 1100,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления, гПа	±0,33
	БРС-1М-2	Диапазон измерений атмосферного давления, гПа	от 600,0 до 1100,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления, гПа	±0,3
	БРС-1М-3	Диапазон измерений атмосферного давления, гПа	от 10,0 до 1100,0
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления, гПа	±0,3
¹⁾ t – измеренное значение температуры, °C; ²⁾ V – измеренное значение скорости воздушного потока, м/с; ³⁾ X – измеренное значение количества атмосферных осадков, мм			

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний яркости фона для Пеленг СЛ-02, кд/м ²	от 1 до 50000
Параметры электрического питания, не более: -напряжение переменного тока, В -частота переменного тока, Гц	от 207 до 253 от 49 до 51
Потребляемая мощность, В·А, не более: -для центрального устройства	2500
Интерфейсы связи	RS-232, RS-485, Ethernet
Габаритные размеры центрального устройства, мм, не более: -высота -длина -ширина	2300 800 600
Масса центрального устройства системы АМИС-ПЕЛЕНГ, кг, не более	250
Условия эксплуатации центрального устройства системы АМИС-ПЕЛЕНГ и оборудования, размещаемого в помещении: -температура воздуха, °С -относительная влажность воздуха, %, не более -атмосферное давление, гПа Условия эксплуатации измерительных каналов и оборудования, размещаемого на открытом воздухе: -температура воздуха, °С -относительная влажность воздуха, %, не более -атмосферное давление, гПа	от +5 до +40 80 от 600 до 1100 от -60 до +60 100 от 600 до 1100

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	10000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа наносится

на шильд модуля центрального устройства систем АМИС-ПЕЛЕНГ методом гравировки, а также на титульный лист Руководства по эксплуатации 6333.00.00.000РЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность системы АМИС-ПЕЛЕНГ

Наименование	Обозначение	Количество
Система аэродромная метеорологическая	АМИС-ПЕЛЕНГ*	1 шт.
Программное обеспечение	«АМИС-ПЕЛЕНГ»	1 шт.
Руководство по эксплуатации	6333.00.00.000РЭ	1 экз.
Формуляр	6333.00.00.000ФО	1 экз.
* Количество и состав измерительных каналов конкретной системы АМИС-ПЕЛЕНГ указываются в ее формуляре		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 6333.00.00.000РЭ «Системы аэродромные метеорологические АМИС-ПЕЛЕНГ. Руководство по эксплуатации», глава 1 «Описание и работа».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений скорости воздушного потока, утвержденная приказом Росстандарта № 2815 от 25.11.2019;

Государственная поверочная схема для средств измерений температуры, утвержденная приказом Росстандарта № 147 от 29.01.2026;

Государственная поверочная схема для средств измерений влажности газов и температуры конденсации углеводородов, утвержденная приказом Росстандарта № 2415 от 21.11.2023;

Государственная поверочная схема для средств измерений абсолютного давления, утвержденная приказом Росстандарта № 2667 от 05.12.2025;

Государственная поверочная схема для средств измерений координат цвета, координат цветности, коэффициента светопропускания, белизны, блеска, коррелированной цветовой температуры, индекса цветопередачи, интегральной (зональной) оптической плотности, светового коэффициента пропускания и метеорологической оптической дальности, утвержденная приказом Росстандарта № 1556 от 07.08.2023;

ТУ ВУ 100230519.215-2024 «Системы аэродромные метеорологические АМИС-ПЕЛЕНГ. Технические условия».

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Пеленг»
(ОАО «Пеленг»), Республика Беларусь
Юридический адрес: 220114, г. Минск, ул. Макаенка, 25
Телефон: +375 17 389 11 00, факс +375 17 389 11 24
Web-сайт: www.peleng.by
E-mail: info@peleng.by

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Пеленг»
(ОАО «Пеленг»), Республика Беларусь
Адрес: 220114, г. Минск, ул. Макаенка, 25
Телефон: +375 17 389 11 00, факс +375 17 389 11 24
Web-сайт: www.peleng.by
E-mail: info@peleng.by

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

Адрес: 190005, Россия, Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314555

Регистрационный № 98424-26

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включает в себя сервер ИВК, программное обеспечение (далее по тексту – ПО), устройство синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ), автоматизированные рабочие места (далее по тексту – АРМ), технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование и технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей.

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, которые усредняются за период 0,02 с. 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 по линиям связи стандарта GSM поступает на вход сервера ИВК, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами. Один раз в сутки ИВК автоматически формирует файл отчета с результатами измерений при помощи в формате XML для передачи его в АО «СО ЕЭС», в организации - участники оптового рынка и в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) АО «АТС» через IP сеть передачи данных, с доступом в глобальную компьютерную сеть Internet.

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 2.

В состав ИВК входит УССВ, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU). Сравнение шкалы времени сервера с УССВ происходит не реже, чем 1 раз в сутки посредством встроенного ПО сервера. Коррекция шкалы времени сервера выполняется при расхождении шкал времени сервера и УССВ более, чем на ± 1 с. Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера происходит не реже, чем 1 раз в сутки. Коррекция времени счетчиков проводится при расхождении времени счетчика и сервера более, чем на ± 2 с (программируемый параметр). Синхронизация времени счетчиков электроэнергии и сервера отражаются в журнале событий.

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

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 0297-2026) указывается типографским способом в формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК. Заводские номера измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», идентификационные данные которого указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основная погрешность ($\pm \delta$), %	Погреш- ность в рабочих условиях ($\pm \delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ НСРЗ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 3 КЛ-6 кВ Ф-3	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 30709-07	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 77036-19	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная	1,2	6,1
						реактивная	2,5	5,5
2	ПС 110 кВ НСРЗ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 9 КЛ-6 кВ Ф-9	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 30709-07	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 77036-19		активная	1,2	6,1
						реактивная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ПС 110 кВ НСРЗ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 11 КЛ-6 кВ Ф-11	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 77036-19	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная	1,2	6,6
						реактивная	2,5	5,5
4	ПС 110 кВ НСРЗ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 14 КЛ-6 кВ Ф-14	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 77036-19		активная	1,2	6,6
						реактивная	2,5	5,5
5	ПС 110 кВ НСРЗ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 26 КЛ-6 кВ Ф-26	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 77036-19		активная	1,2	6,6
						реактивная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ПС 110 кВ НСРЗ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 29 КЛ-6 кВ Ф-29	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 30709-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 77036-19	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная	1,2	6,1
						реактивная	2,5	5,5
7	ПС 110 кВ НСРЗ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 33 КЛ-6 кВ Ф-33	ТПЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 44701-10	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 77036-19		активная	1,2	6,1
						реактивная	2,5	5,5

Пределы допускаемых смещений шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU), с

±5

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 40 до плюс 60 °С.
- 4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
- 5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик.
- 6 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа.
- 7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 8 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	7
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от -10 до +55
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 70000 1 74500 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 30 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадаания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадаания и восстановления.
- журнал сервера:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровней ИИК «Журналы событий».

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра на систему АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛП-10	6
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-СВЭЛ-10	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ТЕ3000	7
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Формуляр	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «НСРЗ», аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», уникальный номер записи об аккредитации 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 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Акционерное общество «Находкинский судоремонтный завод»
(АО «НСРЗ»)

ИНН 2508001431

Юридический адрес: 692913, Приморский край, г. Находка, Находкинский проспект, 59

Телефон: +7 (423) 669-9090

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Телекор ДВ»
(ООО «Телекор ДВ»)

ИНН 2722065434

Адрес: 680026, г. Хабаровск, ул. Тихоокеанская, д. 60А, офис 1

Телефон: +7 (4212) 75-87-75

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ»

(ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

ИНН 7456013961

Юридический адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-т Ленина, д. 124, офис 15

Адрес места осуществления деятельности: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр.2, пом. 1, нежилые помещения 34, 38, 39, 41

Телефон: +7 (3519) 450-490

E-mail: carneol@bk.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312601

Регистрационный № 98425-26

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Читаэнергосбыт» 3 очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Читаэнергосбыт» 3 очередь (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 трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных и сервер управления филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» с программным обеспечением (ПО) «Пирамида-Сети», сервер сбора данных и сервер управления филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» с ПО «Пирамида-Сети», NTP-сервер, устройство синхронизации времени (УСВ), 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 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.

Для ИК № 1 цифровой сигнал с выхода счетчика при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго».

Для ИК № 6 цифровой сигнал с выхода счетчика при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго».

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на соответствующее УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, её накопление и передача накопленных данных на сервер сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго», а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На сервере сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» и сервере сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От серверов один раз в сутки в автоматическом режиме информация в виде xml-файлов установленных форматов передается на АРМ по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Регламент предоставления результатов измерений и состояний объектов измерений» 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 УСПД, часы сервера сбора данных и сервера управления филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго», часы сервера сбора данных и сервера управления филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго», часы NTP-сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов NTP-сервера с часами УСВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в час. Корректировка часов NTP-сервера производится при наличии расхождении времени NTP-сервера и УСВ.

Сравнение показаний часов сервера управления филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» с часами NTP-сервера осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в час. Корректировка часов сервера управления производится при наличии расхождении времени сервера управления и NTP-сервера.

Сравнение показаний часов сервера сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» с часами сервера управления филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в час. Корректировка часов сервера сбора данных производится при наличии расхождении времени сервера сбора данных и сервера управления.

Сравнение показаний часов сервера управления филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» с часами NTP-сервера осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в час. Корректировка часов сервера управления производится при наличии расхождении времени сервера управления и NTP-сервера.

Сравнение показаний часов сервера сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» с часами сервера управления филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго»

осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в час. Корректировка часов сервера сбора данных производится при наличии расхождении времени сервера сбора данных и сервера управления.

Сравнение показаний часов счетчика (для ИК № 1) с часами сервера сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчика производится при расхождении показаний с часами сервера сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» более ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчика (для ИК № 6) с часами сервера сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчика производится при расхождении показаний с часами сервера сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» более ± 2 с.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» осуществляется во время сеанса связи с УСПД, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний с часами сервера сбора данных ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» более ± 3 с.

Сравнение показаний часов счетчиков (для остальных ИК) с часами соответствующего УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами соответствующего УСПД более ± 3 с.

Цикличность сравнения времени корректируемого и корректирующего компонентов, а также величина порога синхронизации времени являются программируемыми параметрами.

