УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81938-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС-17 Мамонтовского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС-17 Мамонтовского месторождения (далее по тексту – СИКНС) предназначена для автоматизированных измерений массы и параметров нефтегазоводяной смеси (сырой нефти), определения массы нетто сырой нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на прямом методе динамических измерений массы сырой нефти.

При прямом методе динамических измерений массу сырой нефти определяют с помощью счетчиков-расходомеров массовых (далее по тексту – МПР). Выходные электрические сигналы МПР поступают на соответствующие входы контроллера измерительного FloBoss S600+ (далее по тексту – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу сырой нефти по реализованному в нем алгоритму. Массу нетто сырой нефти определяют как разность массы сырой нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей, механических примесей, растворенного газа в сырой нефти.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров (БФ), блока измерительных линий (БИЛ) с одной рабочей измерительной линией (ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ, выходного коллектора СИКНС, блока измерений параметров нефти сырой (далее по тексту – БИК), узла подключения передвижной поверочной установки и системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ). Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКНС и ее компоненты. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКНС не допускает неконтролируемые пропуски и утечки сырой нефти.

В состав СИКНС входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – регистрационный №)) приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование СИ	Регистрационный номер
Расходомеры массовые Promass 83F	15201-11
Датчики давления Метран-150TG3	32854-13
Датчики давления Метран-150CD2	32854-13
Датчики температуры CTR-ALW	51742-12
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-270-Ex модели ТСПУ Метран 276-Ex	21968-11

Продолжение таблицы 1

Наименование СИ	Регистрационный номер
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	52638-13
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Расходомер ультразвуковой UFM 3030K	48218-11
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	57563-14
Термометры стеклянные для испытаний нефтепродуктов ТИН14	11620-93
Манометры избыточного давления показывающие МП3-У	10135-15
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-11

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение давления и температуры сырой нефти;
- автоматическое измерение перепада давления сырой нефти на фильтрах;
- автоматическое измерение объемной доли воды в сырой нефти;
- автоматический и ручной отбор пробы сырой нефти;
- автоматическое регулирование расхода сырой нефти:
- автоматическое измерение массы сырой нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто сырой нефти;
- поверка МПР по передвижной поверочной установке;
- контроль метрологических характеристик рабочего МПР по контрольно-резервному МПР;
- отображение, регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчётов, протоколов КМХ;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящие в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006.

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

Программное обеспечение

СИКНС имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в ИВК, и ПО автоматизированного рабочего места оператора «Визард» (далее по тексту – АРМ оператора). Идентификационные данные ПО ИВК приведены в таблице 2. Идентификационные данные ПО АРМ оператора приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25/25
Цифровой идентификатор ПО	1990
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Определение массы нетто нефти прямым методом динамических измерений по МИ 2693-2001
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.2/1/2206
Цифровой идентификатор ПО	0XA2B81F5A5A2FE5F7F338FB11753B8925

Продолжение таблицы 3

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование ПО	Поверка ПМР по ПУ по МИ 3272-2010
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.2/1/2206
Цифровой идентификатор ПО	0XD24DE2E79FA651FDFF272E2E38D21F45
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование ПО	Поверка ПМР по ПУ по методике поверки на ПМР Promass
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.2/1/2206
Цифровой идентификатор ПО	0X457F12C545762A3E23CA6CDD02AEDAA0
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 13,20 до 28,16
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, %	±0,35

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий: - рабочих - контрольно-резервных	 1 1
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь (нефть сырая)
Характеристики измеряемой среды: - температура, °С - давление, МПа - плотность, кг/м^3 - плотность обезвоженной дегазированной нефти при температуре 20 °С и избыточном давлении равном нулю, кг/м^3 - плотность пластовой воды при температуре 20 °С и избыточном давлении равном нулю, кг/м^3 - массовая доля воды, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм^3, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - плотность растворенного газа при температуре 20 °С и давлении 101,325 кПа, кг/м^3, не более	 от +40 до +70 от 0,5 до 4,0 от 861,7 до 866,0 от 874,9 до 880,1 1002 1,0 100 0,05 1,37

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
- содержание растворенного газа, $м^3/м^3$, не более - содержание свободного газа, %, не более	20 отсутствует
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	 220±22/380±38 50±1
Срок службы, лет, не менее Средняя наработка на отказ, ч	10 20 000
Режим работы СИКНС	непрерывный

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист руководства по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

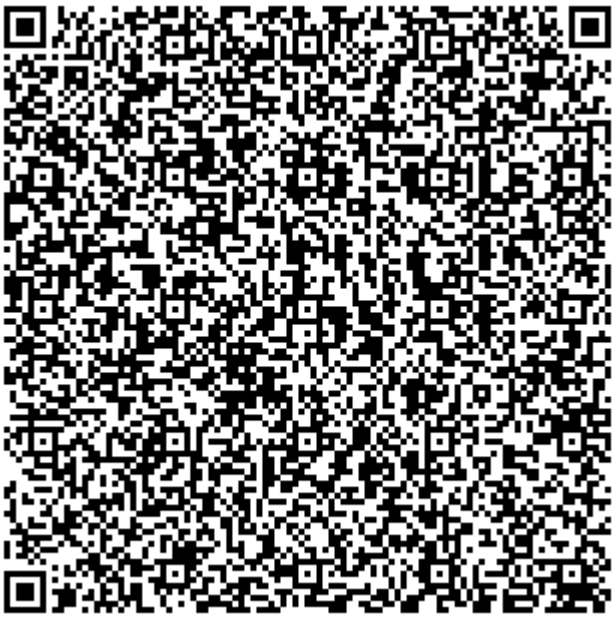
Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС-17 Мамонтовского месторождения, зав. № 16001	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ОФТ.05.2206.00.00.00.00.00.00 РЭ	1 экз.
Формуляр	ОФТ.05.2206.00.00.00.00.00.00 ФО	1 экз.
Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС-17 Мамонтовского месторождения. Методика поверки	НА.ГНМЦ.0541-20 МП	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Инструкция. ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений с помощью системы измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС-17 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», ФР.1.29.2017.26868.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС-17 Мамонтовского месторождения

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81939-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ (далее по тексту – трансформаторы) предназначены для передачи сигналов измерительной информации средствам измерений, устройствам защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов заключается в преобразовании напряжения промышленной частоты в напряжение для измерений, а также для обеспечения гальванического разделения измерительных приборов от цепи высокого напряжения.

Трансформаторы изготовлены в двух модификациях НКФ-110-57 У1 и НКФ-220-58 У1.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся:

- трансформаторы напряжения НКФ-110-57 У1 с заводскими номерами: 12864, 13111, 13114, 13120, 13126, 13150, 22325, 22434, 22462, 22494, 22531;
- трансформаторы напряжения НКФ-220-58 У1 с заводскими номерами: 31256, 31898.

Трансформаторы напряжения НКФ-110-57 У1 состоят из одного блока, – из двух блоков. Каждый блок состоит из активной части (магнитопровода с обмотками), установленной на основании. На активную часть надета фарфоровая покрышка, наполненная трансформаторным маслом и закрытая маслорасширителем. Электрическое соединение блоков между собой осуществляется перемычками, соединяющими вводы на крышке маслорасширителя нижнего блока и на дне верхнего блока.

Заводские номера нанесены на шильдик трансформаторов методом холодной штамповки.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и(или) паспорт в соответствии с действующим законодательством.

Общий вид трансформаторов представлен на рисунках 1 и 2. Пломбирование трансформаторов не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов напряжения НКФ-110-57 У1



Рисунок 2 – Общий вид трансформаторов напряжения НКФ-220-58 У1

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	НКФ-110-57 У1	НКФ-220-58 У1
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1ном}$, кВ	110/√3	220/√3
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2ном}$, В	100/√3	
Номинальная частота, Гц	50	
Класс точности основной вторичной обмотки	0,5	
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	400	

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 типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность трансформаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	11 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	2 шт.
Паспорт	-	13 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1. Паспорт. Заводской номер 12864;
Трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1. Паспорт. Заводской номер 13111;
Трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1. Паспорт. Заводской номер 13114;
Трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1. Паспорт. Заводской номер 13120;
Трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1. Паспорт. Заводской номер 13126;
Трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1. Паспорт. Заводской номер 13150;
Трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1. Паспорт. Заводской номер 22325;
Трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1. Паспорт. Заводской номер 22434;
Трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1. Паспорт. Заводской номер 22462;
Трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1. Паспорт. Заводской номер 22494;
Трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1. Паспорт. Заводской номер 22531;
Трансформатор напряжения НКФ-220-58 У1. Паспорт. Заводской номер 31256;
Трансформатор напряжения НКФ-220-58 У1. Паспорт. Заводской номер 31898.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам напряжения НКФ

ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия
ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81940-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Микровеберметры МК-7Э

Назначение средства измерений

Микровеберметры МК-7Э предназначены для измерений полного магнитного потока.

Описание средства измерений

Принцип действия микровеберметра основан на аналоговом интегрировании электродвижущей силы индукции в измерительной обмотке при изменении полного магнитного потока, сцепленного с ее витками.

Микровеберметр состоит из электронного блока, который выполнен в компактном пластмассовом корпусе, и подключаемого к нему блока питания.

Электронный блок содержит:

- аналоговый интегратор напряжения;
- микроконтроллер с подключенным к нему модулем энергонезависимой памяти, предназначенной для хранения информации о текущих настройках микровеберметра, настройках и результатах измерений, сохраненных пользователем;
- клавиатуру, предназначенную для ввода информации;
- символьный жидкокристаллический индикатор, предназначенный для отображения реализуемых функций, параметров измерений, результатов измерений и вычислений.

Общий вид микровеберметра представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид электронного блока микровеберметра

Внешний вид микровеберметра может отличаться от приведенного на рисунке 1 типом клемм, выключателя питания и символьного жидкокристаллического индикатора.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа представлена на рисунке 2. Защитные наклейки наклеиваются на боковые стороны корпуса электронного блока, в месте соединения двух половин корпуса.



Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа

При вводе перед началом измерения параметров измерительной обмотки, детали (магнита) измеренное значение полного магнитного потока может быть пересчитано в значение магнитного потока, магнитной индукции в измерительной обмотке, остаточной индукции детали или магнитного момента магнита.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

Электронный блок микровеберметра содержит микроконтроллер, программное обеспечение (далее – ПО) которого предназначено для реализации функций управления микровеберметром, цифровой обработки информации и представления результатов измерений. Идентификационные данные встроенного ПО микроконтроллера приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	МК-7Э
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 0.6.0.3

В комплекте микровеберметра поставляется внешнее ПО «МК7Е» для компьютера под управлением операционной системы семейства Windows. Данное ПО предназначено для загрузки результатов измерений, сохраненных в энергонезависимой памяти электронного блока микровеберметра, в память компьютера.

Уровень защиты ПО микровеберметра и измерительной информации от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений полного магнитного потока, мкВб: - для Входа 1	 от 5 до 25000
Диапазон показаний полного магнитного потока, мкВб: - для Входа 1 - для Входа 2	 от 0 до 25000 от 0 до 5000000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений полного магнитного потока, %, в диапазоне - от 5 до 10 мкВб включ. - св. 10 до 100 мкВб включ. - св. 100 до 25000 мкВб включ.	 ±5 ±2,5 ±1,5
Максимальное активное сопротивление измерительной обмотки, подключенной ко Входу 1, при включенной компенсации влияния сопротивления нагрузки, кОм	5

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение сети переменного тока, В; - напряжение питания на выходе блока питания, подключенного к сети переменного тока напряжением 220 В (50 Гц), В	 220 ± 22 5 ± 0,25
Потребляемая мощность, Вт, не более	2
Габаритные размеры электронного блока, мм, не более - длина - ширина - высота	 214 106 59
Масса электронного блока, кг, не более	0,4
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, ºС - относительная влажность воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа	 от +15 до +30 80 (без конденсации) от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа
наносится на переднюю панель электронного блока микровеберметра и на титульный лист руководства по эксплуатации РЭ 26.51.43.019.20872624.2018 типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

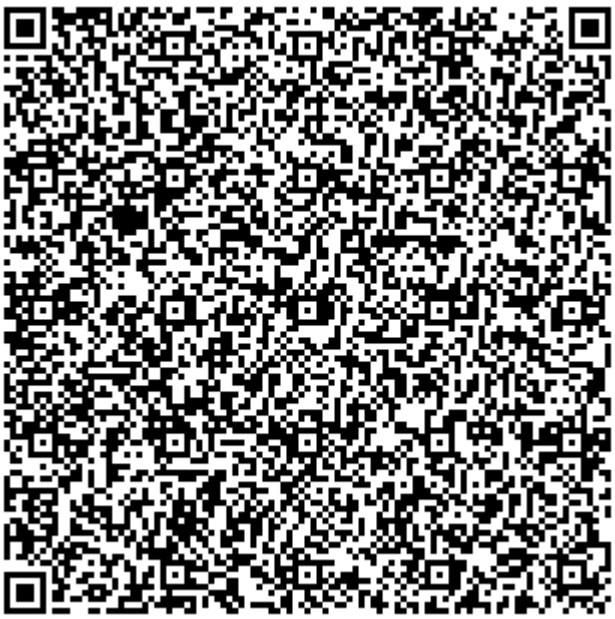
Наименование	Обозначение	Количество
Электронный блок	–	1 шт.
Блок питания	–	1 шт.
Носитель информации с ПО «МК7Е»	–	1 шт.
Кабель связи с компьютером	–	1 шт.
Руководство по эксплуатации	26.51.43.019.20872624 РЭ	1 экз.
Методика поверки	26.51.43.019.20872624 МП	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 3 руководства по эксплуатации 26.51.43.019.20872624 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к микровеберметрам МК-7Э

ГОСТ 8.030-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений магнитной индукции, магнитного потока, магнитного момента и градиента магнитной индукции»;

ТУ 26.51.43-019-20872624-2018 «Микровеберметры МК-7Э. Технические условия».



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81941-21

ОПИСАНИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Блоки контроля и управления БКУ

Назначение средства измерений

Блоки контроля и управления БКУ предназначены для измерений входных и выходных параметров станций катодной защиты «Сигнал» типа СКЗ-ИП-М и СКЗ-ИП-МН (далее – СКЗ), параметров от внешних устройств и датчиков, управления режимами работы СКЗ, преобразования сигналов в цифровую форму для информационного обмена с системами телемеханики по интерфейсу RS-485 и протоколу MODBUS RTU.

Описание средств измерений

Принцип действия блоков контроля и управления БКУ основан на преобразовании входных аналоговых сигналов (напряжений) в цифровую форму с использованием микропроцессорных устройств, обработке сигналов согласно заданному алгоритму, кодировании и передаче их в систему телемеханики, а также вывод значений измеренных величин на цифровой дисплей.

Блоки контроля и управления БКУ состоят из следующих функциональных узлов:
- канала измерения выходного тока;
- канала измерения выходного напряжения;
- канала измерения суммарного потенциала;
- канала измерения поляризационного потенциала;
- канала измерения напряжения питающей сети;
- канала измерения тока поляризации вспомогательного электрода;
- узла контроля состояния двери шкафа СКЗ;
- узла контроля телеметрического сигнала со счетчика электроэнергии;
- узла регистратора параметров (Flash-память).
- узла внешнего интерфейса RS-485;
- узла внутреннего интерфейса RS-485;
- узла интерфейса RS-485 для подключения УС ИКП СТ;
- микропроцессорного устройства;
- четырёхстрочного двадцатиразрядного буквенно-цифрового OLED дисплея.

Блоки контроля и управления БКУ выпускаются в следующих модификациях:

- БКУ-3 – для работы в составе станций катодной защиты «СИГНАЛ» СКЗ-ИП-М модульной конструкции по ИЖСК.435211.008 ТУ; - БКУ-4 – для работы в составе станций катодной защиты «СИГНАЛ» СКЗ-ИП-МН моноблочной конструкции по ИЖСК.435211.008 ТУ2, которые отличаются конструкцией.

Каждая модификация, БКУ-3 и БКУ-4, имеет ряд исполнений, отличающихся количеством подключаемых каналов измеряемых величин (защищаемых СКЗ сооружений) и количеством входов питающей сети.

Общий вид модификаций средства измерений представлен на рисунке 1.



а) блок контроля и управления БКУ-3



б) блок контроля и управления БКУ-4

Рисунок 1 – Общий вид средства измерений

Конструктивными мерами для отсутствия возможности несанкционированного доступа или несанкционированной настройки Блоков контроля и управления БКУ обеспечена пломбировка оттиском знака поверки на мастике в металлической чашечке над винтом крепления кожуха на левой боковой панели. На табличке, размещаемой на правой боковой стороне кожуха блоков БКУ на самоклеящейся плёнке наносится заводской порядковый номер, сохраняемый в процессе эксплуатации.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.



а) блок контроля и управления БКУ-3



б) блок контроля и управления БКУ-4

Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	Программа платы управления	Программа платы измерения потенциала	Программа платы питания
Идентификационное наименование ПО	KSUSKZ	PIP-4	AC/DC IzmUS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 4.4	не ниже 1.3	1.0
Цифровой индикатор ПО	04454546	009A4DBD	004CE026

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерения входного напряжения, В	150-264
Пределы основной приведенной погрешности измерения, %:	
- на дисплее	±2,5
- поступающего в систему телемеханики	±2,5
Диапазон измерения суммарного потенциала, В	минус (0,5-3,5)
Пределы основной приведенной погрешности измерения, %:	
- на дисплее	±2,5
- поступающего в систему телемеханики	±2,5
Диапазон измерения поляризационного потенциала, В	минус (0,8-1,2)
Пределы основной приведенной погрешности измерения, %:	
- на дисплее	±2,5
- поступающего в систему телемеханики	±2,5
Диапазон измерения выходного напряжения, В	1-100
Пределы основной приведенной погрешности измерения, %:	
- на дисплее	±2,5
- поступающего в систему телемеханики	±2,5
Диапазон измерения выходного тока, А	1-100
Пределы основной приведенной погрешности измерения, %:	
- на дисплее	±2,5
- поступающего в систему телемеханики	±2,5
Диапазон измерения тока поляризации вспомогательного электрода, мА	от минус 10 до плюс 10
Пределы основной приведенной погрешности измерения, %:	
- поступающего в систему телемеханики	±10
Пределы дополнительной приведенной погрешности измерения в диапазоне рабочих температур, %/°С:	
- входного напряжения	±0,02
- суммарного потенциала	±0,02
- поляризационного потенциала	±0,02
- выходного напряжения	±0,02
- выходного тока	±0,02
- тока поляризации вспомогательного электрода	±0,02

Наименование характеристики	Значение
Пределы относительной погрешности счёта общего времени работы блока (наработки), %	±1,0
Пределы относительной погрешности счёта времени работы с заданным значением параметра (защиты), %	±1,0
Пределы относительной погрешности счёта импульсов с телеметрического выхода счётчика электроэнергии и передачи их количества по каналу телеметрии, %	±0,1
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, ^{0}C - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	 25±10 45-80 84,0-106,7

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания, В	150-264
Потребляемая мощность, ВА	66
Масса, кг, не более	2
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, ºС - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПА	 от минус 45 до плюс 50 до 98 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет Средняя наработка на отказ, ч	15 85000

Знак утверждения типа

наносится на лицевой панели блока методом сеткографии или наклейки соответствующей этикетки, на титульном листе паспорта – типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

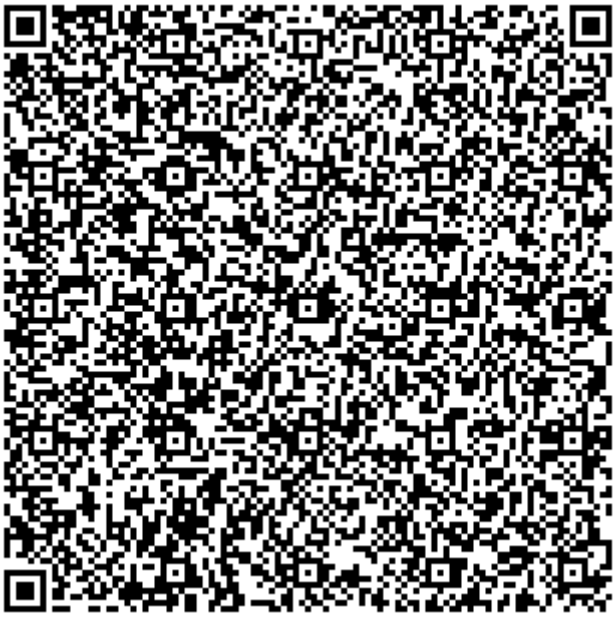
Наименование	Обозначение	Количество
Блок контроля и управления БКУ-3 (или БКУ-4)	ИЖСК.656136.509 (или ИЖСК.656136.510)	1
Руководство по эксплуатации	ИЖСК.656136.509 РЭ	1
Паспорт	ИЖСК.656136.509 ПС	1
Методика поверки	ИЖСК.656136.509 Д1	1
Электронно-оптический диск (CD, DVD) с программным обеспечением «БКУ Диспетчер», «БКУ Регистратор»		1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в технических условиях ИЖСК.656136.509 ТУ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к блокам контроля и управления БКУ

ИЖСК.656136.509 ТУ "Блок контроля и управления БКУ. Технические условия".



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81942-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Модули датчиков MSU44RHT

Назначение средства измерений

Модули датчиков MSU44RHT (далее по тексту – модули) предназначены для измерений и контроля температуры и относительной влажности воздушной среды.

Описание средства измерений

Принцип действия модулей основан на преобразовании микроконтроллером измеряемой чувствительным элементом величины в цифровой код. В качестве чувствительного элемента у модулей используются сенсор HDC1080. Микроконтроллер периодически опрашивает сенсор HDC1080 и пересылает эти значения на внешнее устройство по стандартному протоколу RS-485 и Modbus RTU.

Конструктивно модули выполнены в пластиковом корпусе с клеммами для подключения проводов и выносным сенсором. Внутри модулей расположена плата с микроконтроллером.

Общий вид модулей, а также место и метод пломбирования от несанкционированного доступа представлен на рисунках 1.

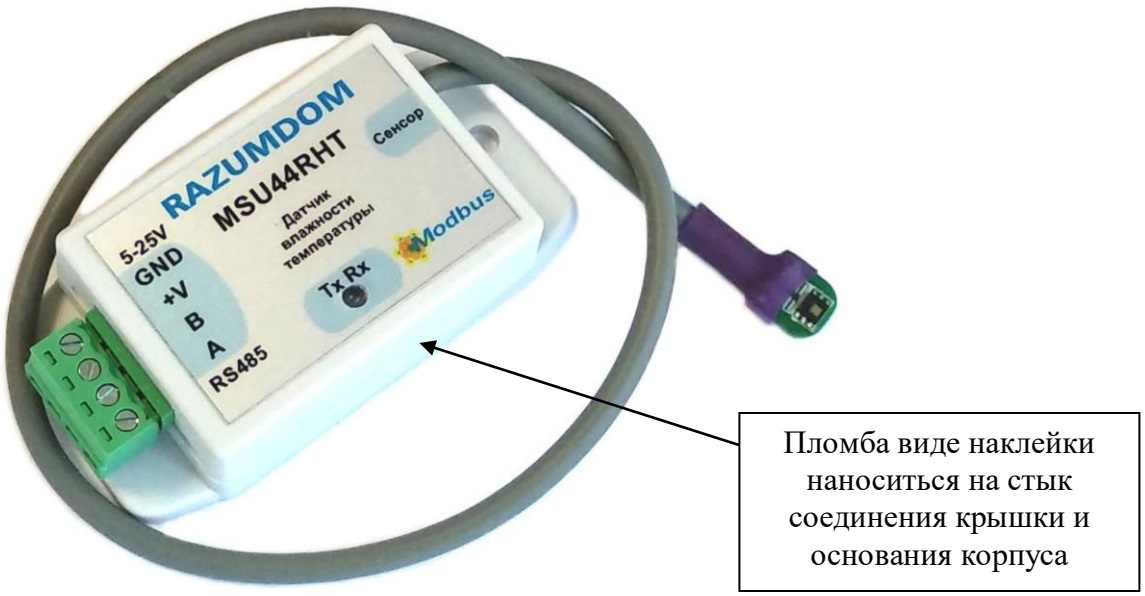


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений модули датчиков MSU44RHT

Программное обеспечение

Модули имеют автономное программное обеспечение «Modbus Poll», которое устанавливается на персональный компьютер. Программное обеспечение «Modbus Poll» разработано организацией Modbus-IDA и обеспечивает выполнение следующих основных функций:

– считывание показаний модуля.
– управление настройками модуля.

Влияние программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик модулей.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1- Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MSU44R
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1,0

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °С	от -40 до +85
Диапазон измерений относительной влажности, %	от 10 до 95
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности, %	±4
Дискретность отчета измерений: - температуры, °С - относительной влажности, %	 0,1 0,1

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение постоянного тока, В	от 6 до 24
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,1
Габаритные размеры (высота×ширина×длина), мм, не более	22×35×70
Масса, кг, не более	0,1
Условия эксплуатации выносного сенсора: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	 от -40 до +120 от 5 до 99 от 85 до 115
Условия эксплуатации модуля: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	 от -40 до +80 от 10 до 95 от 85 до 115
Средний срок службы, лет, не менее Средняя наработка на отказ, ч, не менее	10 88 000

Знак утверждения типа
наносится на идентификационную табличку модуля методом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Модуль датчиков MSU44RHT	-	1 шт.
Паспорт	ПС-MSU44RHT	1 экз.
Руководство по эксплуатации	РЭ-MSU44RHT	1 экз. на партию
Методика поверки	МП-205/09-2020	1 экз. на партию

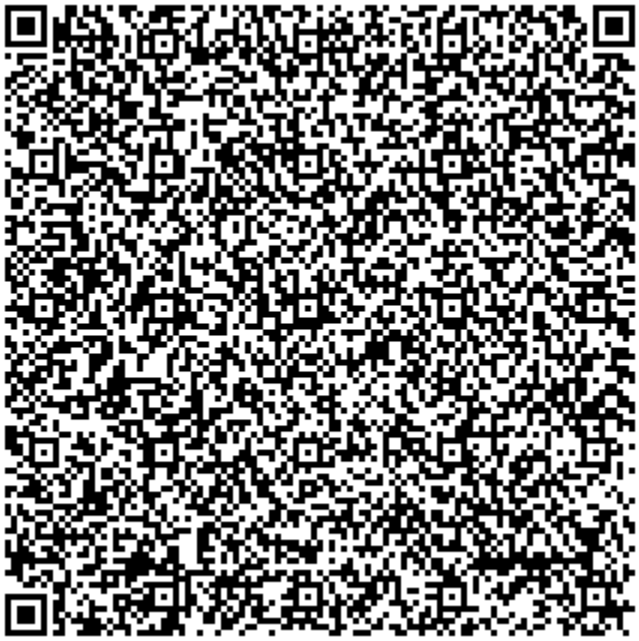
Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к модулям датчиков MSU44RHT

ГОСТ 8.547-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений относительной влажности газов

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры

ТУ 4363-006-75203732-2018 Модули датчиков MSU44RHT. Технические условия



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81943-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы информационно-измерительные «Энерготроника»

Назначение средства измерений

Системы информационно-измерительные «Энерготроника» (далее - ИИС «Энерготроника») предназначены для измерений количества теплоты (тепловой энергии), параметров теплоносителя (температуры, давления, расхода, объема, массы) в водяных системах теплоснабжения, объема холодной и горячей воды в системах водоснабжения, а также автоматизированного сбора, учета, обработки, отображения, хранения и передачи измерительной информации.

Описание средства измерений

Принцип действия ИИС «Энерготроника» основан на непрерывном измерении количества и параметров энергоресурсов измерительными компонентами с передачей измерительной информации по каналам связи на сервер с последующим хранением, обработкой и отображением.

ИИС «Энерготроника» представляют собой автоматизированные измерительные системы с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

ИИС «Энерготроника» относятся к измерительным системам вида ИС-1 по ГОСТ Р 8.596-2002 и имеют распределённую иерархическую трёхуровневую структуру и включают в себя следующие компоненты:

1) измерительные компоненты (нижний уровень): средства измерений утвержденного типа, осуществляющие измерение количественных и качественных параметров энергоресурсов перечень которых приведен в таблицах 1 и 2;

2) связующие компоненты (средний уровень): средства приема и передачи данных, адаптеры-преобразователи интерфейсов (модемы, Ethernet адаптеры и др.), реализующие каналы передачи данных, по которым измерительная информация в виде цифровых сигналов от средств измерений, расположенных на первом уровне передается на третий уровень;

3) вычислительные компоненты (верхний уровень): сервер сбора данных и приложений и автоматизированные рабочие места (далее - АРМ) оператора.

ИИС «Энерготроника» могут состоять из следующих групп измерительных каналов (далее ИК):

- ИК количества теплоты (тепловой энергии) и параметров теплоносителя;
- ИК объема холодной и горячей воды.

В составе группы ИК количества теплоты (тепловой энергии) и параметров теплоносителя реализованы простые ИК (объемного расхода (объема); температуры теплоносителя; избыточного давления теплоносителя) и сложные ИК (массы теплоносителя, разности температуры теплоносителя; тепловой энергии).

Система состоит из автономных блоков – узлов учета, обеспечивающих измерения на конкретных объектах, в состав которых в качестве измерительных компонент могут применяться теплосчетчики утвержденного типа или вычислители в комплекте с преобразователями расхода (от 1 до 6), термопреобразователями сопротивления (от 0 до 6), преобразователями избыточного давления (от 0 до 6).

Вычислители, входящие в состав узлов учета, преобразуют аналоговые и числоимпульсные сигналы, поступающие от измерительных преобразователей в соответствующие значения параметров измеряемой среды и вычисляют количество теплоты и воды. Накопленная в памяти измерительная информация передается в виде цифровых сигналов по интерфейсу связи RS-485 на сервер сбора и хранения информации.

В качестве измерительных компонентов ИК объема холодной и горячей воды в системах водоснабжения дополнительно к средствам измерений перечисленным в таблице 1 применяются средства измерений приведенные в таблице 2.

Таблица 1 – Измерительные компоненты ИИС «Энерготроника»

Измерительный канал	Наименование и тип СИ	Регистрационный номер
Теплосчетчики		
ИК количества теплоты и параметров теплоносителя ИК объема холодной и горячей воды	Теплосчетчики SA-94 (модификации SA-94/1, SA-94/2, SA-94/2M, SA-94/3)	43231-09
	Теплосчетчики для открытых и закрытых водяных систем теплоснабжения ТСШ-1М-02	15559-15
	Теплосчетчики КМ-5	18361-10
	Теплосчетчики МКТС	28118-09
	Теплосчетчики ТеРосс-ТМ	32125-10, 32125-15
	Теплосчётчики ТЭМ-104	26998-06, 58852-14
	Теплосчетчики ТЭМ-106 модификации ТЭМ-106-1, ТЭМ-106-2	48754-11
	Теплосчетчики ТЭСМА-106 модификации ТЭСМА-106-01, ТЭСМА-106-02	52455-13
	Теплосчетчики-регистраторы «ВЗЛЕТ ТСР-М»	27011-13, 74420-19
	Теплосчетчики-регистраторы «ВЗЛЕТ ТСР-К»	64715-16
	Теплосчетчики-регистраторы «МАГИКА»	23302-08, 55821-13
	Теплосчетчики ТСК7	23194-07, 48220-11
	Теплосчетчики ТСК7М	71536-18
	Теплосчетчики Т34М	71633-18
	Теплосчетчик ТС.ТМК-Н	21288-09, 21288-14
	Теплосчетчики КСТ-22	25335-13
Вычислители		
ИК количества теплоты и параметров теплоносителя ИК объема холодной и горячей воды	Вычислители количества теплоты ВКТ-5	20195-07, 70868-18
	Вычислители количества теплоты ВКТ-7	23195-02, 23195-11, 23195-06
	Вычислители количества теплоты ВКТ-7М	67164-17
	Вычислители количества теплоты ВКТ-9	76832-19, 67373-17 56129-14
	Вычислители ЭЛЬФ и КАРАТ-307	45543-10
	Вычислители КАРАТ	61255-15
	Вычислители ЭЛЬФ	61016-15
	Тепловычислители СПТ941	29824-05, 29824-14
	Тепловычислители СПТ943 (мод. 943.1,943.2)	28895-05
	Тепловычислители СПТ944	64199-16
	Тепловычислители СПТ961	35477-12
	Тепловычислители ТВ7	46601-11, 67815-17
	Тепловычислители ТМК-Н	27635-14, 27635-08
	Тепловычислители «ВЗЛЕТ ТСРВ»	74739-19, 27010-13, 27010-09

Измерительный канал	Наименование и тип СИ	Регистрационный номер
Преобразователи расхода, счетчики		
ИК количества теплоты и параметров теплоносителя ИК объема холодной и горячей воды	Преобразователи расхода электромагнитные ПРЭМ	17858-02, 17858-06, 17858-11, 76327-19
	Преобразователи расхода электромагнитные МастерФлоу	31001-12, 73383-18
	Расходомеры-счетчики электромагнитные КАРАТ-551	54265-13
	Расходомеры электромагнитные Питерфлоу РС	46814-11
	Расходомеры-счетчики электромагнитные ПИТЕРФЛОУ	66324-16
	Расходомеры-счетчики электромагнитные ВЗЛЕТ ЭР модификация «Лайт М»	52856-13
	Счетчики-расходомеры электромагнитные РМ-5	20699-11
	Расходомеры-счетчики жидкости ультразвуковые КАРАТ-520	44424-12
	Расходомеры-счетчики жидкости ультразвуковые КАРАТ	44424-10
	Преобразователи расхода вихревые электромагнитные ВЭПС	14646-05
	Преобразователи расхода электромагнитные ЭМИР-ПРАМЕР-550	27104-08
	Расходомеры вихревые «Ирга-РВ»	55090-13
	Расходомеры-счетчики ультразвуковые РУС-1	24105-11
СИ температуры и разности температур		
ИК количества теплоты и параметров теплоносителя	Комплекты термопреобразователей сопротивления платиновых КТС-Б	43096-09, 43096-15
	Комплекты термопреобразователей сопротивления КТСП-Н	38878-12, 38878-17
	Комплекты термопреобразователей сопротивления платиновые КТСПТВХ-В	24204-03
	Комплекты термопреобразователей сопротивления платиновые разностные КТСПР	28339-04
	Термопреобразователи сопротивления «ВЗЛЕТ ТПС»	21278-11
	Комплекты термометров (термопреобразователей) платиновых технических разностных КТПТР	14638-05
	Комплекты термометров сопротивления из платины технических разностных КТПТР-01, КТПТР-03, КТПТР-06, КТПТР-07, КТПТР-08	46156-10
	Комплекты термопреобразователей сопротивления платиновых КСТВ	47133-11
	Комплекты термопреобразователей сопротивления КДТС	56651-14
	Термопреобразователи сопротивления платиновые ТСП и ТСП-К	65539-16
	Термопреобразователи сопротивления ТП-9201, ТМ-9201 модификации ТП-9201	48114-11
	Термометры сопротивления ТС-Б-Р	43287-09
	Термометры сопротивления ТЭМ-100	40592-09
	Комплекты термометров сопротивления ТЭМ-110	40593-09

Измерительный канал	Наименование и тип СИ	Регистрационный номер
	Термопреобразователи сопротивления платиновые ТСПТВХ	33995-07
	Термометры сопротивления из платины технические ТПТ-1, ТПТ-17, ТПТ-19, ТПТ-21, ТПТ-25Р	46155-10
	Термометры сопротивления из платины технические ТПТ-7, ТПТ-8, ТПТ-11, ТПТ-12, ТПТ-13, ТПТ-14, ТПТ-15	39144-08
	Термопреобразователи сопротивления платиновые ТСП-Н	38959-17
	Термометры сопротивления платиновые ТСП-Н	38959-08
	СИ избыточного давления	
ИК количества теплоты и параметров теплоносителя	Преобразователи давления измерительные СДВ	28313-11
	Преобразователи избыточного давления ПДТВХ-1	43646-10, 26038-08
	Преобразователи давления измерительные ОВЕН ПД100	47586-11
	Преобразователи давления измерительные MBS 1700 и MBS 1750	45082-10
	Преобразователи давления измерительные MBS 1700, MBS 1750, MBS 3000,MBS 3050, MBS 33, MBS 3200, MBS 3250, MBS 4510	61533-15
	Преобразователи давления КРТ9	24564-07
	Датчики давления МИДА-13П	17636-06, 17636-17
	Датчики избыточного давления с электрическим выходным сигналом ДДМ-03Т-ДИ	55928-13
	Преобразователи давления измерительные НТ	26817-18
	Датчики давления малогабаритные КОРУНД	47336-16

Таблица 2 – Измерительные компоненты ИИС «Энерготроника», которыми могут комплектоваться ИК объема холодной и горячей воды в системах водоснабжения

Измерительный канал	Наименование и тип СИ	Регистрационный номер
ИК объема холодной и горячей воды	Счетчики холодной и горячей воды ВСХ, ВСХд, ВСГ, ВСГд, ВСТ	51794-12
	Счетчики крыльчатые холодной и горячей воды ВСКМ	66635-17
	Счетчики холодной и горячей воды ВСХ, ВСХд, ВСГ, ВСГд, ВСТ	40607-09
	Счетчики воды крыльчатые ВСХН, ВСХНд, ВСГН, ВСГНд, ВСТН	61402-15
	Счетчики воды одноструйные «Пульсар»	63458-16
	Счетчики холодной воды СХВ (СХВ-15, СХВ-15Д, СХВ-20, СХВ-20Д) и горячей воды СГВ (СГВ-15, СГВ-15Д, СГВ-20, СГВ-20Д)	16078-13
	Счетчики холодной и горячей воды крыльчатые многоструйные М	48242-11
	Счетчики холодной воды комбинированные ВСХНК, ВСХНКд	61400-15
	Счетчики холодной и горячей воды крыльчатые одноструйные ЕТ	48241-11
	Счетчики холодной и горячей воды СВМ (СВМ-25, СВМ-25Д, СВМ-32, СВМ-32Д, СВМ-40, СВМ-40Д, СВМ-40С, СВМ-40СД)	22484-13

Измерительный канал	Наименование и тип СИ	Регистрационный номер
	Счетчики холодной и горячей воды турбинные W	48422-11
	Счетчики горячей воды крыльчатые MTW и MTH	13668-06
	Счетчики воды многоструйные Пульсар М, Пульсар ММ	56351-14
	Счетчики воды ТЭМ (мод. 211, 212)	24357-08
	Счетчики холодной и горячей воды ВСКМ 90	32539-11

Структурная схема ИИС «Энерготроника» приведена на рисунке 1.