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов 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 АО «Читаэнергосбыт» 3 очередь наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне АРМ, типографским способом. Дополнительно заводской номер 002 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида-Сети»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	Binary Pack Controls.dll	Check Data Integrity.dll	Com IECFunctions.dll	ComModbusFunctions.dll	Com StdFunctions.dll	Date TimeProcessing.dll	Safe Values DataUpdate.dll	Simple Verify DataStat uses.dll	Summary Check CRC.dll	Values DataProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.5									
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
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

Ном ер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты					Сервер	Вид электр оэнерг ии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ			Границы допускаем ой основной относитель ной погрешнос ти ($\pm\delta$), %	Границы допускаемо й относительн ой погрешност и в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 110 кВ Беклемишево, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, яч.2, ВЛ-110 кВ СБ-123 (ПС 110 кВ Сосново- Озерская - ПС 110 кВ Беклемишево)	ТОГФ-110 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 44640-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	A1802RALQ- P4G-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	—	СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер сбора данных, сервер управлени я филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнер го», NTP- сервер	Актив ная Реакти вная	1,0 2,0	2,9 4,5

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Примечания:

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 2, 3 для силы тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8_{инд}$.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов, а также замена серверов без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	6
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 2, 3 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 2, 3 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °С температура окружающей среды в месте расположения серверов, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа А1800: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа МИР С-07: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 290000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа НАРТИС-ИЗ00: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	320000 2
для УСПД типа RTU-325L: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	100000 24
для УСПД типа МИР МК среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	290000 1
для СТВ-01: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	100000 2
для серверов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типа А1800: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	180 10
для счетчиков типа МИР С-07: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	131 30
для счетчиков типа НАРТИС-ИЗ00: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	90 40
для УСПД типа RTU-325L: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	45 5
для УСПД типа МИР МК: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	90 10
для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:
защита от кратковременных сбоев питания серверов и УСПД с помощью источников 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;
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи с УСПД и со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	3
Трансформаторы тока измерительные	ТВИ-35	4

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	2
Трансформаторы тока	ТВК-10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	4
Счетчики электрической энергии	МИР С-07	1
Счетчики электроэнергии трехфазные интеллектуальные	НАРТИС-И300	1
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	2
Модемы-коммуникаторы	МИР МК	1
Серверы точного времени	СТВ-01	1
Сервер сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго»	—	1
Сервер управления филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго»	—	1
Сервер сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго»	—	1
Сервер управления филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго»	—	1
NTP-сервер	—	1
Формуляр	ЭНПР.411711.248.ФО	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Читаэнергосбыт» 3 очередь», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации 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

Акционерное общество «Читаэнергосбыт»

(АО «Читаэнергосбыт»)

ИНН 7536066430

Юридический адрес: 672039, г. Чита, ул. Бабушкина, д. 38

Телефон: (3022) 23-33-99

Факс: (3022) 23-33-98

Web-сайт: e-sbyt.ru

E-mail: delo@e-sbyt.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

ИНН 5024145974

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312047

Регистрационный № 98426-26

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ-110-57 У1

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ-110-57 У1 (далее - трансформаторы) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на преобразовании посредством электромагнитной индукции одного напряжения переменного тока в другое напряжение переменного тока при неизменной частоте.

Трансформаторы являются – однофазными, индуктивными, масляными, наружной установки в фарфоровой крышке.

Трансформаторы выполнены в виде опорной конструкции в едином блоке.

Трансформаторы состоят из магнитопровода, выполненного из электротехнической стали, первичной и вторичных обмоток, конструктивных вспомогательных деталей, соединяющих части трансформаторов в единую конструкцию. Активная часть трансформаторов находится в фарфоровой крышке, заполненной трансформаторным маслом и установленной на основании.

Трансформаторы выполнены с двумя вторичными обмотками. Выводы вторичных обмоток помещены в контактной коробке на основании. Контактная коробка снабжена крышкой, имеющей место для пломбирования.

На основании каждого трансформатора размещена информационная табличка с указанием технических данных и заводских номеров в виде цифровых обозначений, однозначно идентифицирующих каждый экземпляр. Заводской номер наносится на табличку технических данных трансформатора ударным способом в виде цифрового обозначения.

К трансформаторам данного типа относятся трансформаторы напряжения НКФ-110-57 У1 с заводскими номерами 3143, 3262, 3385.

Нанесение знака поверки на трансформаторы не предусмотрено.

Рабочее положение трансформаторов в пространстве – вертикальное.

Общий вид средства измерений, обозначение места пломбировки от несанкционированного доступа (А) и места нанесения заводского номера (В) представлен на рисунке 1.

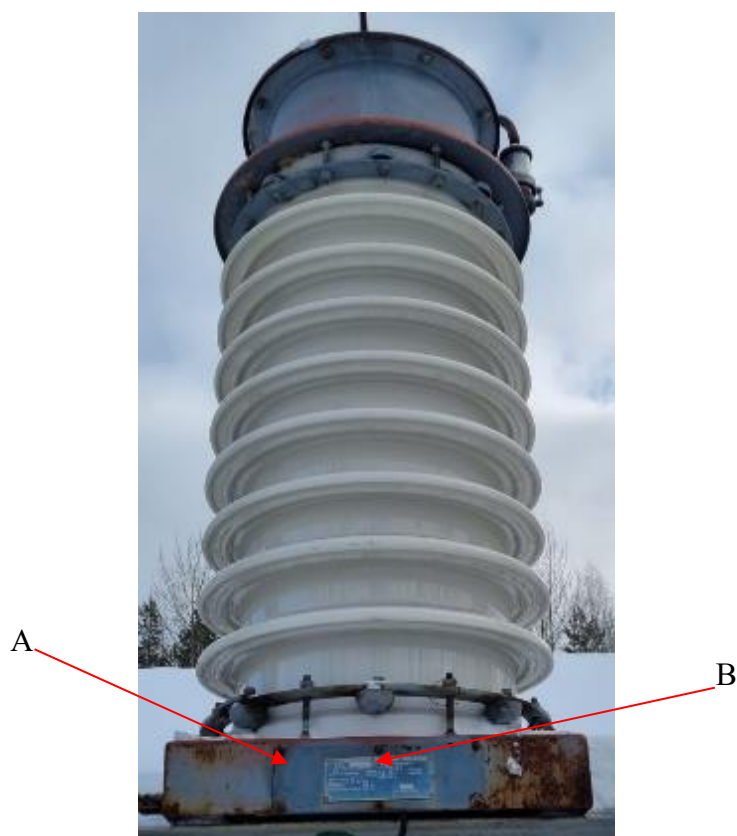


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений, обозначение места пломбировки от несанкционированного доступа (А) и места нанесения заводского номера (В)

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжения первичной обмотки, кВ	$110/\sqrt{3}$
Значения номинальных напряжений вторичных обмоток, В	
- основной	$100/\sqrt{3}$
- дополнительной	100
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 1983-2015	
- основной	0,5/1,0/3,0
- дополнительной	3,0
Номинальные мощности вторичных обмоток, В·А	
- основной	400/600/1200
- дополнительной	1200
Номинальная частота переменного тока, Гц	50

Таблица 2 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	30
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	262800

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	1
Паспорт	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема 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, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.08.2023 г. № 1554.

Правообладатель

ПО «Запорожтрансформатор»

Адрес: 69069, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, 3

Изготовитель

ПО «Запорожтрансформатор» (изготовлены в 1980 г.)

Адрес: 69069, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, 3

Испытательный центр

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

Адрес: 620102, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Ясная, д. 28, кв. 23

Телефон: +7 (343) 372-00-57

Web-сайт: www.lemma-ekb.ru

E-mail: lemma-ekb@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
Росаккредитации RA.RU.320074

Регистрационный № 98427-26

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-87

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-87 (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/Р.

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-87, наносится на этикетку, расположенную на внешней поверхности серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер 3/87 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

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 1, 2 для силы тока 5 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 2 % 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	4
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 1 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 для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	320000 2 74500 2 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	 90 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	ТС 10	6
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	6
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	4
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	—	1
Формуляр	АКУП.411711.022.ПФ.087	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-87», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации 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, литера Б

Телефон (факс): (812) 380-61-31

Web-сайт: lenta.com

E-mail: info@lenta.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Лента»

(ООО «Лента»)

ИНН 7814148471

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

Телефон (факс): (812) 380-61-31

Web-сайт: lenta.com

E-mail: info@lenta.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312047

Регистрационный № 98428-26

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы бесконтактного измерения температуры YHWD-HG

Назначение средства измерений

Системы бесконтактного измерения температуры YHWD-HG (далее по тексту – системы) предназначены для неконтактных измерений и контроля температуры поверхности объектов по их собственному излучению в пределах зоны, определяемой показателем визирования.

Описание средства измерений

Конструктивно система состоит из одного инфракрасного пирометрического преобразователя YТ50А-2/С (далее по тексту – пирометр) и блока электроники.

Принцип действия системы основан на преобразовании потока инфракрасного излучения исследуемого объекта, передаваемого через оптическую систему пирометра, в аналоговые электрические сигналы в виде силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА, пропорциональные измеряемой температуре, которые преобразуются в цифровые сигналы при помощи аналого-цифрового преобразователя и отображаются в виде значений температуры на цифровом индикаторе.

Пирометр конструктивно выполнен в цилиндрическом корпусе из нержавеющей стали, с присоединенным сигнальным кабелем для подключения к блоку электроники.

Блок электроники конструктивно выполнен в прямоугольном стальном корпусе с закрывающейся крышкой, предназначенном для настенного монтажа. Внутри корпуса блока электроники расположены блок питания и аналого-цифровой измерительный преобразователь с индикаторами (SA/C-A1), кнопками управления и функцией сигнализации при достижении заданных пороговых значений температуры при помощи двух сигнальных ламп. В нижней части корпуса расположены технологические отверстия для ввода/вывода сигнальных кабелей, необходимых для подключения пирометра и напряжения питания.

Компоненты системы могут изготавливаться в различных цветовых решениях.

Фотография общего вида системы в сборе приведена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид системы бесконтактного измерения температуры YHWD-HG

Пломбирование систем не предусмотрено. Заводской номер систем в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится в виде наклейки на лицевую сторону корпуса блока электроники и на корпус пирометра. Конструкция корпуса систем позволяет нанести на него знак поверки.

Программное обеспечение

Системы имеют встроенное, метрологически значимое, программное обеспечение (ПО), которое используется для преобразования и обработки информации, полученной в процессе проведения измерений. Данное ПО загружается в энергонезависимую память измерительного преобразователя блока электроники системы на предприятии-изготовителе во время производственного цикла и недоступно для внешней модификации.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с рекомендацией по метрологии Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные встроенной части ПО – недоступны.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики систем приведены в таблице 1. Показатели надежности приведены в таблице 2.