Рисунок 1 - Структурная схема ИИС «Энерготроника»

В целях предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства в работу ИИС «Энерготроника» производится пломбирование средств измерений, входящих в состав систем. Способы защиты и места пломбирования средств измерений, входящих в состав систем приведены в их описаниях типа и эксплуатационной документации.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) ИИС «Энерготроника» представлено автономным ПО сервера и АРМ оператора.

ПО ИИС «Энерготроника» выполняет следующие функции:

- получение архивной и оперативной информации с измерительных компонент в автоматическом режиме с заданной периодичностью или по запросу пользователя;
- хранение и ведение базы данных параметров потребленных энергоресурсов;
- обеспечение автоматизированного контроля за состоянием оборудования и параметрами систем теплоснабжения и водоснабжения;
- контроль за сроками поверки измерительных компонент;
- многопользовательский доступ к архивной информации энергоресурсов с возможностью разграничения предоставления прав доступа;
- выгрузку данных в сторонние программы в произвольном формате (Adobe PDF, Microsoft Excel, Microsoft Word, Text файл и другие);
- создание различных шаблонов отчетов и предоставления измерительной информации в соответствии с этими шаблонами отчетов, заинтересованным организациям и пользователям;
- защиту данных от потери или перезаписи из-за аппаратных неисправностей или аппаратных ограничений приборов учетов;
- организацию электронного документооборота между потребителями и энергоснабжающими организациями.

Идентификационные данные метрологически значимого программного обеспечения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энерготроника
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 2.4.37
Цифровой идентификатор ПО	EKRdr.DeviceDrivers.Aswega.SA94.dll (3F650B34431CF4F94FB1411CCBAD43D5) EKRdr.DeviceDrivers.TSSH.dll (1317C20B6DA5386C6B1F38DBA6FC4710) EKRdr.DeviceDrivers.TBN.KM5.dll (232F787D334316148B15A278044C569A) EKRdr.DeviceDrivers.Teplocom.VKT7.dll (FA269756B6A8916AF810416F9EDDB289) EKRdr.DeviceDrivers.Termotronic.TV7.dll (D37C9E419091FA96DC88E992A02D2CB4) EKRdr.DeviceDrivers.Magika.D2.dll (95895A3E311BEA27228B8E12F69CDD6D) EKRdr.DeviceDrivers.Prompribor.TMK_H1xx.dll (58CF25A52724A82D13CE5FD47D9F230E) EKRdr.DeviceDrivers.Prompribor.TMK_H30.dll (5C42102045C14C58AA78EBEED2D5C016) EKRdr.DeviceDrivers.Vzlet.TSRK.dll (A429F3AE1B7736C877FA590266FB3605) EKRdr.DeviceDrivers.Vzlet.TSR024.dll (71DFD98A3C6AEBAA8502F85AE847010F) VZLETTCP023DeviceDriver.dll (06B338D7DC4CE66B9CD5D9D486469336) EKRdr.VZLET026.DeviceDriver.dll (17D67F0DA60F2EBFD6A9F6093079E760)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
	EKRdr.VZLET026.Protokol.dll (301B3B9243EE4A0970F57E43FBC0E56E) EKRdr.DeviceDrivers.Vzlet.TSRV03x.dll (0708430CA98592EBD74C503CAEA0030B) EKRdr.DeviceDrivers.Vzlet.TSRV042.dll (EBD63166F41E6BD54AD0E21E75974814) EKRdr.DeviceDrivers.Vzlet.TSRV043.dll (63353A40BD0C900D904D5458586DC532) EKRdr.TEM104.DeviceDriver.dll (4192B3305F8ADE6D2B8D0E9055976310) EKRdr.TEM104.Protokol.dll (94DCC37024F1D4F385B9299E39AA7810) EKRdr.DeviceDrivers.TemPribor.TEM106.DeviceDriver.dll (3B43F53021DBF849130D381F4661F45B) EKRdr.DeviceDrivers.TemPribor.TEM106.Protocol.dll (307039F2B834772AD67E8E28E66E3653) EKRdr.DeviceDrivers.Intelpribor.MKTC.dll (8F2CEE78F47E6D849B91288D912563C0) EKRdr.DeviceDrivers.Teplocont.TeRoss.dll (E6C9432653B070D879F192C30CF37B61) EKRdr.DeviceDrivers.Sayany.KST22.dll (AD8A4FF8F86D417C919638979CE16B26) EKRdr.DeviceDrivers.Teplocom.VKT5.dll (C69E4ECF9D0483FBF61FE531B135811A) EKRdr.DeviceDrivers.Teplocom.VKT9.dll (591912BC3D60A22783CDC91395FD74C4) LOGIKA941DeviceDriver.dll (457D5C90FBD6E151EB31264686C9C59D) LOGIKA943DeviceDriver.dll (6A21A7857D2D7897EB13CF698A9B57B6) EKRdr.DeviceDrivers.Logika944.dll (F747649B1FADA17EFA82D5C00DE37658) EKRdr.DeviceDrivers.Logika.SPT961.dll (A57FCD0018ECE8E2741F06C97409A05E) EKRdr.LOGIKAspbus.Protokol.dll (B369B935B6BA054E4D98283849835D20) EKRdr.DeviceDrivers.KaratNPO.Karat307.dll (9D4BA519BD65B60BF2A72A185B405B2C) EKRdr.DeviceDrivers.Karat_npo.Elf.dll (69009F5F964D968773C44FCA86D81872)
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Влияние программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений ИК тепловой энергии, ГДж	от 0 до 10^7
Пределы допускаемой относительной погрешности ИК тепловой энергии, %	$\pm(3+4\cdot\Delta t_н/\Delta t+0{,}02\cdot G_{max}/G)$
Диапазон измерений ИК объема теплоносителя, $м^3$	от 0 до 10^8
Диапазон измерений ИК массы теплоносителя, т	от 0 до 10^8
Диапазон измерений ИК объемного расхода[1)], $м^3/ч$	от 0,02 до $2{,}7\cdot10^5$
Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объемного расхода, объема и массы, %	$\pm(2+0{,}02\cdot G_{max}/G)$, но не более ±5
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода и объема холодной и горячей воды ИК в состав которых входят счетчики объема холодной и горячей воды указанные в таблице 2, %	±5,2
Диапазон измерений ИК температуры[1)], °С	от 0 до 180
Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК температуры, °С	$\pm(0{,}6+0{,}004\cdot t)$
Диапазон измерений ИК разности температур[1)], °С	от 3 до 180
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений ИК разности температур, %	$\pm(0{,}5+3\Delta_{tн}/\Delta t)$
Диапазон измерений ИК избыточного давления[1)], МПа	от 0 до 2,5
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений ИК избыточного давления (от диапазона измерений), %	±2,0

Примечание:

[1)] Диапазон измерений определяется метрологическими и техническими характеристиками измерительных компонент, входящих в состав ИК, но не выходит за пределы указанного диапазона измерений.

Значения количества теплоты (тепловой энергии) и давления могут также представляться в единицах: Гкал и $кгс/см^2$

Обозначения в таблице:

t, Δt и $\Delta t_н$ – значения температуры, разности температур в подающем и обратном трубопроводе и наименьшее значение разности температур, °С.

G и G_{max} – значение измеряемого расхода и его наибольшее значение, $м^3/ч$.

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия применения:	
– температура окружающей среды в месте размещения измерительных и связующих компонент, °С	от +10 до +40
– температура окружающей среды в месте размещения вычислительных компонент, °С	от +15 до +30
– относительная влажность воздуха, %, не более	80
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания (при питании от сети): – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	 от 187 до 242 50±1
Средний срок службы, лет	12

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система информационно-измерительная «Энерготроника»	-	1 шт. [1)]
Формуляр	67681311.421449.001 ФО	1экз.
Руководство по эксплуатации	67681311.421449.001 РЭ	1экз.
Руководство по инсталляции	-	1экз.
Методика поверки	МП-306-RA.RU.310556-2020	1экз.
Примечание: [1)] состав определяется заказом		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации 67681311.421449.001 РЭ раздел 7 «Использование».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системам информационно-измерительным «Энерготроника»

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

67681311.421449.001 ТУ Системы информационно-измерительные «Энерготроника». Технические условия.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81944-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Микротвердомер ZHV1-M

Назначение средства измерений

Микротвердомер ZHV1-M (далее - микротвердомер) предназначен для измерений твердости металлов и сплавов по шкалам Виккерса в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6507-1-2007.

Описание средства измерений

Принцип действия микротвердомера основан на статическом вдавливании наконечника - алмазной пирамиды Виккерса, с последующим измерением длин диагоналей восстановленного отпечатка. На основе средней длины диагоналей отпечатка вычисляется твёрдость по Виккерсу.

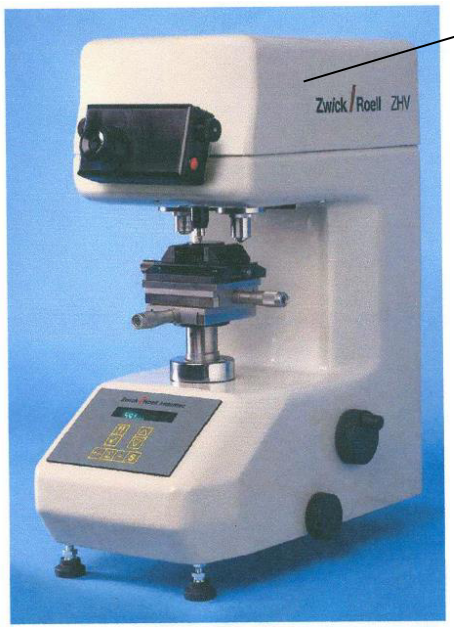
Конструктивно микротвердомер состоит из устройства приложения нагрузки и измерительного устройства.

Микротвердомер поставляется с рабочим столиком для размещения образцов и револьверной головкой, которая обеспечивает установку в рабочее положение объективов и наконечника.

Микротвердомер укомплектован дисплеем, восьмикнопочной клавиатурой, одним алмазным наконечником (индентором) Виккерса и двумя объективами, обеспечивающими увеличение 100х и 40х. Освещение осуществляется лампой, которая расположена внутри микротвердомера.

Микротвердомер выполняет одиночные измерения. Позиционирование осуществляется вручную.

Общий вид микротвердомера и обозначение места нанесения знака утверждения типа представлен на рисунке 1.



Место нанесения знака утверждения типа

Рисунок 1 - Общий вид микротвердомера и обозначение места нанесения знака утверждения типа

Пломбирование микротвердомера не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на микротвердомер не предусмотрено.

Программное обеспечение

Микротвердомер имеет встроенное программное обеспечение (далее - ПО), которое используется для управления работой микротвердомера, а также для визуального отображения, хранения и статистической обработки результатов измерений.

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

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики микротвердомера по испытательным нагрузкам приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Метрологические характеристики микротвердомера по испытательным нагрузкам

Испытательные нагрузки, Н (кгс)	Пределы допускаемого отклонения испытательных нагрузок, %
0,490 (0,050); 0,981 (0,100)	±1,5
1,961 (0,200); 2,942 (0,300); 4,903 (0,500); 9,807 (1,000)	±1,0

Метрологические характеристики микротвердомера по шкалам Виккерса приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Метрологические характеристики микротвердомера по шкалам Виккерса

Обозначение шкал Виккерса	Диапазоны измерений твёрдости, HV					
	от 75 до 125 включ.	св. 150 до 250 включ.	св. 250 до 350 включ.	св. 375 до 525 включ.	св.575 до 725 включ.	св.750 до 850 включ.
	Пределы допускаемой абсолютной погрешности микротвердомера, HV, (±)					
HV0,05	8	16	20	48	58	64
HV0,1	6	12	18	40	50	52
HV0,2; HV0,3; HV0,5; HV1	4	8	12	36	46	48

Технические характеристики микротвердомера приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Технические характеристики микротвердомера

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	230
- частота переменного тока, Гц	50/60
Габаритные размеры, мм, не более	
- длина	450
- ширина	230
- высота	580
Рабочие условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от +10 до +35
- относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	80
Масса, кг, не более	30

Знак утверждения типа
наносится на корпус микротвердомера в виде наклеиваемой плёнки.

Комплектность средства измерений
Комплектность микротвердомера приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Микротвердомер	ZHV1-M	1 шт.
Наконечник с алмазной пирамидой Виккерса	–	1 шт.
Рабочий столик	–	1 шт.
Коробка с принадлежностями	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	МП 01-4302-2-2020	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе «Измерение отпечатка» инструкции по эксплуатации микротвердомера.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к микротвердомеру ZHV1-M
ГОСТ Р ИСО 6507-1-2007 Металлы и сплавы. Измерение твердости по Виккерсу. Часть 1 Метод измерения
ГОСТ 8.063-2012 Государственная поверочная схема для средств измерений твёрдости металлов и сплавов по шкалам Виккерса

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81945-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы содержания нефти и нефтепродуктов в воде ТЕХНОТОС

Назначение средства измерений

Анализаторы содержания нефти и нефтепродуктов в воде ТЕХНОТОС (далее – анализаторы) предназначены для измерения массовой концентрации нефти и нефтепродуктов в природной воде, морской воде, оборотной воде, паровом конденсате, сточных водах и попутно-добываемой и пластовой воде нефтедобычи.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов основан на измерении интенсивности флуоресценции анализируемой пробы при возбуждении лазерным источником, которая пропорциональна содержанию в ней ароматических углеводородов.

Анализаторы представляют собой стационарные приборы непрерывного действия, состоят из: проточной ячейки (для модификаций ТЕХНОТОС-С и ТЕХНОТОС-СВ), зонда (для модификаций ТЕХНОТОС-В и ТЕХНОТОС-ВВ), измерительного блока, включающего источник излучения (лазер с варьируемой длиной волны излучения от 250 до 410 нм) и систему регистрации (фотоприемника и спектрометра) с варьируемой длиной волны от 340 до 850 нм, блока обработки измерительной информации и управления с процессором и дисплеем, интегрированных в один корпус, в общепромышленном или взрывозащищённом исполнении.

Излучение от лазерного источника возбуждает флуоресценцию ароматических углеводородов, из состава нефтепродуктов в анализируемой среде, непрерывно протекающей через ячейку (для модификаций ТЕХНОТОС-С и ТЕХНОТОС-СВ), либо по технологическому трубопроводу с установленным зондом (для модификаций ТЕХНОТОС-В и ТЕХНОТОС-ВВ). Отклик от возбужденного излучения, полученный в системе регистрации, обрабатывается процессором анализатора и выводится на его дисплей.

Содержание нефти и нефтепродуктов также рассчитывается с помощью программного обеспечения в блоке обработки и управления по градуировочным графикам, заложенным в память или построенным с использованием градуировочных смесей, приготовленных на основе стандартных образцов раствора нефти и нефтепродуктов в водорастворимой матрице либо по рабочим растворам.

Анализаторы выпускаются в четырех модификациях, различающихся исполнением корпуса, способом установки и техническими характеристиками. Анализаторы модификаций модификаций ТЕХНОТОС-В и ТЕХНОТОС-ВВ устанавливаются непосредственно на трубопровод, анализаторы ТЕХНОТОС-С и ТЕХНОТОС-СВ – на байпасной линии.

Анализаторы модификаций ТЕХНОТОС-ВВ и ТЕХНОТОС-СВ выпускаются во взрывозащищенном исполнении.

Система регистрации анализатора выдерживает кратковременное понижение температуры до минус 20 °С. При возвращении температуры эксплуатации анализаторы полностью восстанавливают метрологические и технические характеристики.

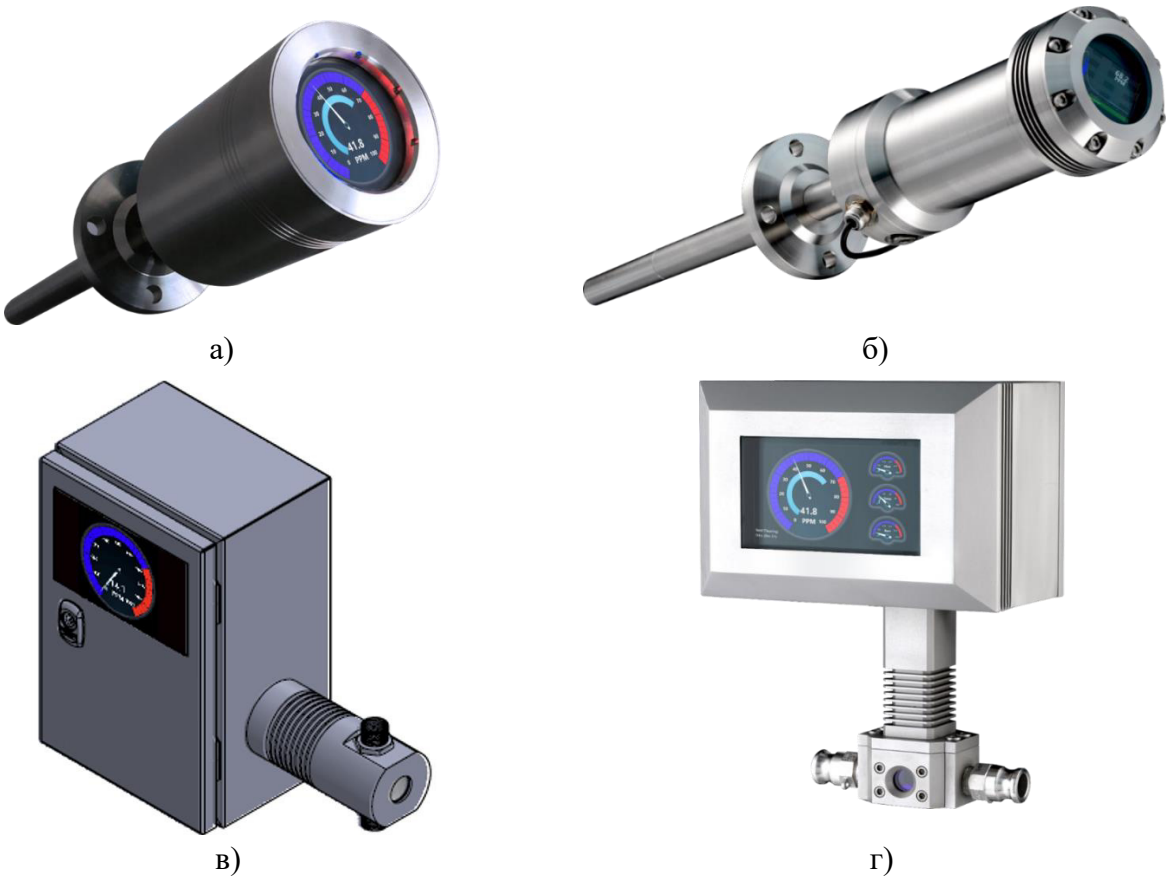
В состав анализаторов входят системы внутреннего охлаждения и ультразвуковой очистки окна фотоприемника. Анализаторы могут дополнительно оснащаться обогреваемым чехлом.

Для передачи измерительной информации в автоматические системы управления, на персональный компьютер и другие периферийные устройства в анализаторах реализованы следующие выходы: 4-20 мА, Ethernet, USB и два программируемых реле сигнализации.

Опционально возможна передача данных по протоколу MODBUS через TCP/IP и по HART- протоколу.