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °С	от 0 до +500
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений и преобразования температуры в диапазоне измерений от 0 °С до +100 °С включ., °С	±3,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений и преобразования температуры в диапазоне измерений св. +100 °С до +500 °С, %	±2,5
Показатель визирования пирометра системы	12:1
Разрешающая способность цифрового дисплея, °С	0,1
Спектральный диапазон, мкм	от 8 до 14
Коэффициент излучательной способности (фиксированный)	0,95
Масса, кг, не более:	
- блок электроники	3,5
- пирометр	0,2
Габаритные размеры блока электроники (длина × ширина × высота), мм, не более	300×320×170
Габаритные размеры пирометра (длина × диаметр), мм, не более	115×20
Напряжение питания, В:	
- блок процессора (переменный ток)	220 (50 Гц)
- пирометр (постоянный ток)	от 12 до 24
Рабочие условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от -35 до +60
- относительная влажность, %	от 10 до 95 (без конденсации)

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	12 000
Средний срок службы, лет, не менее	5

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3

Наименование	Обозначение	Количество
Система бесконтактного измерения температуры в составе: - блок процессора - пирометр	YNWD-HG	1 шт. 1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Транспортировочный кейс	-	1 шт.
Приспособления для монтажа (по дополнительному заказу)	-	1 комплект

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Принцип работы» Руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29.01.2026 г. № 147 «Об утверждении Государственного первичного эталона единицы температуры – кельвина в диапазоне от 0,3 до 273,16 К и Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Стандарт предприятия фирмы-изготовителя Wenzhou ESENT Automation Equipment Co., Ltd., Китай.

Правообладатель

Wenzhou ESENT Automation Equipment Co., Ltd., Китай
Адрес: G2 Building, 1-3F, Electronic & Electrical Technology Park, No. 1 Ningxiang Road, Nantang Industrial Zone, Dongtou District, Wenzhou City, Zhejiang Province, Китай, 325700
Web-сайт: www.ywa.cn
E-mail: 75352137@qq.com
Тел.: 0577-63388866
Факс: 0577-63388866

Изготовитель

Wenzhou ESENT Automation Equipment Co., Ltd., Китай
Адрес: G2 Building, 1-3F, Electronic & Electrical Technology Park, No. 1 Ningxiang Road, Nantang Industrial Zone, Dongtou District, Wenzhou City, Zhejiang Province, Китай, 325700
Web-сайт: www.ywa.cn
E-mail: 75352137@qq.com
Тел.: 0577-63388866
Факс: 0577-63388866

Испытательный центр

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

Регистрационный № 98429-26

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТРУ 40.23

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТРУ 40.23 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока однофазные, по принципу конструкции – опорные, с литой изоляцией. Трансформаторы тока установлены в комплектные распределительные устройства (КРУ).

Трансформаторы тока содержат магнитопроводы, первичную и вторичные обмотки, залитые эпоксидным компаундом, который обеспечивает основную изоляцию и формирует корпус трансформатора. Выводы первичной обмотки выведены на верхнюю часть литого корпуса в виде контактных площадок с двумя отверстиями для болтов. Вторичные обмотки выведены в литую коробку для зажимов, закрытую пластмассовой крышкой и расположенную у основания трансформатора на узкой боковой стенке. Крышка, закрывающая зажимы, пломбируется для исключения несанкционированного доступа. На корпусе размещена табличка с указанием заводских номеров и технических данных.

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

К средствам измерений данного типа относятся трансформаторы тока ТРУ 40.23, зав. № 1VLT5106024540, 1VLT5106024544, 1VLT5106024545.

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

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки и 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, кВ	10
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	200
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5S; 0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	5; 10

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -5 до +40

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	TPU 40.23	1 шт.
Паспорт	TPU 40.23	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 21.07.2023 № 1491 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока.

Правообладатель

Фирма «ABB s.r.o.», Чехия
Адрес: Videnska 117, 619 00 Brno, Czech republic
Телефон: +420 547 152 602
Факс: +420 547 152 626
Web-сайт: www.abb.com

Изготовитель

Фирма «ABB s.r.o.», Чехия
Адрес: Videnska 117, 619 00 Brno, Czech republic
Телефон: +420 547 152 602
Факс: +420 547 152 626
Web-сайт: www.abb.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест»

(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310639

Регистрационный № 98430-26

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока встроенные SB 0,8

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока встроенные SB 0,8 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока смонтированы снаружи на высоковольтных вводах элегазовых выключателей. Трансформаторы тока помещены в съемный влагозащищенный корпус. Первичной обмоткой трансформаторов тока является токоведущий стержень, проходящий через ввод. Высоковольтная изоляция обеспечивается композиционным (полимерным) изолятором-покрышкой ввода, заполненным элегазом. Напряжение по длине покрышки эффективно выравнивается посредством внутреннего экрана. Вторичные обмотки размещаются на тороидальных сердечниках, выполненных из ленты текстурированной кремнистой стали. Выводы вторичных обмоток подключены к клеммным колодкам, закрепленным в шкафу управления выключателя. Клеммные колодки закрыты крышками с возможностью пломбирования для предотвращения несанкционированного доступа к выводам. На корпусе трансформаторов тока размещена маркировочная табличка с указанием технических данных.

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

К средствам измерений данного типа относятся трансформаторы тока встроенные SB 0,8 зав. № 11028700, 11028701, 11028702, 11028703, 11028704, 11028705, 110070801, 110070802, 110070803, 110070810, 110070811, 110070812, 10-008774, 10-008775, 10-008776.

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

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

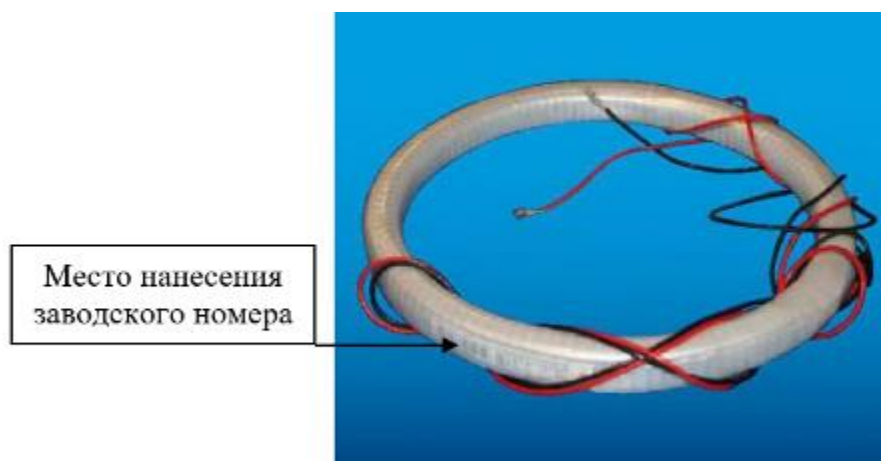


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера

Пломбирование трансформаторов тока не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1.1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	11028700, 11028701, 11028702, 11028703, 11028704, 11028705
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	600
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	1
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	6

Таблица 1.2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	110070801, 110070802, 110070803, 110070810, 110070811, 110070812, 10-008774, 10-008775, 10-008776
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	1000
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	1
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	10

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока встроенный	SB 0,8	1 шт.
Паспорт	SB 0,8	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 21.07.2023 № 1491 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока.

Правообладатель

Фирма «ELEQ b.v.», Германия

Адрес: ELEQ b.v., Siemensstrasse 1, 50170 Kerpen- Sindorf, Germany

Изготовитель

Фирма «ELEQ b.v.», Германия

Адрес: ELEQ b.v., Siemensstrasse 1, 50170 Kerpen- Sindorf, Germany

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест»

(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310639

Регистрационный № 98431-26

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Магазины сопротивлений МЕГЕОН

Назначение средства измерений

Магазины сопротивлений МЕГЕОН (далее – магазины сопротивлений) предназначены для воспроизведений электрического сопротивления постоянному току.

Описание средства измерений

Принцип действия магазинов сопротивлений заключается в воспроизведении необходимых сопротивлений с помощью резистивных элементов.

Конструктивно магазины сопротивлений состоят из одной или двух последовательных цепей декадных переключателей, позволяющих установить необходимое выходное сопротивление в широком диапазоне с заданным шагом. Каждая декада имеет свой множитель и набор последовательно соединённых резисторов с отводами и коммутируемыми переключателями. Сопротивление декады равно произведению её множителя на число, установленное на лимбе переключателя, а общее сопротивление декадной цепи определяется суммой установленных сопротивлений всех декад.

Магазины сопротивлений изготавливаются в различных модификациях, отличающиеся друг от друга исполнением, диапазоном воспроизведения сопротивлений, начальным сопротивлением, погрешностью, максимально допустимой нагрузкой, корпусом, модификации 05710 и 05750 оснащены дополнительным набором фиксированных сопротивлений для расширения основного диапазона воспроизведения, модификация 05700 имеет два основных диапазона измерений (две измерительные цепи).

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, обеспечивающий идентификацию каждого экземпляра средств измерений, наносится типографским способом на маркировочную табличку, приклеиваемую на боковую поверхность магазина сопротивлений.

Общий вид магазинов сопротивлений представлен на рисунке 1.

Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 2.

Пломбирование магазинов сопротивлений выполняется наклейкой размещённой в углу корпуса прибора.

Знак поверки на магазины сопротивлений наносится с помощью оттиска или наклейки.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа и место нанесения знака поверки представлены на рисунке 3.



а) Модификация 05600



б) Модификации 05610, 05620 и P33



с) Модификация 05630



д) Модификации 05640, 05650 и 05660



е) Модификации 05670



ф) Модификации 05680 и 05690



г) Модификация 05700

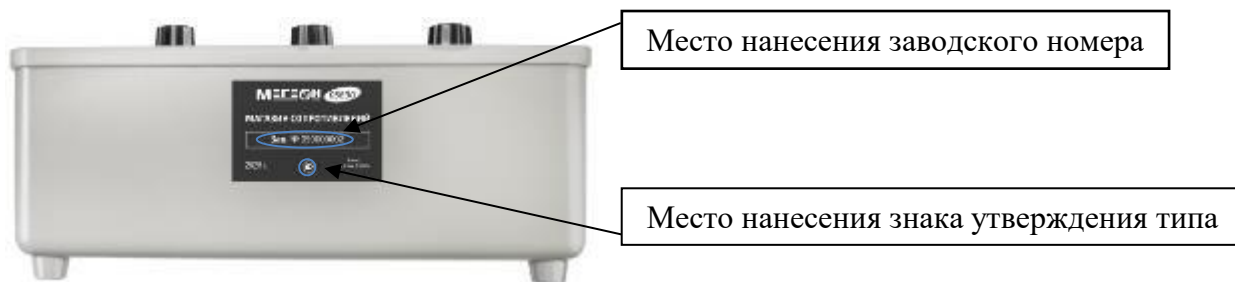


h) Модификация 05710



и) Модификация 05750

Р и с у н о к 1 – Общий вид магазинов сопротивлений



Р и с у н о к 2 – Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа



Р и с у н о к 3 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа и место нанесения знака поверки

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 1 – 4.

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон воспроизведения электрического сопротивления: - модификация 05600; - модификации 05610, Р33, 05620; - модификация 05630; - модификации 05640, 05650; - модификация 05660; - модификация 05670; - модификация 05680; - модификация 05690; - модификация 05700: - основной диапазон (цепь R2) - основной диапазон (цепь R1) - модификация 05710: - основной диапазон - дополнительный диапазон (фиксированные сопротивления) - модификация 05750: - основной диапазон - дополнительный диапазон (фиксированные сопротивления)	от 1 до 999 Ом от 0,1 Ом до 99,9999 кОм от 1 Ом до 1,1111 МОм от 0,01 Ом до 11,1111 кОм от 0,01 Ом до 111,1111 кОм от 0,03 Ом до 111,1113 кОм от 10 Ом до 11,1111 МОм от 100 Ом до 111,111 МОм от 1 Ом до 1,11111 Ом от 100 Ом до 1,111111 ГОм от 100 Ом до 100·ГОм 0,1 ТОм; 0,2 ТОм; 0,2 ТОм; 0,2 ТОм; 0,2 ТОм от 0,01 Ом до 11,11112 кОм 500 Ом; 1000 Ом; 200 Ом; 5000 Ом
Значение начального сопротивления при установке всех декадных переключателей на наименьшие значения показаний (R_0), Ом - модификация 05600; - модификации 05610, Р33, 05620, 05630, 05680, 05690; - модификации 05640, 05650, 05660; - модификация 05670; - модификация 05700: - основной диапазон (цепь R2) - основной диапазон (цепь R1) - модификация 05710 (основной диапазон магазина); - модификация 05750 (основной диапазон магазина)	не более 0,02 не более 0,03 от 0,0095 до 0,0105 от 0,0285 до 0,0315 не более 0,02 не более 0,01 не более 0,2 от 0,0095 до 0,0105

Т а б л и ц а 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество декад, шт.:	
- модификация 05600;	3
- модификации 05610, P33, 05620, 05630, 05640, 05650;	6
- модификация 05660, 05670;	7
- модификация 05680, 05690;	6
- модификация 05700 (общее количество для двух цепей);	9
- модификация 05710 (основной диапазон)	9
- модификация 05750 (основной диапазон)	7
Количество резисторов с фиксированным сопротивлением, шт.:	
- модификация 05710 (дополнительный диапазон);	5
- модификация 05750 (дополнительный диапазон):	
- цепь R_{RP}	4
- цепь R_{RC}	4
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более:	
- модификация 05600;	265 × 115 × 125
- модификации 05610, 05620, P33;	205 × 155 × 125
- модификации 05630, 05640, 05650;	255 × 210 × 130
- модификация 05660, 05670, 05680, 05690;	310 × 240 × 160
- модификация 05700, 05750;	365 × 260 × 155
- модификация 05710.	605 × 315 × 185
Масса, кг, не более:	
- модификация 05600;	2,0
- модификации 05610, P33, 05620;	1,5
- модификации 05630, 05640, 05650;	1,8
- модификация 05660, 05670, 05680, 05690;	2,3
- модификация 05700, 05750	3,8
- модификация 05710.	7,0
Условия эксплуатации:	
- диапазон температуры окружающей среды, °С	от +15 до +25
- относительная влажность при температуре +35 °С, %, не более	до 80

Т а б л и ц а 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	3

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист эксплуатационной документации и на маркировочную табличку, приклеиваемую на боковую поверхность магазина сопротивлений.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Магазин сопротивления	МЕГЕОН	1 шт.
Руководство по эксплуатации с паспортом	—	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Инструкция по эксплуатации» руководства по эксплуатации и паспорта.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерения

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

ТУ 26.51.43-001-23430128-2024 «Магазины сопротивлений «МЕГЕОН». Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «МАКСПРОФИТ»

(ООО «МАКСПРОФИТ»)

ИНН 5018183467

Юридический адрес: 141080, Россия, Московская обл., г.о. Королёв, г. Королев, ул. Силикатная, д. 11, 5 этаж, помещение 650

Тел.: +7 (495) 2680191

E-mail: info@mprofit.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МАКСПРОФИТ»

(ООО «МАКСПРОФИТ»)

ИНН 5018183467

Адрес: 141080, Россия, Московская обл., г.о. Королёв, г. Королев, ул. Силикатная, д. 11, 5 этаж, помещение 650

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Омской области»

(ФБУ «Омский ЦСМ»)

Адрес: 644116, Омская обл., г. Омск, ул. Северная 24-я, д. 117А

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311670

Регистрационный № 98450-26

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры многофазные подводные Naimo SMPFM-3000

Назначение средства измерений

Расходомеры многофазные подводные Naimo SMPFM-3000 (далее по тексту – расходомеры) – предназначены для мониторинга и тестирования дебитов нефтяных и газовых скважин. Расходомеры позволяют измерять расходы жидкости и газа, а также объемную долю воды в нефтегазоводяной смеси при наличии свободного газа.

Описание средства измерений

Расходомер является средством измерений, позволяющим определять параметры нефтегазоводяной смеси, протекающей через его трубную секцию, без ее предварительной сепарации.

В состав расходомера входят:

- трубка Вентури;
- детектор гамма-излучения;
- датчик температуры/давления (основной и резервный);
- датчик перепада давления (основной и резервный);
- контейнер с радиоэлектронным оборудованием, включая блок сбора данных;
- вилка электрическая (доступна резервная);
- программное обеспечение.

Система управления расходомером состоит из ПО Topside Console, установленного в наземный компьютер и блока сбора данных. Блок сбора данных обеспечивает сбор информации от датчика температуры/давления, датчика перепада давления и т.д., а также отправку полученных данных в ПО Topside Console. ПО Topside Console обеспечивает интерфейс человек-компьютер, который отвечает за обработку, хранение данных и т.д. Подводное оборудование расходомера спроектирована с резервированием и состоит из двух систем обработки (блок сбора данных) и детектора гамма-излучений.

Общий расход нефтегазоводяной смеси определяется методом переменного перепада давления с применением стандартного сужающего устройства в виде трубки Вентури.

Закрытый источник гамма-излучений расположен в горловине трубки Вентури. В качестве источника гамма-излучений используется радионуклид Ва-133. Высокоскоростной детектор подсчитывает общее количество гамма-фотонов из гамма-спектра с двумя энергетическими уровнями (низкоэнергетический и высокоэнергетический), которые прошли через многофазный поток. Измерительная информация от детектора гамма-излучений используется для расчета плотности отдельных компонентов нефтегазоводяной смеси.

Расходомер имеет два блока сбора данных (основной и резервный), которые расположены в контейнере с радиоэлектронным оборудованием. Блок сбора данных собирает все необработанные измерения, то есть, давление, температуру, перепад давления и показания детектора гамма-излучения в высокоэнергетическом и низкоэнергетическом диапазонах.

Эти данные передаются по подводному кабелю в подводный модуль управления подводной фонтанной арматурой, а затем в ПО Topside Console, установленное в наземном компьютере.

ПО Topside Console выполняет все вычисления для определения расходов и преобразует измеренные значения расходов из рабочих условий в стандартные.

Датчик температуры/давления измеряет давление и температуру многофазного потока в рабочих условиях. В датчике температуры/давления имеется два канала измерения температуры и два канала измерения давления.

Принцип измерения и работы расходомера:

В расходомере используется комбинация двух технологий для измерения расхода многофазных потоков: перепад давления в трубке Вентури и двухэнергетическое поглощение γ -квантов. Благодаря их объединению расходы нефти, газа и воды вычисляются в реальном времени в рабочих условиях. Затем, используя встроенный пакет PVT, рассчитываются значения расходов при стандартных условиях с учетом давления и температуры в трубопроводе.

Фазовые доли и расходы рассчитываются по следующим измерениям:

- Общий расход (далее по тексту – ОР) многофазных жидкостей измеряется трубкой Вентури и датчиком дифференциального давления.

- Детектор гамма-излучения измеряет энергию фотонов источника гамма-излучений в двух энергетических уровнях. Эти данные используются для расчета плотности компонентов нефтегазоводяной смеси, объемного содержания газа в потоке (GVF) и объемного содержания воды в жидкой смеси (WLR).

- Встроенный датчик давления и температуры используется для измерения давления и температуры нефтегазоводяной смеси в трубопроводе.

- Расход газа рассчитывается как произведение $ОР \times GVF$ и преобразуется по давлению и температуре в стандартные условия.

- Расход жидкости (далее по тексту – РЖ) рассчитывается как произведение $ОР \times (1 - GVF)$. Расход воды рассчитывается как произведение $РЖ \times WLR$, а расход нефти как произведение $РЖ \times (1 - WLR)$.

К данному типу относятся расходомеры многофазные подводные Haimo SMPFM-3000 с заводскими номерами HMS2001-03 и HMS2001-02.

Общий вид расходомера приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Расходомер многофазный подводный Haimo SMPFM-3000. Общий вид.
Место нанесения заводских номеров

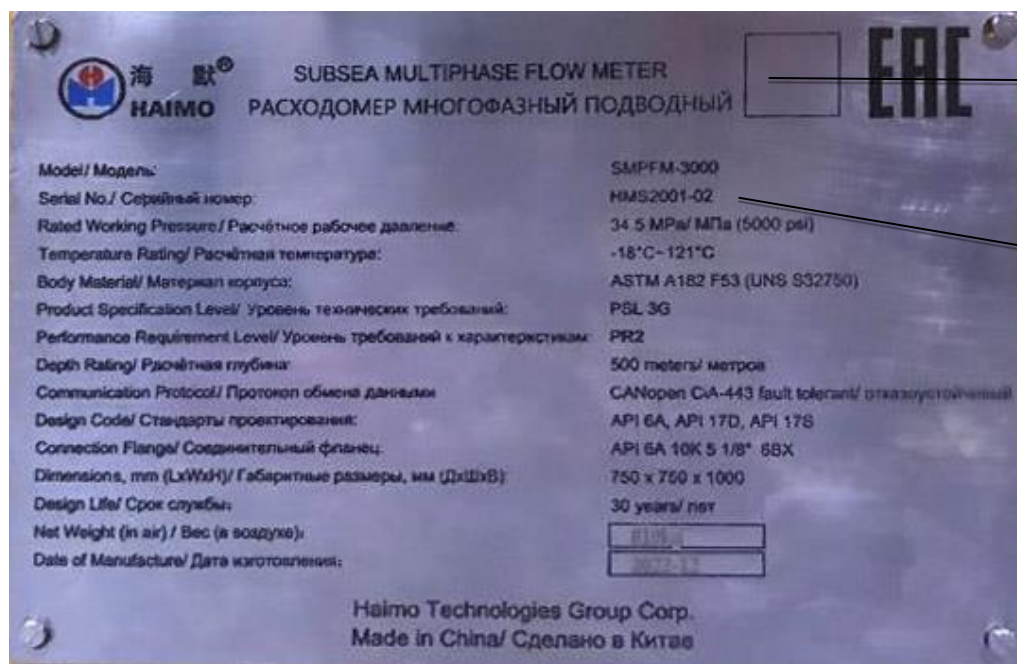


Рисунок 2 – Общий вид маркировочных табличек расходомера

Заводской номер расходомеров наносится на таблички, которые крепятся к корпусу расходомеров, методом гравировки или механической маркировки, обеспечивающим сохранность на весь период эксплуатации. Формат нанесения заводского номера – буквенно-цифровой. Знак утверждения типа наносится на маркировочную табличку, прикрепленную к корпусу расходомера, методом гравировки или механической маркировки. Пломбирование расходомеров не предусмотрено. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Место расположения таблички с заводским номером показано на рисунке 1. Общий вид маркировочных табличек показан на рисунке 2.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее по тексту – ПО) расходомеров представляет собой ПО загруженное в блок сбора данных и на ноутбук. ПО расходомеров разделено на метрологически значимую часть и метрологически незначимую часть. Данные полученные при измерениях обрабатываются с помощью метрологически значимой части ПО Topside Console, реализующего алгоритмы совместного решения уравнений. Метрологически незначимая часть ПО обеспечивает отображение результатов вычислений в виде значений текущих расходов и количества отдельных компонентов, а также их динамики, в табличном и графическом виде. Метрологические характеристики расходомеров нормированы с учетом влияния ПО. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Subsea Flow Meter Topside Console	Subsea Flow Meter Downside
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Subsea-MPFM- 2.2.X.XXXXXX ¹⁾	V0301-SMPFM- 2.y.yyyyyy ²⁾
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	ab6fb5c3	d78bc78a