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке. Пломбировка анализаторов не предусмотрена.

Общий вид анализаторов представлен на рисунке 1 (а – г).



а) б) в) г)

Рисунок 1 – Общий вид анализаторов содержания нефтепродуктов в воде модификаций ТЕХНОТОС-В (а), ТЕХНОТОС-ВВ (б), ТЕХНОТОС-С (в), ТЕХНОТОС-СВ (г)

Программное обеспечение

Анализаторы оснащены встроенным программным обеспечением (далее – ПО), установленным при производстве и защищенным от изменения, предустановленным в процессе производства. Метрологически значимая часть ПО предназначена для управления, настройки, градуировки анализатора, идентификации типа нефти/нефтепродукта методом спектральной сверки, визуализации и архивирования режимов и результатов измерений. Конструкция анализаторов исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТЕХНОТОС
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.2.1.00000
Цифровой идентификатор ПО	-

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массовой концентрации нефти и нефтепродуктов в воде, мг/дм^3	от 0,1 до 10 000
Диапазон показаний массовой концентрации нефти и нефтепродуктов в воде, мг/дм^3	от 0 до 20 000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массовой концентрации нефти и нефтепродуктов в воде, %, в поддиапазонах измерений, мг/дм^3 от 0,1 до 1 включ. св. 1 до 100 включ. св. 100 до 10000 включ.	 ± 10 ± 5 ± 3

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации			
	ТЕХНОТОС-ВВ	ТЕХНОТОС-СВ	ТЕХНОТОС-В	ТЕХНОТОС-С
Напряжение питания постоянного тока, В	24			
Потребляемая мощность, В·А, не более - номинальная - в режиме максимального потребления	 20 144			
Масса, кг, не более	25	25	10	15
Габаритные размеры анализаторов, мм, не более: - высота - ширина - глубина	 - 	 381 268 183	 - 	 300 350 152
Габаритные размеры анализаторов, мм, не более: - длина зонда - диаметр корпуса	 5000 150	 -	 5000 150	 -
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - температура анализируемой пробы, °С	 от -20 до +60 от 0 до +200			
Маркировка взрывозащиты	1 Ex d [op is T6 Gb] IIB T3 Gb X		-	-
Средний срок службы, лет, не менее	15			

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом и на маркировочную табличку, размещаемую на боковой поверхности анализатора.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1 Анализатор содержания нефти и нефтепродуктов в воде	ТЕХНОТОС-ВВ, ТЕХНОТОС-СВ, ТЕХНОТОС-В, ТЕХНОТОС-С	1 шт.
2 Набор принадлежностей	-	1 шт.
3 Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
4 Методика поверки	МП 120-241-2020	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 4.0 руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам содержания нефти и нефтепродуктов в воде ТЕХНОТОС
Техническая документация фирмы «Inov8 SystemsLtd.», Великобритания

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81946-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Машины испытательные универсальные МТ (М)

Назначение средства измерений

Машины испытательные универсальные МТ (М) (далее – машины) предназначены для измерений силы при испытаниях образцов материалов на растяжение, сжатие, изгиб.

Описание средства измерений

Принцип действия машин основан на преобразовании нагрузки, приложенной к испытываемому образцу, в аналоговый электрический сигнал, изменяющийся пропорционально этой нагрузке.

Конструктивно машины состоят из основания, корпуса, привода, силоизмерительных тензорезисторных датчиков (далее - датчики), захватов (приспособлений) для крепления испытываемого образца, электрооборудования и пульта управления и/или персонального компьютера (ПК).

Корпус представляет собой жесткую несущую раму с одной или двумя стойками, предназначенную для крепления всех элементов машины. Корпус выпускается в трех вариантах: из черного чугуна, литой из алюминиевого сплава и сварной из профильного стального проката.

Привод предназначен для перемещения активного захвата и состоит из шагового или асинхронного двигателя, трансмиссии, блока питания и управления. Вращение от двигателя через редуктор передаётся на шариковинтовую пару (ШВП) или на пару прецизионных ходовых винтов, которые преобразуют вращательное движение в поступательное перемещение активного верхнего захвата.

Машины изготавливаются в двух конструктивных исполнениях – одностоечные и двухстоечные, каждая из которых изготавливается в нескольких модификациях (таблицы 2.1 – 2.2). Машины могут иметь одну или две зоны испытания, комплектоваться двумя сменными датчиками для измерения усилия. Машины могут быть дополнительно укомплектованы высокотемпературными печами, климатическими камерами, различными датчиками продольной и поперечной деформации, лазерными, оптическими и контактными экстензометрами, сжимающими плитами и иными приспособлениями, отвечающими текущей испытательной задаче.

Машины содержат два основных измерительных канала: канал измерения нагрузки, включающий в себя силоизмерительный тензометрический датчик (один или два), и канал измерения перемещения подвижной траверсы, включающий в себя оптоэлектронный преобразователь угловых перемещений (датчик перемещения). Машины могут быть оснащены дополнительным силоизмерительным датчиком, датчиками температуры и деформации, отвечающими текущей испытательной задаче. Электрические сигналы от датчиков подаются на блок аналогово-цифрового преобразователя, где аналоговый сигнал преобразовывается в цифровой код, который передается на контроллер, размещенный в корпусе машины. Далее, измерительная информация выводится на пульт управления или передается на ПК. Пульт управления может быть расположен на корпусе основания машины или в отдельном корпусе. На передней панели пульта управления расположены графический дисплей и клавиатура для ввода исходных данных и режимов испытания.

Управление работой машин осуществляется программой «Метротекс». Программа обеспечивает ввод всех параметров испытания единичного образца или серии образцов с клавиатуры в диалоговом режиме; испытание образца по заданному алгоритму; полную автоматизацию процесса испытания, включая быстрый автоматический или по команде оператора возврат траверсы в исходное положение после разрушения образца; математическую обработку результатов испытания; выдачу информации о результатах испытаний на дисплей пульта управления или монитор ПК; связь с внешними устройствами.

Модификации машин отличаются диапазонами и погрешностью измерений нагрузки, рабочими ходами подвижной траверсы, а также габаритными размерами. Обозначение модификаций имеет вид:

Машина испытательная универсальная МТ (М) XXX-XXX-XX-XX, где
1 2 3 4

1 – модификация машины МТ (М) 110 – одностоечное исполнение, МТ (М) 120 – двухстоечное исполнение;

2 – наибольшая предельная нагрузка измерения в кН (таблицы 2.1 и 2.2);

3 – точность измерения нагрузки, % от измеряемой нагрузки (группа 01 – 1 %, группа 05 - 0,5 %);

4 – комплектность поставки: 01 – ПК; 10 – микропроцессорный прибор.

Также машины могут изготавливаться в исполнении с увеличенным ходом траверсы.

Схема пломбировки СИ от несанкционированного доступа приведена на рисунке 3. На всех модификациях машин пломбируется корпус микропроцессорного прибора. На машинах модификации МТ (М) 110 пломбируется один из винтов на задней панели (с табличкой) на корпусе машины. На машинах модификации МТ (М) 120 пломбируются винты на боковой поверхности панелей на корпусе машины.

Нанесение знака поверки на машины не предусмотрено.

Общий вид машин приведен на рисунках 1 и 2.

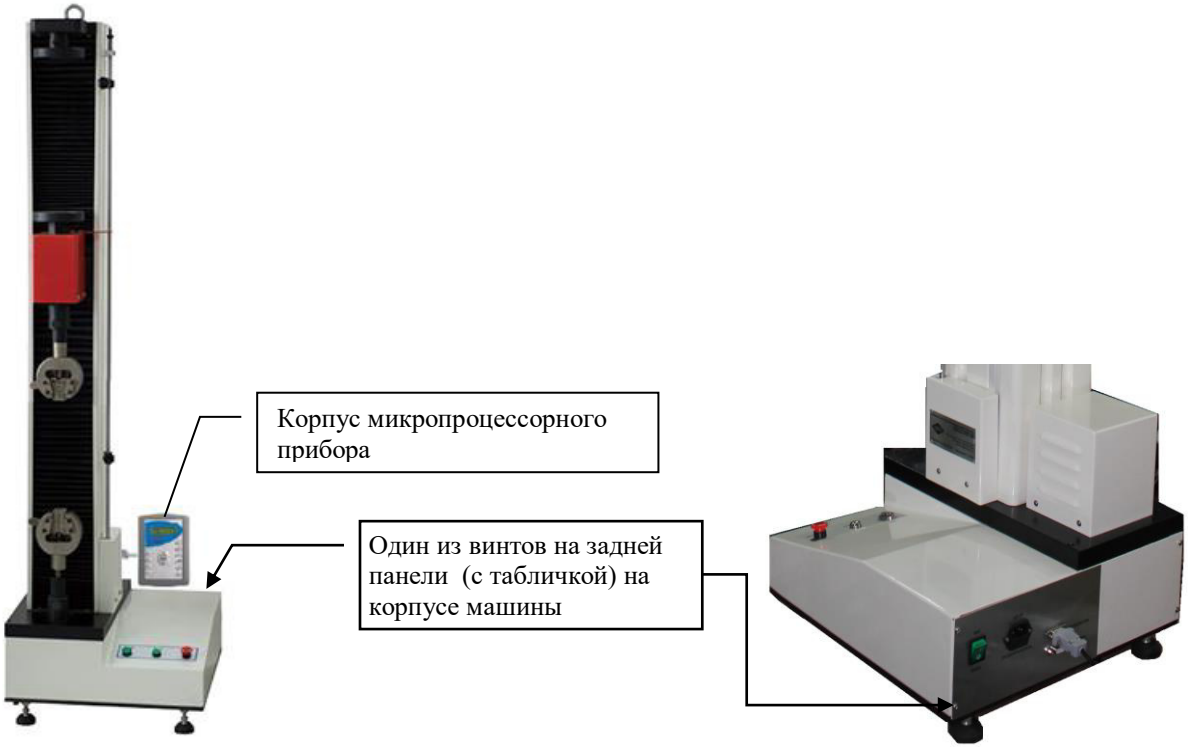


Рисунок 1 – Общий вид машин испытательных универсальных МТ (М) 110



Рисунок 2 – Общий вид машин испытательных универсальных МТ (М) 120

МТ (М) 110



МТ (М) 120

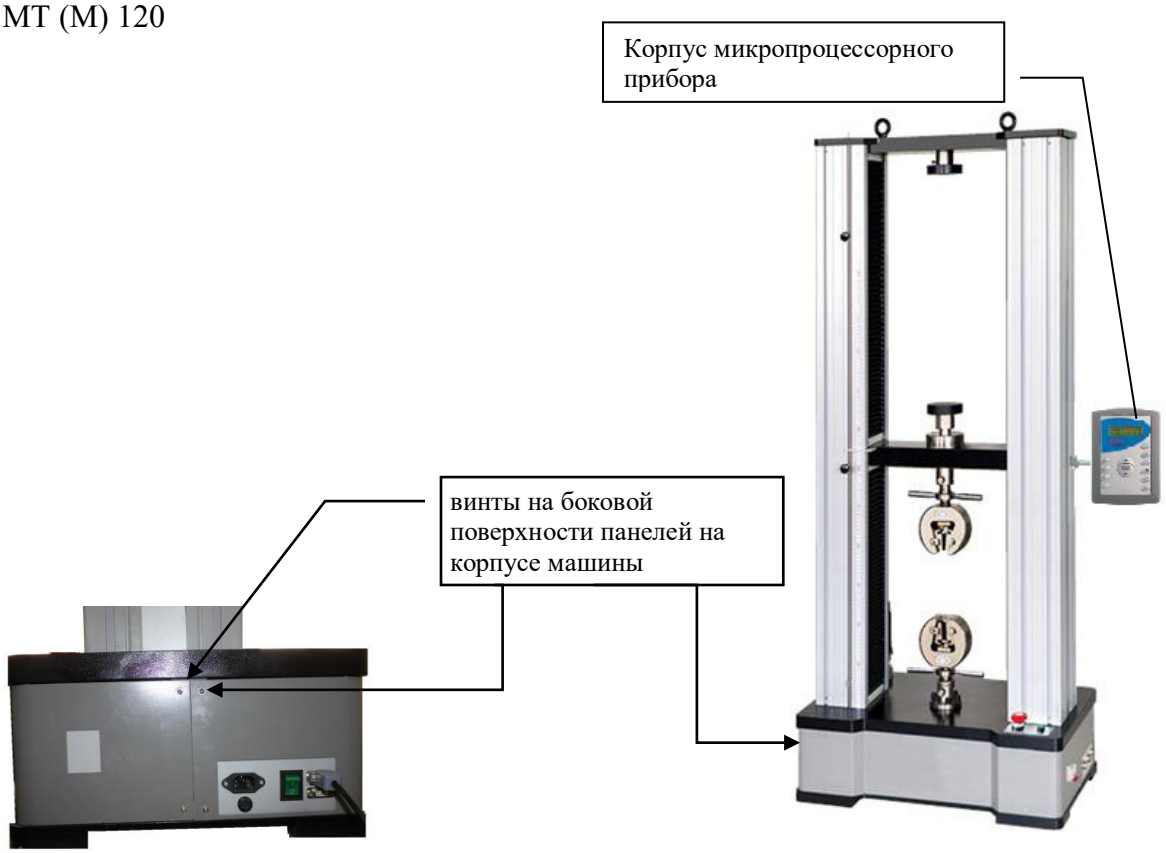


Рисунок 3 – Схемы пломбировки от несанкционированного доступа



Рисунок 4 – Образец маркировочной таблички машины

Программное обеспечение

Машины имеют программное обеспечение, предназначенное для управления, отображения и обработки результатов измерений. ПО устанавливается на внешний ПК (ПО «Метротекс») и на встроенную панель управления (Встроенное ПО).

Метрологически значимые и незначимые части не разделены.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	ПО «Метротекс»	Встроенное ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0	не ниже 2.01
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Уровень защиты программного обеспечения «Метротекс» – «низкий», встроенного ПО - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077 – 2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2.1 – Метрологические характеристики модификаций машин МТ (М) 110 в одностоечном исполнении

Наименование характеристики	Значение для модификаций					
	МТ (М) 110-0,3	МТ (М) 110-0,5	МТ (М) 110-1	МТ (М) 110-2	МТ (М) 110-3	МТ (М) 110-5
Наибольшая предельная нагрузка, кН	0,3	0,5	1	2	3	5
Наименьшая предельная нагрузка, кН	0,003	0,005	0,01	0,02	0,03	0,05
Высота рабочего пространства, без приспособлений и датчика силы, мм, не менее	600 (1000*)					
* - для исполнения с увеличенным ходом траверсы						

Таблица 2.2 – Метрологические характеристики модификаций машин МТ (М) 120 в двухстоечном исполнении

Наименование характеристики	Значение для модификаций						
	МТ (М) 120-5	МТ (М) 120-10	МТ (М) 120-20	МТ (М) 120-30	МТ (М) 120-50	МТ (М) 120-100	МТ (М) 120-150
Наибольшая предельная нагрузка, кН	5	10	20	30	50	100	150
Наименьшая предельная нагрузка, кН	0,05	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5
Высота рабочего пространства, без приспособлений и датчика силы, не менее, мм	1000						

Таблица 2.3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	группа 05	группа 01
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы при прямом ходе, %	±0,5	±1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений перемещения подвижной траверсы, мм, не более:		
в диапазоне измерений: от 0,1 до 20 мм включ. св. 20 до 1000 мм	 ±0,1 ±0,2	 -
от 0,1 до 1000 мм	-	±0,4

Таблица 3.1 – Основные технические характеристики модификаций машин МТ (М) 110 в одностоечном исполнении

Наименование характеристики	Значение для модификаций					
	МТ (М) 110-0,3	МТ (М) 110-0,5	МТ (М) 110-1	МТ (М) 110-2	МТ (М) 110-3	МТ (М) 110-5
Диапазон регулирования скорости перемещения активного захвата, мм/мин	от 0,01 до 500 (1500*)					
Габаритные размеры, мм, не более: - длина - ширина - высота	 500 400 1350 (1800**)					
Масса, кг, не более	80 (120**)					
Электрическое питание от сети переменного тока: напряжение, В частота, Гц	 от 187 до 242 от 49 до 51					
Потребляемая мощность, кВт	0,5		0,7			
*в зависимости от используемого сервопривода **для модификаций с увеличенным ходом траверсы						

Таблица 3.2 – Основные технические характеристики модификаций машин МТ (М) 120 в двухстоечном исполнении

Наименование характеристик	Модификация						
	МТ (М) 120-5	МТ (М) 120-10	МТ (М) 120-20	МТ (М) 120-30	МТ (М) 120-50	МТ (М) 120-100	МТ (М) 120-150
Диапазон регулирования скорости перемещения активного захвата, мм/мин	от 0,01 до 500 (1500*)					от 0,01 до 400 (700*)	
Габаритные размеры: длина, мм, не более	740	740	740	850	850	1000	1050
ширина, мм, не более	425	425	425	480	480	550	700
высота, мм, не более	1750	1750	1750	1900	1900	2100	2400
Масса, кг, не более	230	230	230	460	460	800	1000
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 187 до 242 от 49 до 51					от 187 до 242 (от 323 до 418)* от 49 до 51	
Потребляемая мощность, кВт	1		1,5		2		3
*в зависимости от используемого сервопривода **в зависимости от высоты машины							

Таблица 3.3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, ºС - относительная влажность (без конденсации), %, не более	от +10 до +30 80
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	2000
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится фотохимическим способом на маркировочную табличку согласно рисунку 4, закрепленную на корпусе машины, и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Машина испытательная универсальная МТ (М)	МТ (М) ХХХ-ХХХ-ХХ-ХХ	1 шт.
Датчик силы	-	1 (по заказу)
Захваты	-	1 комплект
ПО для управления работой машины	-	1
Персональный компьютер с ПО для управления работой машины	-	по заказу*
Проводной пульт управления	-	по заказу
Дополнительные захваты, сжимающие плиты, испытательные приспособления	-	по заказу

Наименование	Обозначение	Количество
Датчики деформации (экстензометры)	-	по заказу
Руководство по эксплуатации	26.51.62-118-42294599-18 РЭ	1 экз.
Методика поверки	РТ-МП-6314-445-2020	1 экз.
* - при поставке машины с программным обеспечением «Метротекс» и встроенного ПО версий до 3.0 машина обязательно комплектуется персональным компьютером		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 5 «Порядок работы» руководства по эксплуатации 26.51.62-118-42294599-18 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к машинам испытательным универсальным МТ (М)

Приказ Росстандарта от 22.10.2019 № 2498 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы

ТУ 26.51.62-118-42294599-2018 Машины испытательные универсальные МТ (М). Технические условия

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81947-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ (далее по тексту – трансформаторы) предназначены для передачи сигналов измерительной информации средствам измерений, устройствам защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов заключается в преобразовании напряжения промышленной частоты в напряжение для измерений, а также для обеспечения гальванического разделения измерительных приборов от цепи высокого напряжения.

Трансформаторы изготовлены в двух модификациях НКФ-110-83 У1 и НКФ-220-58 У1.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся:

- трансформаторы напряжения НКФ-110-83 У1 с заводскими номерами: 80, 1546, 1636;

- трансформаторы напряжения НКФ-220-58 У1 с заводскими номерами: 52356, 52646, 52685, 52705, 52743, 52776.

Трансформаторы напряжения НКФ-110-83 У1 состоят из одного блока, – из двух блоков. Каждый блок состоит из активной части (магнитопровода с обмотками), установленной на основании. На активную часть надета фарфоровая покрышка, наполненная трансформаторным маслом и закрытая маслорасширителем. Электрическое соединение блоков между собой осуществляется перемычками, соединяющими вводы на крышке маслорасширителя нижнего блока и на дне верхнего блока.

Заводские номера нанесены на шильдик трансформаторов методом холодной штамповки.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и(или) паспорт в соответствии с действующим законодательством.

Общий вид трансформаторов представлен на рисунках 1 и 2. Пломбирование трансформаторов не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов напряжения НКФ-110-83 У1



Рисунок 2 – Общий вид трансформаторов напряжения НКФ-220-58 У1

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	НКФ-110-83 У1	НКФ-220-58 У1
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1ном}$, кВ	110/√3	220/√3
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2ном}$, В	100/√3	
Номинальная частота, Гц	50	
Класс точности основной вторичной	0,5	
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	400	

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 типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность трансформаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НКФ-110-83 У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	6 шт.
Паспорт	-	9 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Трансформатор напряжения НКФ-110-83 У1. Паспорт. Заводской номер 80;
Трансформатор напряжения НКФ-110-83 У1. Паспорт. Заводской номер 1546;
Трансформатор напряжения НКФ-110-83 У1. Паспорт. Заводской номер 1636;
Трансформатор напряжения НКФ-220-58 У1. Паспорт. Заводской номер 52356;
Трансформатор напряжения НКФ-220-58 У1. Паспорт. Заводской номер 52646;
Трансформатор напряжения НКФ-220-58 У1. Паспорт. Заводской номер 52685;
Трансформатор напряжения НКФ-220-58 У1. Паспорт. Заводской номер 52705;
Трансформатор напряжения НКФ-220-58 У1. Паспорт. Заводской номер 52743;
Трансформатор напряжения НКФ-220-58 У1. Паспорт. Заводской номер 52776

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам напряжения НКФ

ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия
ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81948-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы виброакустические SDT340

Назначение средства измерений

Приборы виброакустические SDT340 предназначены для измерений переменного напряжения, среднеквадратического значения (далее – СКЗ) виброускорения и виброскорости.

Описание средства измерений

Принцип действия прибора виброакустического SDT340 основан на преобразовании аналоговых сигналов, поступающих от первичных преобразователей, и дальнейшей их обработке.

Конструктивно приборы виброакустические состоят из первичного преобразователя (датчика), соединенного гибким кабелем с измерительным блоком, имеющим цифровую индикацию результатов измерений.

Приборы виброакустические могут быть оснащены первичными преобразователями (датчиками), изготавливаемыми компанией SDT International n.v. s.a., такими как: FU.FLX., FU.SEN.AIR., FU.PAR2., FU.SEN.RS2N., FU.SEN.RS2T., FU.SEN.LUBE., FU.SEN.ACC.

Нанесение знака поверки на прибор виброакустический SDT340 не предусмотрено.

Общий вид приборов виброакустических SDT340 приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид средства измерений

Пломбирование приборов виброакустических SDT340 не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) предназначено для управления работой прибора виброакустического SDT340, обработки и сохранения результатов измерений.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SDT340
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.518.0
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений: - переменного напряжения, мкВ (дБ (1 мкВ)) - СКЗ виброускорения, м/с^2 - СКЗ виброскорости, мм/с	 от 1 до 100 000 (от 0 до 100) от 0,1 до 150 от 0,1 до 2300
Диапазон рабочих частот, Гц: - при измерении переменного напряжения - при измерении СКЗ виброускорения - при измерении СКЗ виброскорости	 от 36100 до 40700 от 5 до 10000 от 5 до 1000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности, % - при измерении переменного напряжения - при измерении СКЗ виброускорения - при измерении СКЗ виброскорости	 ±10,0
Неравномерность частотной характеристики в диапазоне рабочих частот, % - при измерении СКЗ виброускорения - при измерении СКЗ виброскорости	 ±10,0
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды в пределах рабочих диапазонов температур, в долях основной погрешности	0,5
Нормальные условия применения: - температура окружающей среды, ° - относительная влажность воздуха, %	 от +15 до +25 от 40 до 80

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Быстросъёмный аккумулятор NiMH, номинальным напряжением, В	4,8
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, ºС - относительная влажность воздуха при температуре воздуха 30 ºС, %	 от -15 до +60 от 30 до 80
Масса, кг, не более	0,720
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более:	221×93,5×44

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Прибор виброакустический	SDT340	1 шт.
Первичные преобразователи (датчики)	FU.FLX.	по заказу
	FU.SEN.AIR.	по заказу
	FU.PAR2.	по заказу
	FU.SEN.RS2N.	по заказу
	FU.SEN.RS2T.	по заказу
	FU.SEN.LUBE.	по заказу
	FU.SEN.ACC.	по заказу
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 5 «Принцип работы» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к приборам виброакустическим SDT340

Приказ Росстандарта от 27.12.2018 № 2772 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения

Приказ Росстандарта от 29.05.2018 № 1053 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^{9}$ Гц

Техническая документация изготовителя SDT International n.v./s.a.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81949-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Филиала ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – измерительно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325H-E2-M4-B12, устройство синхронизации частоты и времени Метроном 600 (УСВ) каналообразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) ProLiant DL360e Gen8, локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «Альфа ЦЕНТР», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы 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, реактивной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Цифровой сигнал с количеством импульсов с выходов счетчиков посредством линий связи поступает на входы УСПД, где осуществляется сбор, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, преобразование единиц измерения количества потребленной электроэнергии в кВт·ч, хранение результатов измерений и далее данные передаются на СБД (сервер базы данных) АИИС КУЭ.

СБД АИИС КУЭ с периодичностью один раз в 30 минут опрашивает УСПД и считывает с него тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных сервера. С помощью программного обеспечения «АльфаЦентр» формируются макеты в формате xml (80020, 51070), АСКП и xls, которые по электронной почте отправляются всем заинтересованным субъектам оптового рынка. В АТС отправляется макет 80020 с электронной цифровой подписью.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ и ИВК). В состав СОЕВ входит Устройство синхронизации частоты и времени типа Метроном 600, синхронизирующее собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

УСПД АИИС КУЭ производит сравнение собственной шкалы времени со шкалой времени Метроном 600 по протоколу SNTP 1 раз в 30 минут. Корректировка осуществляется при расхождении на величину более чем ±2 с.

Сравнение шкалы времени сервера со шкалой времени УСПД происходит при каждом опросе УСПД, но не реже 1 раза в 30 минут, корректировка осуществляется при расхождении шкалы времени сервера со шкалой времени УСПД на величину более чем ±2 с.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД происходит при каждом запросе профиля нагрузки от счетчика, т.е. каждые 30 минут, корректировка осуществляется при расхождении шкалы времени счетчика со шкалой времени УСПД на величину более чем ±2 с.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Альфа ЦЕНТР» Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	Не ниже 12.01
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ГГ-1	ТПШФ-20 3000/5, КТ 0,5 Рег. № 519-50	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	Метроном 600, рег. № 56465-14 / RTU-325H-E2-M4-B12, рег. № 44626-10	ProLiant DL360e Gen8
2	ГГ-2	ТВ-ЭК 20М2 5000/5, КТ 0,2S Рег. № 74600-19	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
3	ГГ-3	ТПШФ-20 3000/5, КТ 0,5 Рег. № 519-50	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
4	ГГ-4	ТПШФ-20 3000/5, КТ 0,5 Рег. № 519-50	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
5	ГГ-5	ТШВ 15 5000/5, КТ 0,2 Рег. № 5719-15	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
6	ГГ-6	ТШВ 15 5000/5, КТ 0,2 Рег. № 5719-15	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
7	ГГ-7	ТШВ 15 5000/5, КТ 0,2 Рег. № 5719-15	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
8	ГГ-8	ТШВ 15 5000/5, КТ 0,2 Рег. № 5719-15	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Левобережная I цепь (ВЛ ГЭС - Левобережная-1)	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 37750-08	SVS 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 28655-05	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	Метроном 600, рег. № 56465-14 / RTU-325H-E2-M4-B12, рег. № 44626-10	ProLiant DL360e Gen8
10	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-ГПП2 ЗМЗ (ВЛ ГЭС-ЗМЗ)	ТВ-ЭК 110М1 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 39966-10	SVS 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 28655-05	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
11	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Малаховская II цепь с отпайками (ВЛ Малаховская-2)	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 37750-08	SVS 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 28655-05	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
12	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Малаховская I цепь с отпайкой на ПС Пестовская (ВЛ Малаховская-1)	ТВ-ЭК 110М1 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 39966-10	SVS 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 28655-05	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
13	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Накат с отпайками (ВЛ ГЭС-ЦБК)	ТВ-ЭК 110М1 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 39966-10	SVS 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 28655-05	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Новосормовская с отпайками (ВЛ 132)	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 37750-08	SVS 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 28655-05	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	Метроном 600, рег. № 56465-14 / RTU-325H-E2-M4-B12, рег. № 44626-10	ProLiant DL360e Gen8
15	КВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС–Луч с отпайкой на ПС Чернораменская (КВЛ 194)	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 37750-08	SVS 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 28655-05	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
16	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Дзержинская с отпайкой на ПС Автотрек (ВЛ 122)	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 37750-08	SVS 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 28655-05	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
17	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Западная с отпайкой на ПС Бурцевская (ВЛ 129)	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 37750-08	SVS 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 28655-05	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
18	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС–Пучеж с отпайкой на ПС Губцевская (ВЛ ГЭС – Пучеж)	ТВ-ЭК 110М1 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 39966-10	SVS 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 28655-05	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
19	Нижегородская ГЭС, КРУ-6 кВ, 1 секция, Яч.16, ф.625	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	3НОЛП-6 У2 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-07	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	Метроном 600, рег. № 56465-14 / RTU-325H-E2-M4-B12, рег. № 44626-10	ProLiant DL360e Gen8
20	Нижегородская ГЭС, КРУ-6 кВ, 2 секция, Яч.17, ф.625	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	3НОЛП-6 У2 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-07	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
21	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС– Левобережная II цепь (ВЛ ГЭС - Левобережная-2)	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 37750-08	SVS 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 28655-05	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
22	ОВ 110	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 37750-08	SVS 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 28655-05	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
23	ВЛ 220 кВ Нижегородская ГЭС - Вязники (ВЛ 220 кВ ГЭС - Вязники)	ТГФ220-II* 1200/1, КТ 0,2S Рег. № 20645-07	TVG 245 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 38886-08	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
24	ВЛ 220 кВ Нижегородская ГЭС – Семеновская	ТГФ220-II* 1200/1, КТ 0,2S Рег. № 20645-07	TVG 245 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 38886-08	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		

Продолжение таблицы 2

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности ±δ, %	Границы погрешности в рабочих условиях ±δ, %
1, 3, 4	Активная Реактивная	1,0 1,6	2,8 4,4
2, 9-18, 21-24	Активная Реактивная	0,5 0,9	1,0 1,7
5-8	Активная Реактивная	0,5 0,9	1,4 2,2
19, 20	Активная Реактивная	1,2 1,8	1,7 2,7
Пределы абсолютной погрешности синхронизации компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC (SU), (±) с			5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая) 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P = 0,95. 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для cos φ=0,8, токе ТТ, равном 100 % от Iном для нормальных условий и для рабочих условий при cos φ=0,8, токе ТТ, равном 2 % от Iном при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35°С			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	24
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для счетчиков, °С - частота, Гц	 от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 50

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности cosφ (sinφ) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для сервера, °С - температура окружающей среды для УСПД, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более - частота, Гц	 от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 $_{инд.}$ до 1 $_{емк}$ от -25 до +40 от +5 до + 35 от +10 до + 30 от +15 до + 25 от 80,0 до 106,7 98 от 49,6 до 50,4
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ЕвроАльфа Устройство синхронизации частоты и времени: Метроном 600 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 50000 100000 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: ЕвроАльфа - каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 минут составляет, сут, не менее УСПД: RTU-325H - архива коммерческого интервала (по умолчанию) за сутки, дни, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	 60 45 3,5

Защищенность применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчика;
  - УСПД.
- защита на программном уровне:
  - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на ИВК.

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

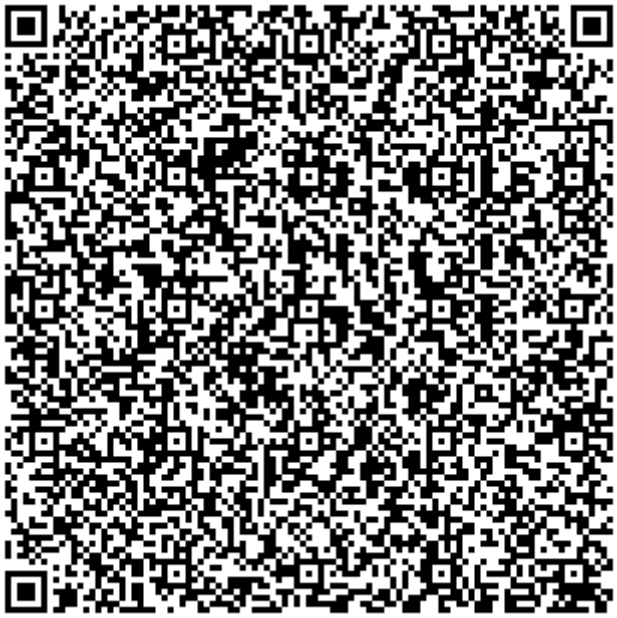
Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	VIS WI	24
	ТВ-ЭК 110М1	12
	ТВ-ЭК 20М2	3
	ТГФ220-II*	6
	ТОЛ-СЭЩ-10	6
	ТПШФ-20	9
	ТШВ 15	12
Трансформатор напряжения	3НОЛП-6 У2	9
	GSZ 20	24
	SVS 123	12
	TVG 245	12
Счетчик электрической энергии	EA02RAL-P3B-4	24
Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	RTU-325H-E2-M4-B12	1
Устройство синхронизации частоты и времени	Метроном 600	1
Сервер	ProLiant DL360e Gen8	1
Автоматизированное рабочее место		
Документация		
Методика поверки	МП 26.51.43/32/21	1
Формуляр	ФО 26.51.43/32/21	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Филиала ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС». МВИ 26.51.43/32/21, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81950-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики угла поворота Л178/2, Л178/3

Назначение средства измерений

Датчики угла поворота Л178/2, Л178/3 (далее – датчики) предназначены для преобразования угла поворота оси в дискретные электрические сигналы.

Описание средства измерений

Конструкция датчиков выполнена в герметичном литом корпусе, устанавливаемом на буксы колесных пар локомотива.

Принцип действия датчиков основан на прерывании светового потока 42-зубым модулятором, соединенным с колесной парой.

Датчики имеют две модификации отличающиеся формой корпуса.

Фотографии общего вида приведены на рисунках 1 и 2.

Пломбировка датчиков осуществляется обжатием свинцовых пломб на болтах крепления верхней крышки.

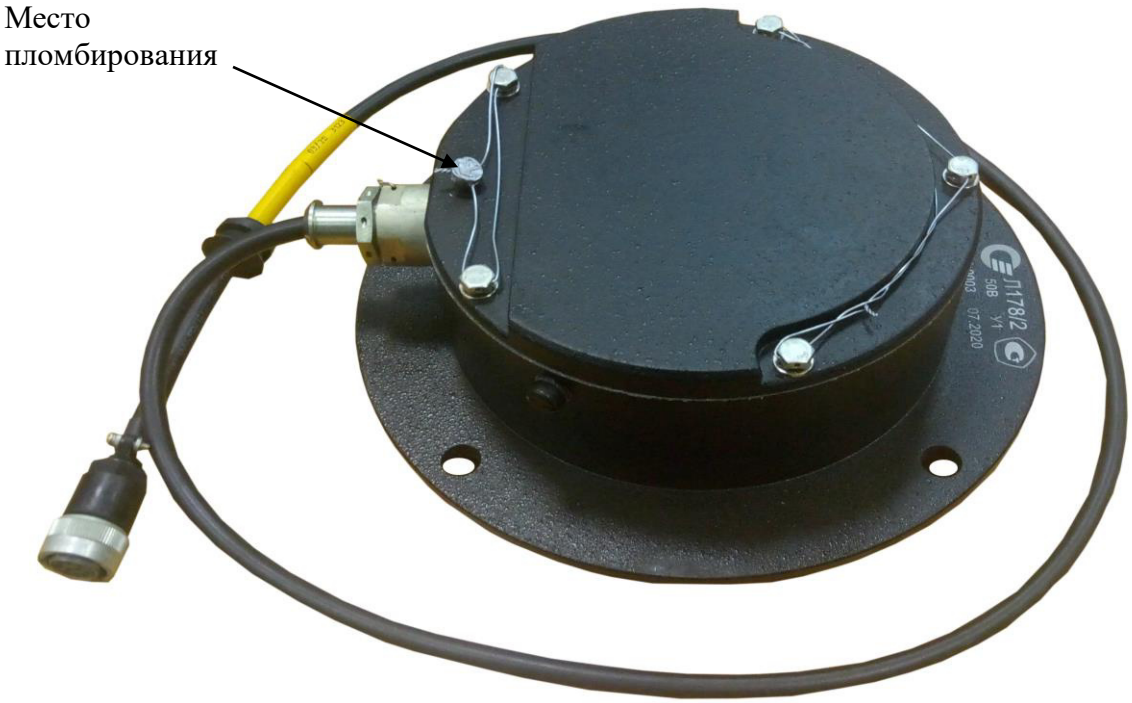


Рисунок 1 – Общий вид Л178/2

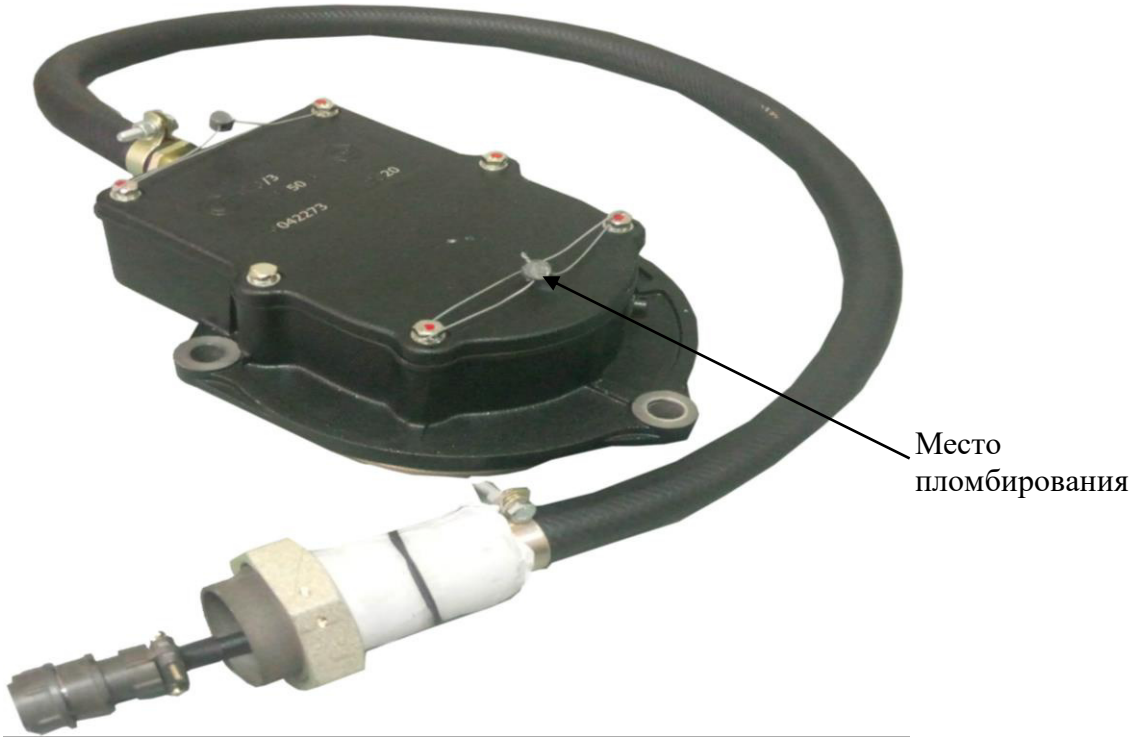


Рисунок 2 – Общий вид Л178/3

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики представлены в таблицах 1 и 2 соответственно.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Угол поворота вала, соответствующий N-периодам выходного сигнала, º	8,57·N*
Пределы допускаемой абсолютной погрешности угла поворота вала, соответствующего N-периодам выходного сигнала, º	±1,3
Угол поворота вала, соответствующий импульсу (паузе) выходного сигнала датчика, º	4,28
Пределы допускаемой абсолютной погрешности угла поворота вала, соответствующего импульсу (паузе) выходного сигнала, º	±0,9
Угол поворота вала датчика, соответствующий интервалу между фронтами импульсов разных каналов, º	2,14
Пределы допускаемой абсолютной погрешности угла поворота вала, соответствующего интервалу между фронтами импульсов разных каналов, º	±0,9
Примечание. * N – число от 0 до 42.	