Продолжение таблицы 1

Идентификационные признаки	Значение	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC-32	CRC-32
¹⁾ – «X» может принимать значение от 0 до 9 и не относится к метрологически значимой части ПО; ²⁾ – «y» может принимать значение от 0 до 9 и не относится к метрологически значимой части ПО;		

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, и показатели надежности расходомеров приведены в таблицах 2, 3 и 4.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода жидкости в составе газожидкостной смеси, т/ч	от 0,01 до 721,48
Диапазон измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа в составе газожидкостной смеси при рабочих условиях (приведенного к стандартным условиям), м ³ /ч	от 0,1 до 1625 (от 0,1 до 70000)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения общего расхода жидкости (объемного или массового), %: - при GVF не более 95 %	± 5,0
Пределы допускаемой приведенной погрешности общего расхода жидкости (объемного или массового), %: - при GVF свыше 95% до 100%	в соответствии с методикой измерений
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа в составе газожидкостной смеси при рабочих условиях (приведенного к стандартным условиям), % - при GVF не более 95 % - при GVF свыше 95% до 100%	± 7,0 (± 7,0) в соответствии с методикой измерений

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефтегазоводяная смесь/трехкомпонентный флюид: газ, газовый конденсат, пластовая вода
Объемная доля газа (GVF), %	от 0 до 100
Обводненность, %	от 0 до 100
Максимальная глубина установки оборудования, м	500
Номинальное давление рабочей среды, МПа	34,5
Температура рабочей среды, °С	от - 18* до + 121

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих температур, °С	от - 18 до + 121
Напряжение питания пост. ток, В	от 18 до 36
Потребляемая мощность блока электронного, Вт, не более	15
Габаритные размеры Д×Ш×В, м, не более	0,75×0,75×1,00
Общий вес (сухой), кг, не более	850
* – При условии отсутствия кристаллизованной влаги в рабочих условиях в скважинной жидкости.	

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	250 000
Среднее время восстановления работоспособного состояния оборудования, ч, не более	48
Срок службы, лет	30

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, прикрепленную к корпусу расходомера, методом гравировки или механической маркировки и/или на титульный лист руководства по эксплуатации расходомера типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки соответствует таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Расходомер многофазный подводный Haimo SMPFM-3000		1 шт.
Руководство по эксплуатации	HMS2001-046	1 экз.
Паспорт	HMS2001-035	1 экз.
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей	—	1 комп.
Комплект монтажных частей	—	1 комп.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Количество нефти и попутного газа в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений с применением расходомеров многофазных подводных Haimo (Свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/7509-22 от 27.07.2022 г., регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2022.44172).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ЛПС 01-09-2023 «Локальная поверочная схема для средств измерений массы и объема жидкости и газа в многофазном потоке, массового и объемного расходов жидкости и газа в многофазном потоке, объемной доли жидкости и газа в многофазном потоке» с изменением №1;

Стандарт предприятия на расходомеры многофазные подводные Haimo SMPFM-3000.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Промрайзер»
(ООО «Промрайзер»)
ИНН: 9725017953
Адрес: 121596, Российская федерация, г. Москва, ул. Горбунова д. 2, стр. 3,
кв. ЭТ 1 ПОМ II Ч.К 42
Тел. +798572780074
E-mail: info@promrizer.ru

Изготовитель

Haimo Technologies Group Corp., Китай
Адрес: No. 593, Zhangsutun, Lanzhou, Gansu, 730010, Китай
Тел. +971 4 8860266
Факс +971 4 8860267
E-mail: sales@haimotech.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева»
(ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19
Адрес места осуществления деятельности: 420088, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Телефон (факс): (843) 272-70-62, (843) 272-00-32
Web-сайт: vniim.ru
E-mail: info@vniim.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314555

Регистрационный № 98451-26

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс аналитический АКГ-Пурус

Назначение средства измерений

Комплекс аналитический АКГ-Пурус (далее – комплекс) предназначен для измерений объемной доли водорода (H_2), азота (N_2), кислорода (O_2), оксида углерода (CO), диоксида углерода (CO_2), метана (CH_4), паров воды (H_2O) в гелии.

Описание средства измерений

К данному типу средств измерений относится комплекс аналитический АКГ-Пурус, зав. № 001.

Принцип действия комплекса:

- по измерительным каналам объемной доли водорода и оксида углерода – газовая хроматография с детектором RCP (детектор горячего восстановления оксида ртути/УФ-абсорбции, ГХ-HgO);
- по измерительному каналу объемной доли азота – газовая хроматография с детектором PDHID (пульсирующий разрядный гелиево-ионизационный детектор);
- по измерительным каналам объемной доли диоксида углерода и метана – газовая хроматография с детектором FID (пламенно-ионизационный детектор);
- по измерительному каналу объемной доли кислорода – электрохимический;
- по измерительному каналу объемной доли паров воды – спектроскопия внутривибрационного спада сигнала.

Способ отбора пробы – принудительный, за счет избыточного давления в точке отбора пробы.

Состав комплекса приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав комплекса

Средство измерений	Заводской номер	Примечание
Газоанализатор хроматографический PeakPerformer мод. PP1 с детектором RCP	1692	Определяемые компоненты: водород, оксид углерода
Газоанализатор хроматографический PeakPerformer мод. PP1 с детектором PDHID	1694	Определяемые компоненты: азот
Анализатор кислорода Servomex 550E-0010V	РТ-29447-V6	Определяемые компоненты: кислород
Газоанализатор хроматографический PeakPerformer мод. PP1 с детектором FID	1693	Определяемые компоненты: диоксид углерода, метан
Гигрометр Tiger Optics	9698	Определяемые компоненты: пары воды

Конструктивно комплекс имеет стационарное исполнение, основные элементы располагаются в стандартной стойке 19 дюймов, в которой размещены:

- газоанализаторы и гигрометр;
- система пробоподготовки, включающая в себя регуляторы давления и расхода, клапаны и фильтр тонкой очистки;
- система газоснабжения, включающая в себя редукторы баллонные для баллонов с газом-носителем (гелий), систему очистки газа-носителя (осушители, каталитические очистители);
- системы электроснабжения.

Комплекс обеспечивает выполнение следующих функций:

- непрерывное измерение содержания определяемых компонентов в анализируемой газовой среде;
- сбор, обработку, визуализацию, хранение полученных данных, представление полученных результатов в различных форматах.

Общий вид комплекса приведен на рисунке 1. Структурная схема комплекса приведена на рисунке 2. Пломбирование комплекса не предусмотрено.

Заводской номер комплекса нанесен в виде наклейки, изготовленной методом термотрансферной печати на самоклеящуюся пленку, с последующим механическим креплением на корпусе комплекса. Общий вид наклейки приведен на рисунке 3. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид комплекса

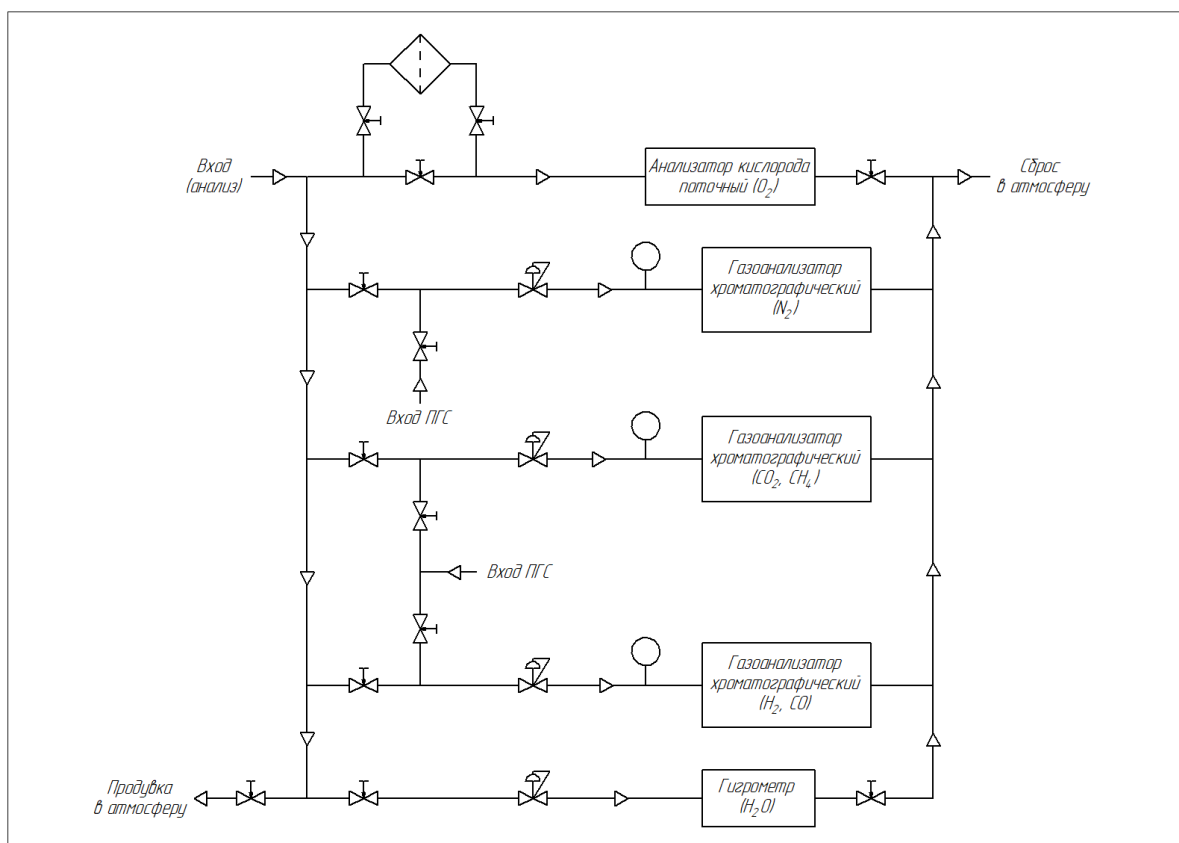


Рисунок 2 – Структурная схема комплекса



Рисунок 3 – Общий вид наклейки с маркировкой комплекса

Программное обеспечение

Комплексы имеют программное обеспечение (ПО):

- встроенное ПО средств измерений, входящих в состав комплекса;
- автономное ПО газоанализаторов хроматографических (PeakView) и гигрометра Tiger Optics (Serani).