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество выходных каналов, шт.	2
Максимальная угловая скорость вращения вала, об/мин	2122
Направление вращения вала	не регламентировано
Выходной ток датчика на нагрузку по каждому каналу, мА, не более	90
Напряжение, прикладываемое к выходным цепям, В, не более	75
Длительность переднего и заднего фронтов, мкс, не более: – для Л178/2 – для Л178/3	 10 20
Сопротивление открытого ключа, Ом, не более	150
Сопротивление закрытого ключа, кОм, не менее	50
Напряжение питания постоянного тока, В	от 10 до 75
Мощность, потребляемая датчиком при максимальном напряжении питания, В·А, не более	5
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность воздуха (при температуре +25 °С), % – атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	 от –60 до +70 до 98 от 84 до 106,7 (от 630 до 800)
Габаритные размеры без учета жгута кабельного, мм, не более: – для Л178/2 (диаметр×высота) – для Л178/3 (Д×Ш×В)	 260×89,5 280×208×113
Длина присоединительного жгута кабельного, м, не более	3
Масса, кг, не более	5,5
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	250000
Устойчивость к механическим воздействиям	группа М27 по ГОСТ 17516.1

Знак утверждения типа

наносится на корпус датчика при отливке детали корпуса и в верхний правый угол титульных листов эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность датчиков приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	
		Л178/2	Л178/3
Датчик угла поворота Л178/2	ЦАКТ.402131.009	1 шт.	–
Датчик угла поворота Л178/3	ЦАКТ.402131.005-02	–	1 шт.
Комплект монтажных частей	ЦАКТ.467981.030	1 компл.	–
Комплект монтажных частей	МФИЛ.402921.001	–	1 компл.
Комплект инструмента и принадлежностей	ЦАКТ.467964.023	1 компл.	–
Датчик угла поворота Л178/2. Ведомость эксплуатационных документов	ЦАКТ.402131.009 ВЭ	1 экз.	–

Продолжение таблицы 3

Наименование	Обозначение	Количество	
Датчик угла поворота Л178/3. Ведомость эксплуатационных документов	ЦАКТ.402131.005-02 ВЭ	–	1 экз.
Датчик угла поворота Л178/2. Руководство по эксплуатации	ЦАКТ.402131.009 РЭ	1 экз.	–
Датчик угла поворота Л178/3. Руководство по эксплуатации	ЦАКТ.402131.005-02 РЭ	–	1 экз.
Датчик угла поворота Л178/2. Формуляр	ЦАКТ.402131.009 ФО	1 экз.	–
Датчик угла поворота Л178/3. Формуляр	ЦАКТ.402131.005-02 ФО	–	1 экз.
Датчики угла поворота Л178/2, Л178/3. Методика поверки	ЦАКТ.402131.005-02 Д1	1 экз.	1 экз.
Датчик угла поворота Л178/2. Схема электрических соединений	ЦАКТ.402131.009 Э4	1 экз.	–
Датчик угла поворота Л178/3. Схема электрическая принципиальная	ЦАКТ.402131.005 Э3	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в подразделе 1.3 «Устройство и работа» документа ЦАКТ.402131.009 РЭ «Датчик угла поворота Л178/2. Руководство по эксплуатации» и в подразделе 1.3 «Устройство и работа» документа ЦАКТ.402131.005-02 РЭ «Датчик угла поворота Л178/3. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к датчикам угла поворота Л178/2, Л178/3

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 ноября 2018 г. № 2482 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений плоского угла»;

ТУ 32 ЦТ 2089-89 Датчик угла поворота тип Л178/1.2, Л178/2, Л178/3. Технические условия.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81951-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Техноком» 2-ая очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Техноком» 2-ая очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

– выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;

– привязку результатов измерений к шкале времени UTC(SU);

– ведение журналов событий с данными о состоянии объектов измерений и средств измерений;

– периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений и журналов событий;

– хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных в течение 3,5 лет;

– обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;

– разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей;

– подготовка данных в виде электронного документа XML для их передачи по электронной почте внешним организациям;

– предоставление контрольного доступа к результатам измерений, и журналам событий по запросу со стороны внешних систем;

– обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;

– диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

– ведение системы единого времени (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает два уровня:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные 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 каналообразующую аппаратуру, сервер ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Е-ресурс» ES.02».

ИИК ТИ, ИВК, устройства коммуникации и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Результаты вычислений сохраняются в регистрах памяти счетчика с привязкой к шкале времени UTC(SU). Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти события, такие как коррекция часов счетчиков, включение и выключение счетчиков, включение и выключение резервного питания счетчиков, открытие и закрытие защитной крышки и другие. События сохраняются в журнале событий также с привязкой к шкале времени UTC(SU).

ИВК выполнен на базе комплекса программно-технического «Е-ресурс» ES.02 и включает в себя:

– сервер баз данных;
– автоматизированные рабочие места (АРМ).

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

– периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
– автоматический сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК ТИ и состоянии объектов измерений;
– хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
– автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
– перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
– формирование отчетных документов;
– сбор и хранение журналов событий счетчиков;
– конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
– сбор и хранение журналов событий счетчиков со всех ИИК ТИ;
– ведение журнала событий ИВК;
– синхронизацию времени в сервере баз данных и передачу шкалы времени на уровень ИИК ТИ;
– аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
– самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в форматах 80020, 80030 заверенных электронно-цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

– посредством интерфейса RS-485 и коммуникаторов связи GSM/GPRS для передачи данных от счетчиков до уровня ИВК;

– посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;

– посредством глобальной сети передачи данных Интернет для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (основной канал);

– посредством радиоканала стандарта GSM/GPRS для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), действующая следующим образом. ИВК получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от устройства синхронизации времени УСВ-3 (рег. № 64242-16). При каждом опросе счетчиков ИВК определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает по абсолютной величине 2 с, то формирует команду синхронизации. Счетчики в составе АИИС КУЭ допускают синхронизацию времени не чаще 1 раза в сутки. Журналы событий счетчиков и ИВК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В ИВК АИИС КУЭ используется программное обеспечение из состава комплекса программно-технического «Е-ресурс» ES.02. Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения АИИС КУЭ приведены в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ПО «Е-ресурс» ES.02
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Не ниже 1.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	Вычисляется контролирующей утилитой, указывается в формуляре АИИС КУЭ
Идентификационное наименование программного обеспечения	контролирующая утилита echeck
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Не присвоен
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	52e65bf4a60108fdd59bac8941e1c0fd

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	ПС 110/6/6 кВ "Машзавод", 3РУ-6 кВ ф. 6-15-3	ТПЛ-10 У3 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	ПТК «Е-ресурс» ES.02 Рег. № 53447-13 УСВ-3 рег. №64242-16
2	ПС 110/6/6 кВ "Машзавод", 3РУ-6 кВ ф. 6-29-3	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	

Примечания:
1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2,при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2 Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_5 \le I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \le I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \le I_{изм} \le I_{120}$	
		δ_{Wo}^{A} %	δ_{Wo}^{P} %	δ_{Wo}^{A} %	δ_{Wo}^{P} %	δ_{Wo}^{A} %	δ_{Wo}^{P} %
1, 2	0,50	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_5 \le I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \le I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \le I_{изм} \le I_{120}$	
		δ_{W}^{A} %	δ_{W}^{P} %	δ_{W}^{A} %	δ_{W}^{P} %	δ_{W}^{A} %	δ_{W}^{P} %
1, 2	0,50	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-
Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с							

Примечание:
I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;
I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;
I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;
I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;
$I_{изм}$ –силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;
δ_{Wo}^{A} – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности P=0,95 при измерении активной электрической энергии;
δ_{Wo}^{P} – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности P=0,95 при измерении реактивной электрической энергии;
δ_{W}^{A} – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности P=0,95 при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;
δ_{W}^{P} – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности P=0,95 при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: ток, % от $I_{ном}$ напряжение, % от $U_{ном}$ коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	 от 5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25

Окончание таблицы 5

1	2
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: ток, % от $I_{ном}$ напряжение, % от $U_{ном}$ коэффициент мощности cos φ емпература окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	 от 5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 100 3,5

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС.1313/080612ДС.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Техноком» 2-ая очередь. Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10 У3	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1
Счетчики	СЭТ-4ТМ.02М.03	1
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
ИВК	«Е-ресурс» ES.02	1
СОЕВ	УСВ-3	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Техноком" 2-ая очередь. Формуляр	АИИС.1313/080612ДС.ФО	1
ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Техноком" 2-ая очередь. Методика поверки	МП-326-RA.RU.310556-2021	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Техноком» 2-ая очередь» Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Техноком» 2-ая очередь

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81952-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики-расходомеры массовые Promass F 300

Назначение средства измерений

Счетчики-расходомеры массовые Promass F 300 предназначены для измерений массового расхода и массы нефти в составе системы измерений количества и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип измерения счетчиков-расходомеров массовых Promass F 300 основан на использовании силы Кориолиса, значение которой зависит от массы жидкости и скорости ее движения по трубкам первичного преобразователя, следовательно, пропорционально массовому расходу измеряемой среды. При прохождении измеряемой среды по трубкам первичного преобразователя, которые колеблются с одинаковой частотой, возникает разность фаз колебаний трубок. Сигнал, соответствующий разности фаз колебаний двух трубок, передается в электронный преобразователь, где обрабатывается и преобразуется в измерительную информацию.

Электронный преобразователь обрабатывает первичные сигналы датчика и осуществляет следующие функции:

- вычисление массового расхода и массы жидкости;
- компенсацию дополнительной погрешности, вызванной отличием температуры и давления процесса от температуры и давления при калибровке (поверке);
- самодиагностику неисправностей и их индикацию;
- передачу измерительной информации в аналоговом и/или в цифровом виде на персональный компьютер, контроллер, удаленное устройство индикации.

Выходным сигналом электронного преобразователя является последовательность импульсов, частота следования которых пропорциональна массовому расходу измеряемой среды.

Счетчик-расходомер массовый Promass F 300 состоит из первичного преобразователя датчика Promass F и электронного преобразователя Promass 300.

К счетчикам-расходомерам данного типа относятся счетчики-расходомеры Promass F 300 заводские номера PC097D02000, PC097C0200.

Общий внешний вид счетчика-расходомера массового Promass F 300 (далее – СРМ) приведена на рисунках 1, 2.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, конструкцией СРМ предусмотрены место установки пломбы, несущее на себе оттиск клейма поверителя, который наносится методом давления на свинцовую (пластмассовую) пломбу, установленную на проволоке, пропущенной через существующие технологические отверстия в шпильках на фланцевых соединениях первичного преобразователя, а также на пломбу установленную на проволоке обмотанной вокруг крышек электронного преобразователя.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа и обозначение места нанесения знака поверки представлена на рисунках 3 и 4.

Заводской номер СРМ нанесен на шильдик, установленный на СРМ.



Рисунок 1 - Общий вид СРМ
зав. № PC097D02000



Рисунок 2 - Общий вид СРМ
зав. № PC097C02000



Рисунок 3 – Пломбирование корпуса электронного преобразователя Promass 300





Рисунок 4 – Пломбирование на фланцевых соединениях первичного преобразователя датчика Promass F

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СРМ состоит из двух частей Firmware и Software. Обработка результатов измерений и вычисления (метрологически значимая часть ПО) проводится по специальным расчетам соотношениям, сохраняемых встроенной программе (Firmware) в виде Hex-File. Доступ к цифровому идентификатору Firmware (контрольной сумме) невозможен. В ПО реализован алгоритм вычисления параметров потока, который отвечает за хранение конфигурационных параметров первичного преобразователя и электронного преобразователя. Сведения по ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 − Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Идентификационное наименование ПО	Promass 300
Номер версии (идентификационный номер ПО)	01.01.04
Цифровой идентификатор ПО	Не отображается

Настройка и конфигурирование СРМ осуществляется через меню жидкокристаллического дисплея измерительного преобразователя, с помощью программного обеспечения FieldCare, DeviceCare, AMS Device Manager.

Защита встроенного ПО, конфигурационных параметров и измеренных данных от непреднамеренных и преднамеренных изменений осуществляется с помощью установки пломб на корпус электронного преобразователя (см. рис. 3).

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

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики СРМ приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 - Основные метрологические характеристики

Наименование	Значение
Диапазон измерений массового расхода*, т/ч	от 19,2 до 45,2
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях массового расхода и массы измеряемой среды**, %	±0,20/±0,25
* - указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений. **- в зависимости от назначения СРМ: контрольный/рабочий.	

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование	Значение
Условный диаметр, мм	80
Выходной сигнал	Импульсный
Измеряемая среда	Сырая нефть
Параметры окружающей среды: - температура, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	 От -40 до +60 От 30 до 80 От 84 до 106,7
Параметры измеряемой среды: - температура, °С - давление, МПа, не более	 От -40 до +60 1,6
Климатические условия эксплуатации:	
Класс защиты: - первичного преобразователя датчика Promass F - электронного преобразователя Promass 300	 IP67 IP67
Взрывозащита: - первичного преобразователя датчика Promass F - электронного преобразователя Promass 300	 Ex dia IIB T6…T1X Gb Ex dia IIB T6…T1X Gb
Габаритные размеры и масса:	
Габаритные размеры с ответными фланцами без электронного преобразователя, мм, не более	840×139×494,5
Масса без электронного преобразователя, кг, не более	100
Параметры электрического питания:	
Потребляемая мощность, Вт, не более	10
Параметры электропитания: - напряжение питания, В - частота, Гц	 220 (+10%, –15%) 50/60

Знак утверждения типа
наносится на маркировочную табличку методом наклейки и на титульные листы паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

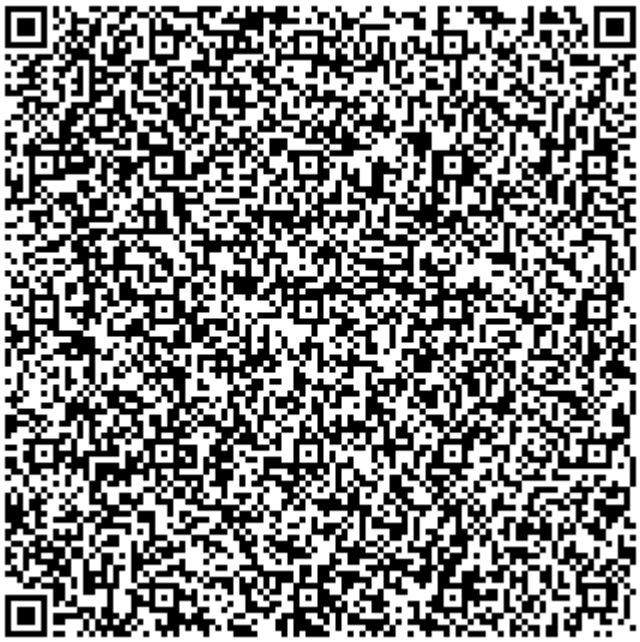
Таблица 4

Наименование	Количество
Комплект эксплуатационных документов фирмы «Endress+Hauser Flowtec AG»	1 экз.
Счетчик-расходомер массовый Promass F 300, зав. № PC097D02000. Паспорт	1 экз.
Счетчик-расходомер массовый Promass F 300, зав. № PC097C02000. Паспорт	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в техническом описании «Расходомер массовый Proline Promass F 300».

Нормативные документы, устанавливающие требования к счетчикам-расходомерам массовым Promass F 300

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81953-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 494 ПСП «Нижнекамский НПЗ»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 494 ПСП «Нижнекамский НПЗ» предназначена для автоматизированного измерения массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы измерений количества и показателей качества нефти № 494 ПСП «Нижнекамский НПЗ» (далее – СИКН) основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих от преобразователей массы, давления, температуры, плотности, влагосодержания.

СИКН состоит из:

– блока измерительных линий (далее – БИЛ), состоящего из двух рабочих и одной контрольно-резервной измерительных линий (далее – ИЛ);

– блока измерений показателей качества (далее – БИК);

– СОИ.

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКН:

– счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (модификации CMF) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 45115-10), преобразователь 2700 (далее – счетчики-расходомеры массовые);

– преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер 14061-10), модификации 3051TG, 3051CD;

– датчики температуры 644, 3144P (регистрационный номер 39539-08);

– преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7847 (регистрационные номера 52638-13, 15644-06), модель 7835;

– преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные моделей 7825, 7826, 7827, 7828, 7829 (регистрационный номер 15642-06), модель 7829;

– влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (регистрационные номера 14557-10, 14557-15), модификация УДВН-1пм;

– расходомер ультразвуковой UFM 3030 (регистрационный номер 48218-11);

– установка поверочная FMD (регистрационный номер 47441-11), модель FMD-060;

– контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный номер 38623-11) (далее – ИВК).

Автоматизированное рабочее место оператора «Форвард Pro» (далее – АРМ оператора) входит в состав СОИ.

В составе СИКН дополнительно выделены измерительные каналы массового расхода, состоящие из счетчиков-расходомеров массовых и ИВК.

СИКН выполняет следующие основные функции:

– измерение в автоматическом режиме массы брутто нефти;

– автоматизированное вычисление массы нетто нефти, используя результаты измерений в лаборатории массовой доли механических примесей, результаты измерений в лаборатории массовой концентрации хлористых солей, а также значения массовой доли воды, вычисленные по результатам измерений объемной доли воды;

– измерение в автоматическом режиме температуры, давления, плотности, объемной доли воды, кинематической вязкости нефти;

– контроль метрологических характеристик рабочих счетчиков-расходомеров массовых по контрольному;

– контроль метрологических характеристик рабочих измерительных каналов массового расхода по контрольному;

– контроль метрологических характеристик счетчиков-расходомеров массовых и измерительных каналов массового расхода с применением установки поверочной FMD;

– определение метрологических характеристик измерительных каналов массового расхода в составе СИКН;

– ручной ввод в СОИ результатов лабораторных анализов проб нефти;

– отбор проб нефти по ГОСТ 2517–2012;

– регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;

– формирование и хранение журнала событий;

– защиту системной информации от несанкционированного доступа.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на СИ, входящих в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002–2006. Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и АРМ оператора. Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора приведены в таблице 1.

ПО СИКН обеспечивает реализацию функций СИКН.

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

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО АРМ оператора			ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1	4.0.0.1	4.0.0.1	06.13
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	30747EDB	F8F39210	9935
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32	CRC32	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 260 до 1740
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала массового расхода*, %: – рабочего – контрольно-резервного	 ±0,25 ±0,20
* При комплектном определении метрологических характеристик измерительных каналов массового расхода в составе СИКН.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002; ТР ЕАЭС 045/2017
Температура измеряемой среды, °С	от +4 до +37
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,3 до 1,6
Физико-химические свойства измеряемой среды: – плотность при температуре 20 ºС и избыточном давлении, равном нулю, кг/м^3 – кинематическая вязкость в рабочем диапазоне температур, сСт – массовая доля воды, %, не более – концентрация хлористых солей, мг/дм^3, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – содержание свободного газа	 от 836 до 910 от 12 до 60 0,5 100 0,05 не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	 $220^{+22}_{-33}/380^{+38}_{-57}$ от 47 до 63
Условия эксплуатации СИКН: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки ИЛ – в месте установки СОИ б) относительная влажность, % в) атмосферное давление, кПа	 от -38 до +40 от +18 до +25 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 494 ПСП «Нижнекамский НПЗ», заводской № 092	–	1 шт.
Формуляр	–	1 экз.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	МП 1510/1-311229-2020	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
«Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 494 ПСП «Нижнекамский НПЗ», регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2016.24320.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 494 ПСП «Нижнекамский НПЗ»

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81954-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы автомобильные «Приоритет»

Назначение средства измерений

Весы автомобильные «Приоритет» (далее – весы) предназначены для измерений массы автомобильных транспортных средств (далее - ТС) и других грузов в статическом режиме взвешивания.

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на преобразовании деформации упругих элементов весоизмерительных тензорезисторных датчиков (далее – датчики), возникающего под действием силы тяжести взвешиваемого объекта, в пропорциональный электрический сигнал. Далее сигнал поступает в электронный весоизмерительный прибор, где обрабатывается, измеренное значение массы выводится на дисплей весоизмерительного прибора и/или передается через цифровой интерфейс связи на периферийные устройства.

Весы состоят из:

- грузоприемного устройства (далее – ГПУ), включающего в себя, тензорезисторные весоизмерительные датчики (Т.2.2.1 ГОСТ OIML R 76-1-2011; далее - датчики);
- весоизмерительного прибора (индикатор по Т.2.2.2 ГОСТ OIML R 76-1-2011 или терминал по Т.2.2.5 ГОСТ OIML R 76-1-2011).

ГПУ включает в себя от одной до четырех секций, представляющих собой металлическую либо бетонную конструкцию для размещения транспортного средства (далее – ТС), каждая из которых опирается на четыре датчика. Соседние секции могут иметь общие точки опоры (датчик). ГПУ может быть установлена на одном уровне с поверхностью дорожного полотна или над ним. Во втором случае для заезда и съезда транспортных средств, ГПУ оборудуется пандусами. ГПУ монтируется на железобетонный фундамент или другое заранее подготовленное основание.

В весах используются следующие датчики:

- датчики весоизмерительные тензорезисторные ZS, CLC, WLC, SDS, EDS производства «KELI SENSING TECHNOLODY (NINGBO) CO., LTD», Китай (регистрационный номер в ФИФОЕИ 75819-19), модификации: ZSFY;
- датчики весоизмерительные тензорезисторные QS, S, LS, D, PST, USB производства «KELI SENSING TECHNOLOGY (NINGBO) CO., LTD», Китай (регистрационный номер в ФИФОЕИ 57673-14), модификации: QS, SQB;
- датчики весоизмерительные тензорезисторные Single shear beam, Dual shear beam, S beam, Column производства «Zhonghang Electronic Measuring Instrument Co., LTD» (Zemic), КНР (регистрационный номер в ФИФОЕИ 55371-19), модификации: BM14G, BM14K, HM14H1, HM9B, H8C, BM8D;
- датчики весоизмерительные тензорезисторные Digital Load Cell производства «Zhonghang Electronic Measuring Instrument Co., LTD» (Zemic), КНР (регистрационный номер в ФИФОЕИ 55634-19), модификации: DHM9B, DHM14H1, DBM14G;
- датчики весоизмерительные сжатия 740 производства «UTILCELL», Испания (регистрационный номер в ФИФОЕИ 50842-12);

- датчики весоизмерительные тензорезисторные WBK производства «CAS Corporation», Республика Корея (регистрационный номер в ФИФОЕИ 56685-14) модификации: WBK-20; WBK-30;

- датчики весоизмерительные тензорезисторные WBK-D производства «CAS Corporation», Республика Корея (регистрационный номер в ФИФОЕИ 54471-13) модификации: WBK-20D; WBK-30D.

- датчики весоизмерительные тензорезисторные C производства «Hottinger Baldwin Messtechnik GmbH», Германия (регистрационный номер в ФИФОЕИ 60480-15), модификации: C16A, C16i;

- датчики весоизмерительные МВ 150 производства ЗАО «ВИК «Тензо-М», Московская область, Люберецкий р-н, п. Красково (регистрационный номер в ФИФОЕИ 44780-10), модификации: МВ150-20-С3, МВ 150-30-С3;

- датчики весоизмерительные тензорезисторные М производства ЗАО «ВИК «Тензо-М», Московская область, Люберецкий р-н, п. Красково (регистрационный номер в ФИФОЕИ 53673-13), модификации: М70-10-С3; М70-15-С3; М70-20-С3; М70-25-С3; М70-30-С3.

В весах используются следующие приборы весоизмерительные:

- приборы весоизмерительные CI, BI, NT и PDI производства «CAS Corporation», Республика Корея (регистрационный номер в ФИФОЕИ 50968-12), модификации: CI-6000A, CI-5010A, CI-200A;
- терминалы весоизмерительные CI, NT производства «CAS Corporation», Республика Корея (регистрационный номер в ФИФОЕИ 54472-13), модификации: CI-200D, CI-600D;
- приборы весоизмерительные DIS 2116, DWS2103 производства «Hottinger Baldwin Messtechnik GmbH», Германия (регистрационный номер в ФИФОЕИ 61809-15);
- приборы весоизмерительные WE производства «Hottinger Baldwin Messtechnik GmbH», Германия (регистрационный номер в ФИФОЕИ 61808-15), модификации: WE2107, WE2108;
- весоизмерительный преобразователь ТВ (регистрационный номер в ФИФОЕИ 37794-08), модификации: ТВ-003/05Д, ТВ-003/05Н, ТВ-015НД производства ЗАО «ВИК «Тензо-М», Московская область, Люберецкий р-н, п. Красково;
- цифровой весоизмерительный преобразователь ТЦ-017П производства ЗАО «ВИК «Тензо-М», Московская область, Люберецкий р-н, п. Красково;
- приборы весоизмерительные МИ производства ООО «МИДЛиК», Московская область, г. Лобня (регистрационный номер в ФИФОЕИ 61378-15), модификации: МИ ВДА/12Я, МИ ВДА/7Я, МИ ВДА/6Я, МИ ВДА/12Ц, МИ ВДА/12ЦС;
- приборы весоизмерительные Микросим производства ООО НПП «Метра» Калужская область, г. Обнинск (регистрационный номер в ФИФОЕИ 55918-13), модификации: М0601;
- цифровой терминал ВТ производства ООО «НАИС», г. Ростов-на-Дону модификации: ВТ-007, ВТ-008, ВТ-009;
- приборы весоизмерительные Титан производства ООО «ЗЕМИК», г. Ростов-на-Дону (регистрационный номер в ФИФОЕИ 72048-18), модификации: ТИТАН 6, ТИТАН 12, ТИТАН 3ЦС, ТИТАН 3Ц, ТИТАН 12С, ТИТАН Н12Ж, ТИТАН Н22С, ТИТАН Н22ЖС.

Весы автомобильные «Приоритет» выпускаются в модификациях, отличающимися значениями весов отличаются пределами взвешивания, величиной поверочного интервала и габаритными размерами ГПУ. По конструктивному исполнению весы подразделяются на колейные и платформенные.

Модификации весов определяются структурой условного обозначения «Приоритет» -[1]-[2]-[3]-[4]-[5], где [1] - максимальная нагрузка;

[2] - длинна грузоприемного устройства;

[3] - количество секций грузоприемного устройства;

[4] - количество интервалов взвешивания;

[5] - вид исполнения (К-колейные, П- платформенные).

Весы снабжены следующими устройствами и функциями (в скобках указаны соответствующие пункты ГОСТ OIML R 76-1–2011):

- автоматическое устройство установки на нуль (Т.2.7.2.3);

- полуавтоматическое устройство установки на нуль (Т.2.7.2.2);
- устройство первоначальной установки на нуль (Т.2.7.2.4);
- устройство слежения за нулем (Т.2.7.3);
- устройство тарирования (выборки массы тары) (Т.2.7.4);
- устройство предварительного задания значения массы тары (Т.2.7.5);
- показывающее устройство с расширением (для комплектации весов с применением приборов весоизмерительных DIS 2116, DWS2103) (Т.2.6).

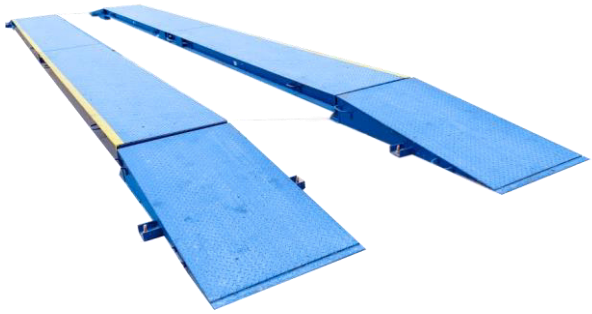
Маркировка весов выполнена в виде таблички, закрепленной на грузоприемном устройстве, на которой нанесены следующие данные:

- торговая марка изготовителя или его полное наименование;
- знак утверждения типа;
- обозначение типа и модификации весов;
- заводской (серийный) номер весов;
- класс точности;
- максимальная нагрузка(Max), кг;
- минимальная нагрузка (Min), кг;
- поверочный интервал (e);
- действительная цена деления (d), кг;
- дата производства весов;
- обозначение настоящих технических условий.
- параметры электропитания.

Общий вид ГПУ весов представлен на рисунке 1.



а) платформенные



б) колейные

Рисунок 1 - Общий вид ГПУ

Общий вид применяемых индикаторов и терминалов представлен на рисунке 2.



CI-6000A



CI-5010A



CI-200A



CI-200D



CI-600D



DIS2116



DWS2103



WE2107



WE2108



ТВ-003/05Д



ТВ-003/05Н



ТЦ-017П



ТВ-015НД



ВТ-007, ВТ-008, ВТ-009



МИ ВДА/6Я



МИ ВДА/12Я



МИ ВДА/7Я



МИ ВДА/12ЦС



МИ ВДА/12Ц



Микросим М0601



Титан 6



Титан 12



Титан 3ЦС



Титан 3Ц



Титан 12С



Титан 12НЖ



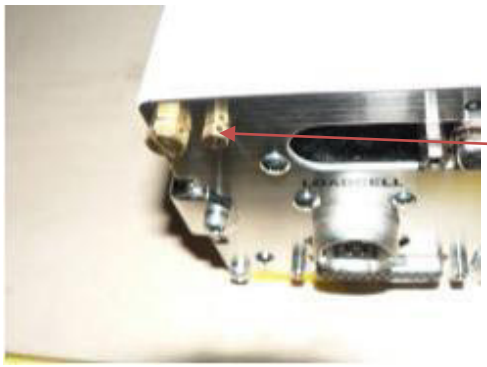
ТИТАН Н22С



ТИТАН Н22ЖС

Рисунок 2 - Общий вид применяемых индикаторов и терминалов

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, место нанесения знака поверки для весов автомобильных «Приоритет» приведена на рисунке 3.



CI-5010A

Место пломбирования, нанесения знака поверки



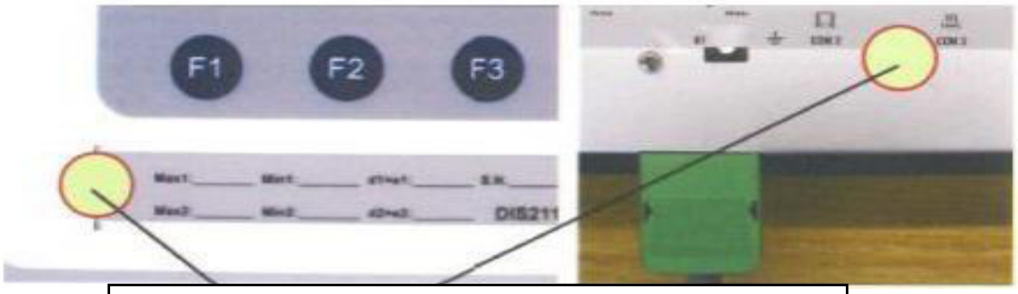
CI-6000A



CI-200A, CI-200D

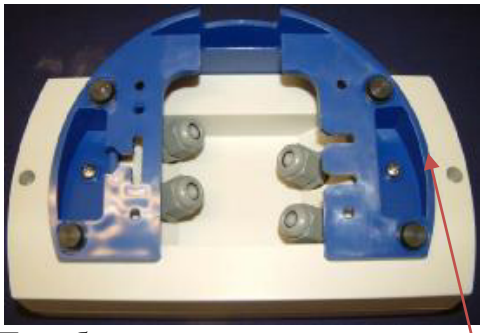


CI-600D



Место пломбирования, нанесения знака поверки

DIS2116, DWS2103



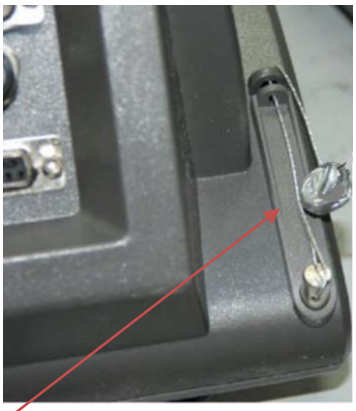
Пломбировка крепежного винта на задней панели корпуса приборов модификаций WE2107, WE2108



Пломбировка доступа к переключателю режимов настройки и юстировки на передней панели корпуса приборов модификаций WE2107, WE2108

Место нанесения разрушаемых наклеек





МИ ВДА/12Я



МИ ВДА/12ЦС

Пломба с оттиском поверительного клейма



ВТ007, ВТ008, ВТ009





ИТАН 6, ТИТАН 12, ТИТАН 3ЦС, ТИТАН 3Ц, ТИТАН 12С, ТИТАН Н12Ж, ТИТАН Н22С, ТИТАН Н22ЖС



Микросим М0601

Рисунок 3 - Схема пломбировки индикаторов

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее — ПО) весов, необходимое для реализации процедуры взвешивания в статическом режиме является встроенным, используется в стационарной (закрепленной) аппаратной части с определенными программными средствами.

Защита ПО и измерительной информации от преднамеренных и непреднамеренных воздействий соответствует требованиям ГОСТ OIML R 76-1–2011 п. 5.5.1 «Устройства со встроенным программным обеспечением». ПО не может быть модифицировано или загружено через какой-либо интерфейс или с помощью других средств после принятия защитных мер.

Защита от несанкционированного доступа к настройкам и данным измерений обеспечивается невозможностью изменения ПО без применения специализированного оборудования производителя.

Для предотвращения воздействий и защиты законодательно контролируемых параметров во встроенном ПО служат скрытая кнопка для доступа к меню калибровки и административный пароль.

Идентификационным признаком ПО служит номер версии, который отображается на дисплее терминала при включении весов.

Уровень защиты встроенного ПО от преднамеренных и непреднамеренных воздействий по Р 50.2.077-2014 соответствует уровню «высокий». Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Модель индикатора или терминала	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Другие идентификационные данные (если они имеются)
1	2	3	4	5
CI-6000A	-	1.01, 1.02,1.03	-	-
CI-5010A	-	1.0010, 1.0020, 1.0030	-	-
CI-200A	-	1.20, 1.21, 1.22	-	-
CI-200D	-	2.02, 2.03, 2.04, 2.05,2.06	-	-
CI-600D	-	1.00, 1.01,1.02, 1.03, 1.04	-	-
DIS2116	-	не ниже P1xx*	-	-
DWS2103	-	не ниже P2xx*	-	-
WE2107	-	не ниже P7x*	-	-
WE2108	-	не ниже P8x*	-	-
ТВ-003/05Н	-	C.4.xx	-	-
ТВ-003/05Д	-	-	-	-
ТВ-015НД	-	10.x	C.16.xx; SC.xx	-
ТЦ-017П	-	12.x	C.10xx, .30; .40	-
ВТ-007	-	-	-	-
ВТ-008	ВТ-008	V1.10	24354	CRC-16
ВТ-009	-	-	-	-
МИ ВДА/12Я	-	U2.01	-	-
МИ ВДА/7Я	-	U2.01	-	-
МИ ВДА/6Я	-	U2.01	-	-
МИ ВДА/12Ц	-	U3.01	-	-
МИ ВДА/12ЦС	-	U3.01	-	-
Микросим М0601	Ed 5.xx	5	0x3C40	CRC-16 с полиномом 0xA001

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
ТИТАН 6	-	V1.x	-	-
ТИТАН 12	-	V1.x	-	-
ТИТАН 12С	-	V1.x	-	-
ТИТАН 3ЦС	-	UER 3.6x	-	-
ТИТАН 3Ц	-	UER 3.6x	-	-
ТИТАН Н12Ж	-	643 Ax	-	-
ТИТАН Н22С	-	643 Ax	-	-
ТИТАН Н22ЖС	-	643 Ax	-	-
*Примечание – обозначения «x» (где «x» принимает значения от 0 до 9) не относится к метрологическому значению ПО.				

Метрологические и технические характеристики

Класс точности весов по ГОСТ OIML R 76-1-2011……средний (III).

Диапазон выборки массы тары, % от Max……100

Значения максимальной (Max) и минимальной (Min) нагрузки, действительной цены деления (d), поверочного интервала весов (e) и числа поверочных интервалов (n) приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Обозначение модификации	Max, т (Max_1/Max_2)	Min, т (Min_1)	e = d, кг (e_1/e_2)	n (n_1/n_2)
«Приоритет» -15-[2]-[3]-[4]-[5]	6/15	0,04	2/5	3000/3000
	15	0,1	5	3000
«Приоритет» -20-[2]-[3]-[4]-[5]	15/20	0,1	5/10	3000/2000
	20	0,2	10	2000
«Приоритет» -30-[2]-[3]-[4]-[5]	15/30	0,1	5/10	3000/3000
	30	0,2	10	3000
«Приоритет» -40-[2]-[3]-[4]-[5]	30/40	0,2	10/20	3000/2000
	40	0,4	20	2000
«Приоритет» -60-[2]-[3]-[4]-[5]	30/60	0,2	10/20	3000/3000
	60	0,4	20	3000
«Приоритет» -80-[2]-[3]-[4]-[5]	60/80	0,4	20/50	3000/1600
	80	1	50	1600
«Приоритет» -100-[2]-[3]-[4]-[5]	60/100	0,4	20/50	3000/2000
	100	1	50	2000
«Приоритет» -120-[2]-[3]-[4]-[5]	60/120	0,4	20/50	3000/2400
	120	1	50	2400
«Приоритет» -150-[2]-[3]-[4]-[5]	60/150	0,4	20/50	3000/3000
	150	1	50	3000

Пределы допускаемой погрешности весов при первичной поверке (в эксплуатации) в единицах цены поверочного деления (e) для весов «Приоритет»:

от Min до 500e включ. ±0,5 e (1,0 e);

св. 500e до 2000e включ. ±1,0 e (2,0 e);

св. 2000e до Max включ. ±1,5 e (3,0 e).