Встроенное ПО разработано изготовителем средств измерений, входящих в состав комплекса, специально для решения задач измерения содержания определяемых компонентов.

Встроенное ПО обеспечивает следующие основные функции:

- обработку и передачу измерительной информации;
- формирование выходного цифрового сигнала;
- самодиагностику аппаратной части средства измерений.

Номер версии встроенного ПО газоанализаторов хроматографических, входящих в состав комплекса, отображается в верхней части дисплея газоанализаторов на главном экране.

Номер версии встроенного ПО анализатора кислорода, входящего в состав комплекса, отображается на главном экране анализатора.

Номер версии встроенного ПО гигрометра, входящего в состав комплекса, отображается на главном экране гигрометра.

Средства измерений, входящие в состав комплекса, имеют защиту встроенного ПО от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты – «высокий» по Р 50.2.077—2014.

Автономное ПО газоанализаторов хроматографических (PeakView) предназначено для:

- управления работой газоанализаторов хроматографических;
- записи, сохранения и обработки хроматограмм;
- проведения градуировки хроматографов;
- сохранения истории измерений.

Автономное ПО PeakView идентифицируется по номеру версии на главном экране программы.

Автономное ПО гигрометра Tiger Optics (Serani) предназначено для:

- вывода измерительной информации на монитор ПК;
- сохранения и отслеживания результатов измерений;
- управления основными функциями и параметрами гигрометра.

Автономное ПО Serani идентифицируется по номеру версии на вкладке «О программе».

Автономное ПО имеет защиту от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты – «средний» по Р 50.2.077—2014.

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик комплекса.

Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Средство измерений, входящее в состав комплекса	Газоанализаторы хроматографические PeakPerformer мод. PP1	Анализатор кислорода Servomex 550E-0010V	Гигрометр Tiger Optics
Идентификационное наименование ПО	Прошивка PeakPerformer	NANOTrace	Прошивка Tiger Optics
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.07	20.39	2.0.1

Таблица 3 – Идентификационные данные автономного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	PeakView	Serani
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.07	1.3.1
Цифровой идентификатор ПО	D31DDA58, алгоритм CRC32	2784BBBF439A1360BB 3562E0EB5610F1, алгоритм MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики комплекса

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений и пределы допускаемой погрешности	в соответствии с таблицей 5
Пределы допускаемого изменения выходного сигнала за 8 ч непрерывной работы, в долях от пределов допускаемой погрешности	$\pm 0,5$
Предел допускаемого времени установления выходного сигнала ($T_{0,9}$) по измерительным каналам объемной доли, с:	
- водород, оксид углерода	800
- диоксид углерода, метан	800
- азот	400
- пары воды	600
- кислорода	600

Таблица 5 – Диапазоны измерений и пределы допускаемой погрешности

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, млн ⁻¹	Предел обнаружения, объемная доля определяемого компонента, млрд ⁻¹	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, млн ⁻¹
Водород (H ₂)	от 0 до 5	0,80	±(C _п + 0,15·C _{изм})*
Азот (N ₂)	от 0 до 10	0,50	
Кислород (O ₂)	от 0 до 10	0,20	
Оксид углерода (CO)	от 0 до 5	0,60	
Диоксид углерода (CO ₂)	от 0 до 5	0,80	
Метан (CH ₄)	от 0 до 5	0,50	
Пары воды (H ₂ O)	от 0 до 4	0,25	
* C _{изм} – результат измерений объемной доли определяемого компонента, млн ⁻¹ ; C _п – значение предела обнаружения для соответствующего определяемого компонента, объемная доля, млрд ⁻¹			

Таблица 6 – Основные технические характеристики комплекса

Наименование характеристики	Значение
Время прогрева, ч, не более	2
Напряжение питания переменным током частотой (50±1) Гц, В	от 198 до 242
Потребляемая электрическая мощность, Вт, не более	600
Габаритные размеры, мм, не более:	
- ширина	604
- глубина	1200
- высота	2100
Масса, кг, не более	600
Степень защиты корпуса от проникновения влаги и пыли по ГОСТ 14254-2015	IP20

Таблица 7 – Условия эксплуатации комплекса

Внешний воздействующий фактор	Значение
Температура окружающей среды, °С	20 ± 5
Атмосферное давление, кПа	101,3 ± 3,3
Относительная влажность окружающей среды при температуре +35 °С (без конденсации влаги), %, не более	80

Таблица 8 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	24 000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и методом термотрансферной печати на самоклеящуюся пленку с заводским номером комплекса с последующим механическим креплением на корпусе комплекса.

Комплектность средства измерений

Таблица 9 – Комплектность комплекса

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Комплекс аналитический	АКГ-Пурус	1
Руководство по эксплуатации	РЭ АКГ-П.00000.000РЭ	1
Паспорт	ПМ АКГ-П.00000.000ПМ	1
Ведомость эксплуатационных документов	ВО АКГ-П.00000.000ВО	1
Инструкция по эксплуатации анализатора кислорода Servomex DF550-E	ИЭ АКГ-П.00001.001ИЭ	1
Инструкция по эксплуатации гигрометра Tiger Optics	ИЭ АКГ-П.00002.001ИЭ	1
Инструкция по эксплуатации газоанализатора хроматографического Peak Performer мод. PP1 (PDHID)	ИЭ АКГ-П.00003.001ИЭ	1
Инструкция по эксплуатации газоанализатора хроматографического Peak Performer мод. PP1 (RCP)	ИЭ АКГ-П.00004.001ИЭ	1
Инструкция по эксплуатации газоанализатора хроматографического Peak Performer мод. PP1 (FID)	ИЭ АКГ-П.00005.001ИЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в соответствующих инструкциях по эксплуатации средств измерений, входящих в состав комплекса: ИЭ АКГ-П.00001.001ИЭ, ИЭ АКГ-П.00002.001ИЭ, ИЭ АКГ-П.00003.001ИЭ, ИЭ АКГ-П.00004.001ИЭ, ИЭ АКГ-П.00005.001ИЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31.12.2020 № 2315 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

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

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

Правообладатель

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана (национальный исследовательский университет)»

(МГТУ им. Н.Э. Баумана)

ИНН 7701002520

Юридический адрес: 105005, г. Москва, ул. 2-я Бауманская, д. 5, стр. 1

Телефон: +7 (499) 263-63-91

E-mail: bauman@bmstu.ru

Web-сайт: bmstu.ru

Изготовитель

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана (национальный исследовательский университет)»

(МГТУ им. Н.Э. Баумана)

ИНН 7701002520

Юридический адрес: 105005, г. Москва, ул. 2-я Бауманская, д. 5, стр. 1

Адрес места осуществления деятельности: 105005, г. Москва, Лефортовская Набережная, д. 1

Телефон: +7 (499) 263-63-91

E-mail: bauman@bmstu.ru

Web-сайт: bmstu.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

Адрес: 190005, Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон: (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14

Web сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314555

Регистрационный № 98452-26

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс аналитический АКГ-Казбек

Назначение средства измерений

Комплекс аналитический АКГ-Казбек (далее – комплекс) предназначен для измерений объемной доли водорода (H_2), азота (N_2), кислорода (O_2), оксида углерода (CO), диоксида углерода (CO_2), метана (CH_4), паров воды (H_2O) в аргоне.

Описание средства измерений

К данному типу средств измерений относится комплекс аналитический АКГ-Казбек, зав. № 001.

Принцип действия комплекса:

- по измерительным каналам объемной доли водорода и оксида углерода – газовая хроматография с детектором RCD (детектор горячего восстановления оксида ртути/УФ-абсорбции, ГХ-HgO);
- по измерительному каналу объемной доли азота – газовая хроматография с детектором PDHID (пульсирующий разрядный гелиево-ионизационный детектор);
- по измерительным каналам объемной доли диоксида углерода и метана – газовая хроматография с детектором FID (пламенно-ионизационный детектор);
- по измерительному каналу объемной доли кислорода – электрохимический;
- по измерительному каналу объемной доли паров воды – спектроскопия внутривибрационного спада сигнала.

Способ отбора пробы – принудительный, за счет избыточного давления в точке отбора пробы.

Состав комплекса приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав комплекса

Средство измерений	Заводской номер	Примечание
Газоанализатор хроматографический Paramount 9000R-A-2 с детектором RCD	1277	Определяемые компоненты: водород, оксид углерода
Газоанализатор хроматографический Paramount 9000P-A-2 с детектором PDHID	1301	Определяемые компоненты: азот
Анализатор кислорода поточный Puren-T O2	P2C5C2060861	Определяемые компоненты: кислород
Газоанализатор хроматографический Paramount 9000F-A-2 с детектором FID	1280	Определяемые компоненты: диоксид углерода, метан
Гигрометр Puren-T H2O	P2C560850731	Определяемые компоненты: пары воды

Конструктивно комплекс имеет стационарное исполнение, основные элементы располагаются в стандартной стойке 19 дюймов, в которой размещены:

- газоанализаторы и гигрометр;
- система пробоподготовки, включающая в себя регуляторы давления и расхода, клапаны и фильтр тонкой очистки;
- система газоснабжения, включающая в себя редукторы баллонные для баллонов с газом-носителем (гелий), систему очистки газа-носителя (осушители, каталитические очистители);
- системы электроснабжения.

Комплекс обеспечивает выполнение следующих функций:

- непрерывное измерение содержания определяемых компонентов в анализируемой газовой среде;
- сбор, обработку, визуализацию, хранение полученных данных, представление полученных результатов в различных форматах.

Общий вид комплекса и структурная схема представлены на рисунках 1 и 2. Пломбирование комплекса не предусмотрено.

Заводской номер комплекса нанесен в виде наклейки, изготовленной методом термотрансферной печати на самоклеящуюся пленку, с последующим механическим креплением на корпусе комплекса. Общий вид наклейки приведен на рисунке 3. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид комплекса

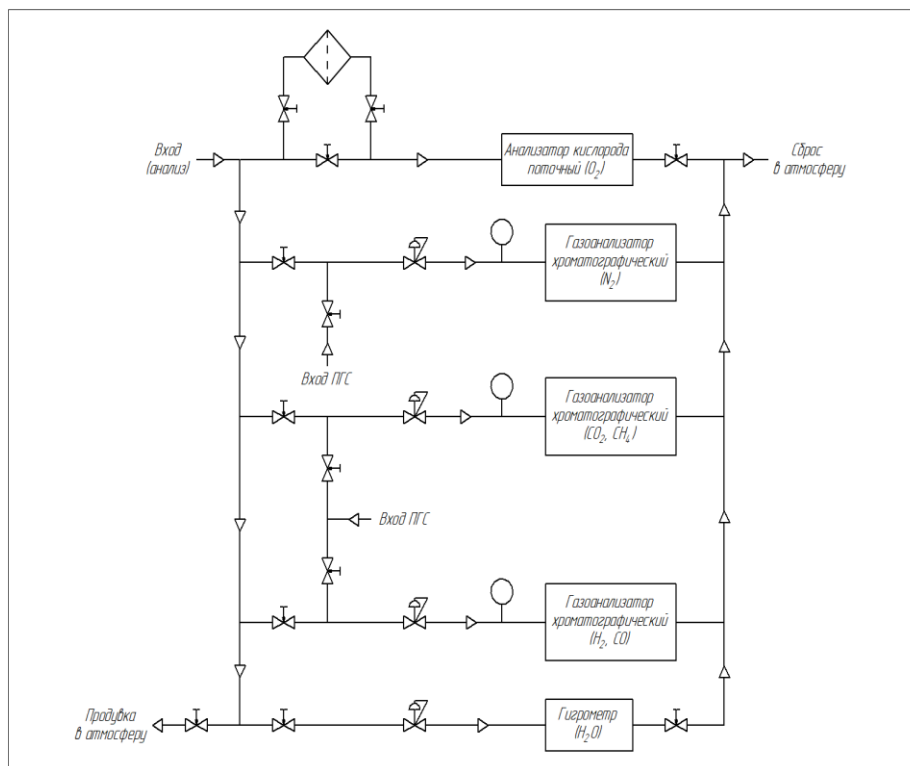


Рисунок 2 – Структурная схема комплекса



Рисунок 3 – Общий вид наклейки с маркировкой комплекса

Программное обеспечение

Комплексы имеют программное обеспечение (ПО):

- встроенное ПО средств измерений, входящих в состав комплекса;
- автономное ПО газоанализаторов хроматографических (P9KChrom), анализатора кислорода и гигрометра (Gas-CRDS).

Встроенное ПО разработано изготовителем средств измерений, входящих в состав комплекса, специально для решения задач измерения содержания определяемых компонентов.

Встроенное ПО обеспечивает следующие основные функции:

- обработку и передачу измерительной информации;
- формирование выходного цифрового сигнала;
- самодиагностику аппаратной части средства измерений.

Номер версии встроенного ПО газоанализаторов хроматографических, входящих в состав комплекса, отображается в верхней части дисплея газоанализаторов на вкладке «Main».

Номер версии встроенного ПО анализатора кислорода и гигрометра, входящих в состав комплекса, отображается на вкладке «About» в пункте «Software Version».

Средства измерений, входящие в состав комплекса, имеют защиту встроенного ПО от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты – «высокий» по Р 50.2.077—2014.

Автономное ПО газоанализаторов хроматографических (P9KChrom) предназначено для:

- управления работой газоанализаторов хроматографических;
- записи, сохранения и обработки хроматограмм;
- проведения градуировки;
- сохранения истории измерений.

Автономное ПО P9KChrom идентифицируется по номеру версии на вкладке «Main».

Автономное ПО гигрометра и анализатора кислорода (Gas-CRDS) предназначено для:

- вывода измерительной информации на монитор ПК;
- сохранения и отслеживания результатов измерений;
- управления основными функциями и параметрами средства измерений.

Автономное ПО Gas-CRDS идентифицируется по номеру версии на вкладке «О программе».

Автономное ПО имеет защиту от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты – «средний» по Р 50.2.077—2014.

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик комплекса.

Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Средство измерений, входящее в состав комплекса	Газоанализаторы хроматографические Paramount 9000	Анализатор кислорода поточный Puren-T O2	Гигрометр Puren-T H2O
Идентификационное наименование ПО	Прошивка Paramount 9000R	Прошивка Puren-T H2O	Прошивка Puren-T H2O
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.236	2.40.4	2.41.4

Таблица 3 – Идентификационные данные автономного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	P9KChrom	Gas-CRDS (для анализатора кислорода)	Gas-CRDS (для гигрометра)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.198	2.40.4	2.41.4
Цифровой идентификатор ПО	4D173C0B, алгоритм CRC32	71434c853661a425a9 cdec5429afc591, алгоритм MD5	71434c853661a425a9 cdec5429afc591, алгоритм MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики комплекса

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений и пределы допускаемой погрешности	в соответствии с таблицей 5
Пределы допускаемого изменения выходного сигнала за 8 ч непрерывной работы, в долях от пределов допускаемой погрешности	$\pm 0,5$
Предел допускаемого времени установления выходного сигнала ($T_{0,9}$) по измерительным каналам объемной доли, с:	
- водород, оксид углерода	500
- диоксид углерода, метан	500
- азот	500
- пары воды	600
- кислород	600

Таблица 5 – Диапазоны измерений и пределы допускаемой погрешности

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, млн ⁻¹	Предел обнаружения, объемная доля определяемого компонента, млрд ⁻¹	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, млн ⁻¹
Водород (H ₂)	от 0 до 5	0,50	±(C _п + 0,15·C _{изм})*
Азот (N ₂)	от 0 до 5	0,70	
Кислород (O ₂)	от 0 до 5	0,60	
Оксид углерода (CO)	от 0 до 5	0,50	
Диоксид углерода (CO ₂)	от 0 до 5	0,50	
Метан (CH ₄)	от 0 до 5	0,50	
Пары воды (H ₂ O)	от 0 до 4	0,30	
* C _{изм} – результат измерений объемной доли определяемого компонента, млн ⁻¹ . C _п – значение предела обнаружения для соответствующего определяемого компонента, объемная доля, млрд ⁻¹ .			

Таблица 6 – Основные технические характеристики комплекса

Наименование характеристики	Значение
Время прогрева, ч, не более	2
Напряжение питания переменным током частотой (50 $\pm$ 1) Гц, В	от 198 до 242
Потребляемая электрическая мощность, Вт, не более	1100
Габаритные размеры, мм, не более:	
- ширина	604
- глубина	1200
- высота	2100
Масса, кг, не более	600
Степень защиты корпуса от проникновения влаги и пыли по ГОСТ 14254-2015	IP20

Таблица 7 – Условия эксплуатации комплекса

Внешний воздействующий фактор	Значение
Температура окружающей среды, °С	20 ± 5
Атмосферное давление, кПа	101,3 ± 3,3
Относительная влажность окружающей среды при температуре +35 °С (без конденсации влаги), %, не более	80

Таблица 8 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	24 000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и методом термотрансферной печати на самоклеящуюся пленку с заводским номером комплекса с последующим механическим креплением на корпусе комплекса.

Комплектность средства измерений

Таблица 9 – Комплектность комплексов

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Комплекс аналитический АКГ-Казбек	АКГ-К.00000.000	1
Руководство по эксплуатации	РЭ АКГ-К.00000.000РЭ	1
Паспорт	ПМ АКГ-К.00000.000ПМ	1
Ведомость эксплуатационных документов	ВО АКГ-К.00000.000ВО	1
Инструкция по эксплуатации анализатора кислорода	ИЭ АКГ-К.00001.001ИЭ	1
Инструкция по эксплуатации гигрометра	ИЭ АКГ-К.00002.001ИЭ	1
Инструкция по эксплуатации газоанализатора (PDHID)	ИЭ АКГ-К.00003.001ИЭ	1
Инструкция по эксплуатации газоанализатора (RCD)	ИЭ АКГ-К.00004.001ИЭ	1
Инструкция по эксплуатации газоанализатора (FID)	ИЭ АКГ-К.00005.001ИЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в соответствующих инструкциях по эксплуатации средств измерений, входящих в состав комплекса: ИЭ АКГ-К.00001.001ИЭ, ИЭ АКГ-К.00002.001ИЭ, ИЭ АКГ-К.00003.001ИЭ, ИЭ АКГ-К.00004.001ИЭ, ИЭ АКГ-К.00005.001ИЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31.12.2020 № 2315 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

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

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

Правообладатель

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана (национальный исследовательский университет)»

(МГТУ им. Н.Э. Баумана)

ИНН 7701002520

Юридический адрес: 105005, г. Москва, ул. 2-я Бауманская, д. 5, стр. 1

Телефон: +7 (499) 263-63-91

E-mail: bauman@bmstu.ru

Web-сайт: bmstu.ru

Изготовитель

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана (национальный исследовательский университет)»

(МГТУ им. Н.Э. Баумана)

ИНН 7701002520

Юридический адрес: 105005, г. Москва, ул. 2-я Бауманская, д. 5, стр. 1

Адрес места осуществления деятельности: 105005, г. Москва, Лефортовская Набережная, д. 1

Телефон: +7 (499) 263-63-91

E-mail: bauman@bmstu.ru

Web-сайт: bmstu.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

Адрес: 190005, Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон: (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314555

Регистрационный № 98453-26

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители перемещений (деформаций) длинноходовые УИД Д

Назначение средства измерения

Измерители перемещений (деформаций) длинноходовые УИД Д (далее по тексту – измерители) предназначены измерений перемещений (деформаций) образцов и изделий из различных материалов в процессе испытания их на растяжение, сжатие, изгиб и прогиб.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей основан на преобразовании изменения длины испытываемого образца или изделия в процессе нагружения в электрический сигнал, пропорциональный деформации образца. Полученный сигнал обрабатывается в микропроцессорном контроллере, а результаты измерений перемещений (деформаций) выводятся на устройство ввода-вывода.

Измеритель представляет собой вертикальную стойку, в которой по направляющей перемещаются две измерительные каретки. Каждая каретка посредством гибкого троса связана с роликом, жестко закрепленного на оси датчика перемещений, и противовесом, который уравнивает массу каретки.

В процессе измерений перемещений (деформаций) захваты измерительных кареток закреплены на испытываемом образце посредством зажимов. При изменении длины в процессе деформирования образца измерительные каретки перемещаются вместе с образцом. При перемещении кареток происходит смещение подвижных элементов преобразователей перемещений и производится преобразование линейного перемещения каждой каретки в электрический сигнал, пропорциональный линейному перемещению кареток, которые поступают для обработки в цифровой микропроцессорный измерительный модуль.

Измеритель состоит из следующих составных частей:

- модуль измерений перемещений (деформаций);
- цифровой микропроцессорный измерительный модуль (рисунок 3);
- устройство ввода-вывода.

Цифровой микропроцессорный измерительный модуль состоит из следующих составных частей:

- микропроцессорный контроллер;
- блок питания;
- кабель соединительный;
- кабель питающий.

В качестве устройства ввода-вывода результатов измерений перемещений (деформаций) используются персональный компьютер (ПК) или ноутбук.

Измерители оснащены специальными зажимными подвижными элементами для надежного крепления на испытываемом образце или изделии.

Измерители выпускаются в нескольких модификациях, отличающихся диапазоном измерений перемещений (деформаций) и значением базы образца.

Измерители имеют обозначение УИД Д.У, где:

- параметр УИД Д – обозначение типа;
- параметр У – верхний предел измерений перемещений (деформаций) 700; 1000 мм.

Внешний вид измерителей с указанием места нанесения маркировочной таблички представлен на рисунке 1. Общий вид маркировочной таблички указан на рисунке 3.

Нанесение знака поверки на измерители не предусмотрено. Пломбирование от несанкционированного доступа не предусмотрено.



Рисунок 1 – Измерители перемещений (деформации) длинноходовые УИД Д



Рисунок 2 – Общий вид модуля цифрового микропроцессорного измерителя



Рисунок 3 – Общий вид маркировочной таблички с указанием места нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Программное обеспечение

Предназначено для обработки, хранения, отображения результатов измерений перемещений (деформаций) измерителей на дисплее устройства ввода-вывода и передачи информации на внешние устройства.

Конструктивно измерители имеют защиту программного обеспечения от преднамеренных изменений, реализованную путем установки режима защиты микропроцессорных контроллеров от чтения и записи исполняемого кода. Доступ к программному обеспечению ограничен паролями.

Уровень защиты программного обеспечения от преднамеренных изменений соответствует уровню «Средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные программного обеспечения измерителей представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование	TestTools
Номер версии (идентификационный номер), не ниже	2.0.0.2

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций	
	УИД Д.700	УИД Д.1000
Диапазон измерений перемещений (деформаций), мм ¹⁾	от 0 до (700-L ₀)	от 0 до (1000-L ₀)
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений перемещений (деформаций), мм	±(0,019+0,0019·L) – измеренное перемещение (деформация) в мм	
База образца L ₀ , мм	от 10 до 650	от 10 до 950
Пределы допускаемого отклонения установки базы образца, мм	±0,25	
¹⁾ – значение наибольшего предела измерения перемещений (деформаций) зависит от значения базы образца L ₀		

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина×ширина×высота) модуля измерений перемещений (деформаций), мм, не более	400×200×1600
Габаритные размеры (длина×ширина×высота) цифрового микропроцессорного измерительного модуля, мм, не более	200×150×100
Масса модуля измерений перемещений (деформаций), кг, не более	14
Масса цифрового микропроцессорного измерительного модуля, кг, не более	1,5
Параметры электропитания: - напряжение переменного тока, В - частота, Гц - потребляемая мощность, Вт, не более	от 198 до 242 от 49 до 51 5
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - влажность окружающего воздуха, %	от +15 до +35 от 40 до 80

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Вероятность безотказной работы за 1000 часов	0,94
Срок службы, лет	15

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации эксплуатационной документации и методом офсетной печати на табличку, прикрепляемую к корпусу измерителя.

Комплектность средства измерений

представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Измеритель перемещений (деформаций) длинноходовый УИД Д в составе:	—	1 шт.
Модуль измерений перемещений (деформаций)	—	1 шт.
Цифровой микропроцессорный измерительный модуль	—	1 шт.
Устройство ввода-вывода	—	1 шт.
Программное обеспечение TestTools*	—	1 шт.
Паспорт	УИД 002.100.100 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	УИД 002.100.100 РЭ	1 экз.
Программное обеспечение TestTools. Руководство оператора	—	1 экз.
* - ПО поставляется на CD или USB-flash носителе.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Порядок работы» документа документа УИД 002.100.100 РЭ «Измерители перемещений (деформаций) длинноходовые УИД Д. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 26.51.62-002-96836542-2025 Измерители перемещений (деформаций) длинноходовые УИД Д. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «НТестЭксперт»

(ООО «НТестЭксперт»)

ИНН 0276180872

Адрес юридического лица: г. Уфа, ул. Лесотехникума, д. 22, корп. 2, офис 6

Тел.: 8(347)262-66-47

Web-сайт: ntest.su

E-mail: info@ntest.su

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НТестЭксперт»

(ООО «НТестЭксперт»)

ИНН 0276180872

Адрес юридического лица: г. Уфа, ул. Лесотехникума, д. 22, корп. 2, офис 6

Адрес места осуществления деятельности: 153027, г. Иваново, ул. Павла Большевикова,

д. 25

Тел.: 8(347)262-66-47

Web-сайт: ntest.su

E-mail: info@ntest.su

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»

(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Адрес юридического лица: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1,
помещ. 263

Адрес места осуществления деятельности: 142300, г. Чехов, Симферопольское шоссе,
д. 2

Телефон: +7 (495) 108 69 50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
Росаккредитации RA.RU.314164

Регистрационный № 98454-26

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители перемещений (деформаций) навесные УИД Н

Назначение средства измерения

Измерители перемещений (деформаций) навесные УИД Н (далее по тексту – измерители) предназначены для измерений перемещений (деформаций) образцов и изделий из различных материалов в процессе испытания их на растяжение, изгиб и прогиб.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей основан на преобразовании удлинения испытываемого образца в процессе нагружения в перемещение упругого элемента первичного преобразователя, установленного на образце. При этом деформация упругого элемента преобразуется в электрический сигнал, пропорциональный деформации образца. Полученный сигнал поступает для обработки в микропроцессорный контроллер, а результаты измерений перемещений (деформаций) выводятся на устройство ввода-вывода.

Измеритель состоит из следующих составных частей:

- модуль измерений перемещений (деформаций) состоящий из первичного преобразователя, оснащенного зажимными элементами для крепления его на образце во время испытания;

- цифровой микропроцессорный измерительный модуль (рисунок 2);
- устройство ввода-вывода.

Цифровой микропроцессорный измерительный модуль состоит из следующих составных частей:

- микропроцессорный контроллер;
- блок питания;
- кабель соединительный;
- кабель питающий.

В качестве устройства ввода-вывода результатов измерений перемещений (деформаций) используются персональный компьютер (ПК) или ноутбук.

Измерители могут иметь вариант исполнения, в котором прием, обработка и визуализация измерительной информации от преобразователей перемещений (деформаций) осуществляются с помощью цифрового микропроцессорного измерительного модуля и устройства ввода-вывода испытательной машины.

Измерители оснащены специальными зажимными подвижными элементами для надежного крепления на испытываемом образце или изделии.

Измерители выпускаются в нескольких модификациях, отличающихся диапазоном измерений перемещений (деформаций), длиной измерительной базы образца, габаритными размерами, массой.

Измерители имеют обозначение УИД Н.Y.Z, где:

- параметр УИД Н – обозначение типа;
- параметр Y – база образца от 5 до 500 мм с шагом 5 мм;
- параметр Z – верхний предел измерений перемещений (деформаций): 10; 25 мм.

Внешний вид измерителей с указанием места нанесения маркировочной таблички представлен на рисунке 1. Общий вид маркировочной таблички указан на рисунке 3.

Нанесение знака поверки на измерители не предусмотрено. Пломбирование от несанкционированного доступа не предусмотрено.



Рисунок 1 – Измерители перемещений (деформации) навесные УИД Н



Рисунок 2 – Общий вид модуля цифрового микропроцессорного измерителя



Рисунок 3 – Общий вид маркировочной таблички с указанием места нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Программное обеспечение

Предназначено для обработки, хранения, отображения результатов измерений перемещений (деформаций) измерителей на дисплее устройства ввода-вывода и передачи информации на внешние устройства.

Конструктивно измерители имеют защиту программного обеспечения от преднамеренных изменений, реализованную путем установки режима защиты

микропроцессорных контроллеров от чтения и записи исполняемого кода. Доступ к программному обеспечению ограничен паролями.

Уровень защиты программного обеспечения от преднамеренных изменений соответствует уровню «Средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные программного обеспечения измерителей представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование	TestTools - Н
Номер версии (идентификационный номер), не ниже	2.0.0.2

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций	
	УИД Н.У.10	УИД Н.У.25
Диапазон измерений перемещений (деформаций), мм	от 0 до 10	от 0 до 25
Пределы допускаемой погрешности измерений перемещений (деформаций)	$\pm 0,48\%$ ($\pm 0,0048$ мм) ¹⁾	
База образца, мм ²⁾	от 5 до 500	
Пределы допускаемого отклонения установки базы образца, мм	$\pm 0,15$	
1) – принимается наибольшее из значений 2) - конкретное значение базы образца указывается в паспорте		

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций	
	УИД Н.У.10	УИД Н.У.25
Габаритные размеры (длина×ширина×высота) модуля измерений перемещений (деформаций), мм, не более	200×40×80	200×40×550
Габаритные размеры (длина×ширина×высота) цифрового микропроцессорного измерительного модуля, мм, не более	200×150×100	
Масса модуля измерений перемещений (деформаций), кг, не более	0,5	1,5
Масса цифрового микропроцессорного измерительного модуля, кг, не более	1,5	
Параметры электропитания: - напряжение переменного тока, В - частота, Гц - потребляемая мощность, Вт, не более	от 198 до 242 от 49 до 51 5	
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - влажность окружающего воздуха, %	от +15 до +25 от 40 до 80	

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Вероятность безотказной работы за 1000 часов	0,96
Срок службы, лет	15

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации эксплуатационной документации и методом офсетной печати на табличку, прикрепляемую к корпусу измерителя.

Комплектность средства измерений

представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Измеритель перемещений (деформаций) УИД Н в составе:	—	1 шт.
Модуль измерений перемещений (деформаций)	—	1 шт.
Цифровой микропроцессорный измерительный модуль	—	1 шт.
Устройство ввода-вывода	—	1 шт.
Программное обеспечение TestTools - Н.*	—	1 шт.
Паспорт	УИД 002.100.300 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	УИД 002.100.300 РЭ	1 экз.
Программное обеспечение TestTools-Н. Руководство оператора	—	1 экз.
* - ПО поставляется на CD или USB-flash носителе.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Порядок работы» документа УИД 002.100.300 РЭ «Измерители перемещений (деформаций) навесные УИД Н. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 26.51.62-003-96836542-2025 Измерители перемещений (деформаций) навесные УИД Н. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «НТестЭксперт»
(ООО «НТестЭксперт»)
ИНН 0276180872
Адрес юридического лица: Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Лесотехникума, д. 22, корп. 2, офис 6
Тел.: 8(347)262-66-47
Web-сайт: ntest.su
E-mail: info@ntest.su

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НТестЭксперт»
(ООО «НТестЭксперт»)
ИНН 0276180872
Адрес юридического лица: Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Лесотехникума, д. 22,
корп. 2, офис 6
Адрес места осуществления деятельности: 153027, г. Иваново, ул. Павла Большевикова,
д. 25
Тел.: 8(347) 262-66-47
Web-сайт: ntest.su
E-mail: info@ntest.su

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)
Адрес юридического лица: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1,
помещ. 263
Адрес места осуществления деятельности: 142300, г. Чехов, Симферопольское шоссе,
д. 2
Телефон: +7 (495) 108 69 50
E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
Росаккредитации RA.RU.314164