Пределы погрешности устройства установки нуля,
в единицах цены поверочного деления (e) ±0,25e;

Реагирование, в единицах цены поверочного деления (e) 1,4e;

Невозврат к нулю, в единицах цены поверочного деления (e) ±0,5e.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электропитания весов от сети переменного тока: - напряжение переменного тока, В - частота, Гц	 от 187 до 242 от 49 до 51
Потребляемая мощность, В·А, не более:	20
Диапазон рабочих температур для индикаторов и терминалов, ºС	от -10 до +40
Диапазон рабочих температур для размещения ГПУ, при использовании датчиков ºС: - QS, SQB - BM14G, BM14K, HM14H1, HM9B, H8C, BM8D, DHM9B, HM14H1, DBM14G, 740, M - WBK, - WBK D, ZSFY - C, MB 150	 от -10 до +40 от -30 до +40 от -40 до +50 от -40 до +40 от -50 до +50
Габаритные размеры ГПУ весов, м, не более: - длина - ширина	 24 4
Масса весов, т, не более:	12
Средний срок службы, лет, не менее:	10

Знак утверждения типа
наносится на маркировочную табличку, закрепленную на боковой стенке ГПУ, фотохимическим методом и на титульный лист руководства по эксплуатации(паспорт) методом типографской печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Весы автомобильные «Приоритет»	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации (паспорт)	-	1 шт.

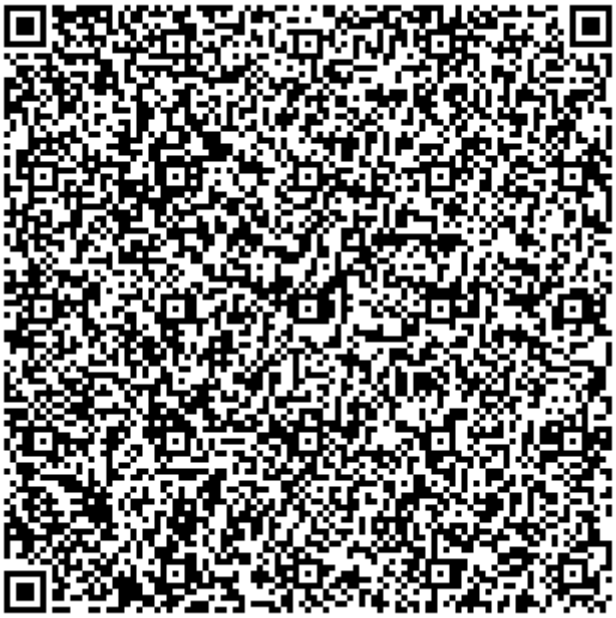
Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 2 Руководства по эксплуатации(паспорт) на весы автомобильные «Приоритет».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к весам автомобильным «Приоритет»

ГОСТ OIML R 76-1-2011 «Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания»

Приказ Росстандарта от 29.12.2018 г. № 2818 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы»

ТУ 28.29.31-001-24206781-2020 «Автомобильные весы «Приоритет». Технические условия»



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81955-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы гидрометеорологического обеспечения СЮЖЕТ-КМ

Назначение средства измерений

Комплексы гидрометеорологического обеспечения СЮЖЕТ-КМ (далее – комплексы СЮЖЕТ-КМ) предназначены для измерений метеорологических параметров: температуры воздуха, относительной влажности воздуха, скорости и направления воздушного потока, атмосферного давления, высоты нижней границы облаков и метеорологической оптической дальности.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов СЮЖЕТ-КМ основан на измерении первичными измерительными преобразователями (датчиками) метеорологических параметров. Измеренные метеорологические параметры преобразуются в цифровой код преобразователями измерительными (контроллерами) и передаются на устройство отображения. Принцип действия первичных измерительных преобразователей (датчиков):

-измерения температуры основан на зависимости электрического сопротивления платинового чувствительного элемента от температуры окружающей среды;

-измерения относительной влажности воздуха основан на изменении емкости полимерного конденсатора в зависимости от относительной влажности воздуха;

-измерения атмосферного давления основан на зависимости емкости конденсатора от атмосферного давления;

-измерения скорости и направления воздушного потока основаны на изменении времени распространения ультразвукового сигнала между излучателем и приемником в зависимости от скорости и направления воздушного потока;

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

-измерения метеорологической оптической дальности (далее – МОД) основан на измерении интенсивности рассеянного в атмосфере излучения, обратно пропорционального МОД.

К комплексам данного типа относятся Комплексы гидрометеорологического обеспечения СЮЖЕТ-КМ модификации 26. Конструктивно комплексы СЮЖЕТ-КМ выполнены по блочному принципу и состоят из различных блоков и устройств, соединяемых линиями связи. На надстройках (рубках, мачтах) корабля располагают: два устройства антенных МВ; две стойки датчиков СДА-2 с датчиками ветра акустическими МДВ-А и датчиками навигации ДН-1; два датчика температуры и относительной влажности МДТВ-1; датчик давления атмосферного МДДА-1; датчик дальности видимости МДДВ-О; датчик высоты нижней границы облаков МДВО-НГ; штыревая приемная антенна КВ диапазона. Внутри помещений корабля располагают: устройство приема и отображения информации УПОИ; стойку регистратора СР-3 с принтером формата А3; коммутатор электронный КЭ-2; блок информационного сопряжения БИС-2; терминал данных МТ-1 (метеотабло); блоки питания.

Комплексы СЮЖЕТ-КМ выпускаются с разным количеством датчиков, блоков и устройств, количество и наименования составных частей конкретного комплекса СЮЖЕТ-КМ указывается в его формуляре.

Общий вид комплексов СЮЖЕТ-КМ представлен на рисунке 1.

Расположение пломб на корпусе комплексов СЮЖЕТ-КМ представлено на рисунке 2.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и/или в формуляр.

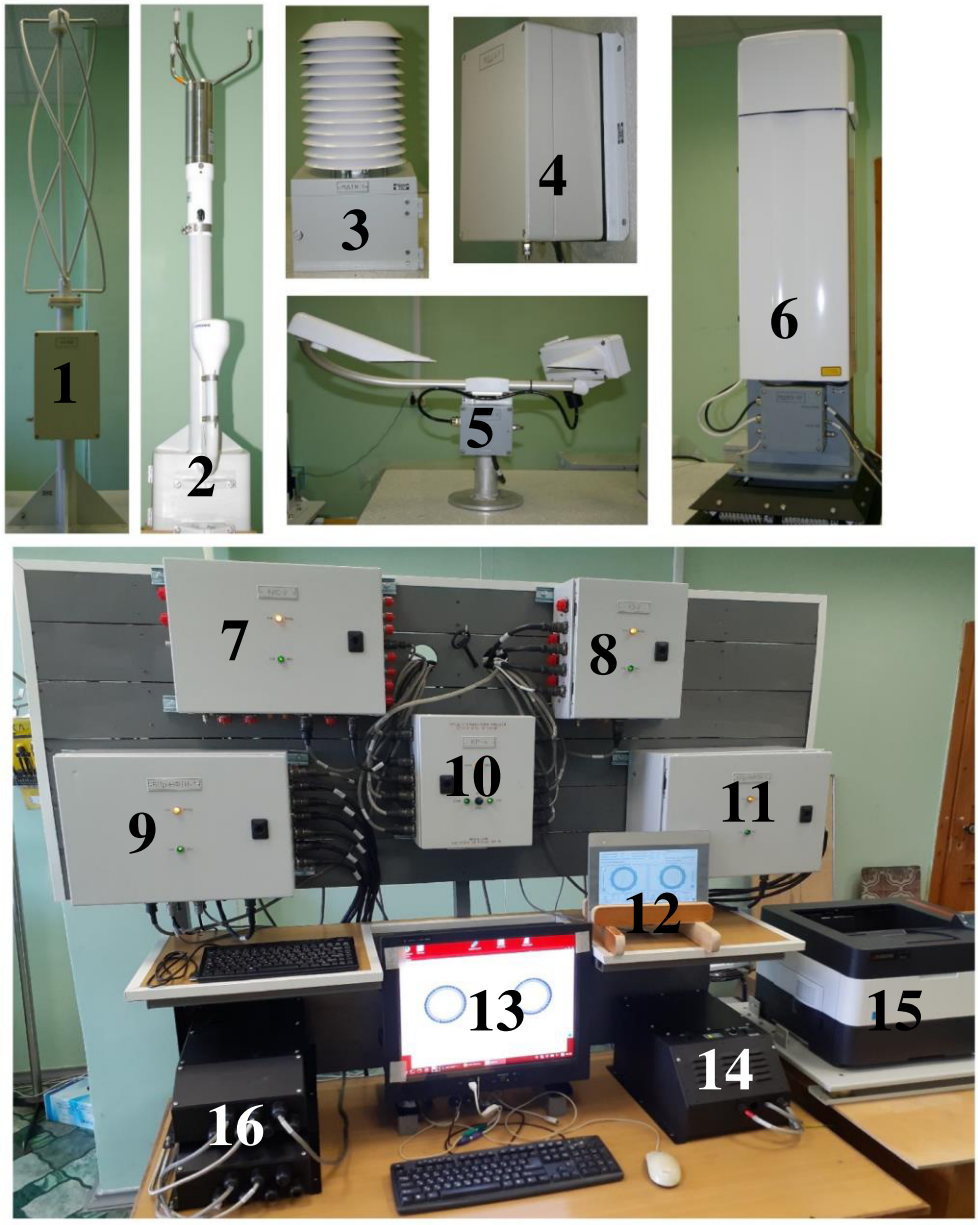


Рисунок 1 – Общий вид комплексов СЮЖЕТ-КМ

1 – устройство антенное МВ; 2 – стойка СДА-2 с датчиком ветра акустическим МДВ-А и датчиком ДН-1; 3 - датчик температуры и относительной влажности МДТВ-1; 4 – датчик давления МДДА-1; 5 – датчик дальности видимости МДДВ-О; 6 – датчик высоты нижней границы облаков МДВО-НГ; 7 – блок информационного сопряжения БИС-2; 8 – коммутатор электронный КЭ-2; 9, 11 - блок приема навигационной, факсимильной и телеграфной информации БПр-НФТИ-1; 10 – коробка распределительная КР-4; 12 - метеотабло МТ-1; 13 – устройство приема и отображения информации (УПОИ) на базе компьютера панельного специализированного КПС-1904 УПОИ; 14 - блок бесперебойного питания специализированный ББПС-114-24; 15 - стойка регистратора СР-3; 16 - блоки питания специализированные КПС-103-20.



Рисунок 2 –пломбировка комплексов СЮЖЕТ-КМ
1 – пломбы

Программное обеспечение

Комплексы СЮЖЕТ-КМ имеют программное обеспечение (ПО) «ГМП-26», которое обеспечивает сбор, обработку, отображение и архивирование результатов измерений, проверку состояния и настройку комплекса.

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

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик.

Таблица 1 — Идентификационные данные (признаки)

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Идентификационное наименование ПО	gmp.bin
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры воздуха, °С	от -40 до +50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воздуха, °С	±0,5
Диапазон измерений относительной влажности воздуха, %	от 30 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности воздуха, %	±8
Диапазон измерений атмосферного давления, гПа	от 880 до 1050

продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления, гПа	±0,5
Диапазон измерений скорости воздушного потока, м/с	от 1 до 50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости воздушного потока, м/с - в диапазоне от 1 до 7 м/с включ. - в диапазоне св. 7 до 50 м/с	 ±0,2 ±0,03·V*
Диапазон измерений направления воздушного потока	от 0° до 360°
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений направления воздушного потока	±2°
Диапазон измерений МОД, м	от 10 до 35000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений МОД, %: - в диапазоне от 10 до 10000 м включ., - от св. 10000 до 35000 м	 ±10 ±20
Диапазон измерений ВНГО, м	от 15 до 7500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений ВНГО, %	±10
*где V – измеренное значение скорости воздушного потока, м/с.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: -напряжение переменного тока, В; -частота, Гц	 от 209 до 231 50
Потребляемая электрическая мощность, В·А, не более	1600
Средняя наработка на отказ, ч	10000
Средний срок службы, лет	10
Условия эксплуатации: <u>для составных частей, размещаемых на открытом воздухе:</u> - диапазон рабочих температур, °С - относительная влажность при температуре +35 °С, %, не более - атмосферное давление, гПа - скорость воздушного потока (ветра), м/с <u>для составных частей, размещаемых внутри помещений корабля:</u> -диапазон рабочих температур, °С -относительная влажность при температуре +35 °С, %, не более -атмосферное давление, гПа	 от -40 до +50 100 от 600 до 1070 до 50 от 0 до +40 98 от 600 до 1070

Габаритные размеры, масса

Наименование составной части	Масса, кг, не более	Габаритные размеры (длина; ширина; высота), мм, не более
Антенна КВ KUM480-2	2,0	4800x30x30
Установка антенная МВ	27,7	1600x460x460
Блок питания БП-103-20	10,0	380x272,5x380
Коробка распределительная КР-4	8,3	330x362x178

продолжение таблицы 3

Наименование составной части	Масса, кг, не более	Габаритные размеры (длина; ширина; высота), мм, не более
Блок бесперебойного питания специализированный ББПС-114-24	21,7	410x295x209
Устройство приема и отображения информации, в нём: Судовой компьютер моноблок КПС-1904 Клавиатура с UKT-801-S2T (КСТР-1569)	 17,0 0,6	 475x445x250 380x160x30
Стойка регистратора СР-3, в ней: Принтер формата А3	25,0	600x510x380
Блок приема навигационной. факсимильной и телеграфной информации БПр-НФТИ-1	6,8	330x378x224
Стойка датчиков СДА-2	12,0	410x285x1200
Метеодатчик температуры и влажности МДТВ-1	7,5	232x160x510
Метеодатчик давления атмосферного МДДА-1	5,0	240x135x350
Метеодатчик дальности видимости - оптической МДДВ-О	9,0	695x420x400
Метеодатчик высоты облаков - нижней границы МДВО-НГ	48	1400x450x380
Коммутатор электронный КЭ-2	4,7	378x330x224
Блок информационного сопряжения БИС-2	4,7	378x322x162
Метеотабло МТ-1	4,15	290x243x118
Комплект ЗИП (корабельный)	6,0	588x320x281

Знак утверждения типа

наносится фотохимическим способом, тиснением или другими способами нанесения маркировки на корпус устройства приема и отображения информации, рядом с наименованием, а также типографским способом на титульный лист Руководства по эксплуатации ТЭ1.130.271-02.26 РЭ.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность комплекса СЮЖЕТ-КМ

Наименование	Обозначение	Количество
Комплексы гидрометеорологического обеспечения СЮЖЕТ-КМ в составе	ТЭ1.130.271-02.26	1 шт.
Антенна КВ KUM480-2	-	1 шт. *
Установка антенная МВ	ФАСД.464649.004	1 шт. *
Блок питания специализированный БПС-103-20	ЦИУЛ.436247.004	2 шт. *
Коробка распределительная КР-4	ФАСД.468249.001	2 шт. *
Блок питания ББПС-114-24	ЦИУЛ.461524.001	1 шт. *
Устройство приема и отображения информации, в нём: Компьютер панельный специализированный КПС-1904 Клавиатура с UKT-801-C1T (КСТР-1569)	ФАСД.466215.001 ЦШИЛ.466535.009-317.02 (ЦШИЛ.467254.007-02)	1 шт. *
Стойка регистратора СР-3, в ней: Принтер формата А3	ФАСД.467265.001	1 шт. *

продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество
Блок приема навигационной. факсимильной и телеграфной информации БПр-НФТИ-1	ФАСД.466515.002	2 шт. *
Стойка датчиков СДА-2	ФАСД.464619.002	2 шт. *
Метеодатчик температуры и влажности МДТВ-1	ФАСД.465535.003	2 шт. *
Метеодатчик давления атмосферного МДДА-1	ФАСД.465535.004	1 шт. *
Метеодатчик высоты облаков - нижней границы МДВО-НГ	ФАСД.465535.005	1 шт. *
Метеодатчик дальности видимости - оптической МДДВ-О	ФАСД.465535.006	1 шт. *
Коммутатор электронный КЭ-2	ФАСД.466235.001	1 шт. *
Блок информационного сопряжения БИС-2	ФАСД.466419.001	1 шт. *
Метеотабло МТ-1	ДПША.487846.001	4 шт. *
Комплект ЗИП (корабельный)	ФАСД.464933.002	1 шт. *
Руководство по эксплуатации	ТЭ1.130.271-02.26 РЭ	1 экз. *
Формуляр	ТЭ1.130.271-02.26 ФО	1 экз. *
Методика поверки	МП 2540-0094-2020	1 экз. *
*Количество датчиков, блоков, устройств, составных частей конкретного комплекса СЮЖЕТ-КМ указывается в его формуляре.		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в руководстве по эксплуатации ТЭ1.130.271-02.26 РЭ, раздел 1 «Описание и работа».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к комплексам гидрометеорологического обеспечения СЮЖЕТ-КМ

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры

ГОСТ 8.547-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений влажности газов

Приказ Росстандарта от 06.12.2019 № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ - $1 \cdot 10^{7}$ Па»

Приказ Росстандарта от 25.11.2019 № 2815 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений скорости воздушного потока»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

Технические условия ТЭ1.130.271-02.26 ТУ «Комплексы гидрометеорологического обеспечения СЮЖЕТ-КМ»



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81956-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счётчики газа объёмные диафрагменные DURECOM

Назначение средства измерений

Счётчики газа объёмные диафрагменные DURECOM (далее по тексту – счётчики) предназначены для измерений прошедшего через счётчики объёма природного газа, паровой фазы сжиженного углеводородного газа и других неагрессивных газов при учётно-расчетных и технологических операциях.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на преобразовании разности давлений на входе и выходе счётчика в поступательное движение мембран, находящихся внутри счётчика и образующих измерительные камеры. Движение мембран преобразуется во вращательное движение и передается с помощью муфты на механическое отсчетное устройство.

Счётчики состоят из измерительного устройства, корпуса и отсчётного устройства.

Измерительное устройство состоит из двух камер со встроенными мембранами, поступательное движение которых преобразуется кривошипно-шатунным механизмом во вращательное и передается отсчётному устройству.

Мембраны изготавливаются из синтетического материала.

Корпус изготавливается из алюминиевого сплава, а крышки из листовой стали с дальнейшей окраской.

Счётчики выпускаются в модификациях KG-2, KG-3, KG-4, KG-6, которые отличаются метрологическими и техническими характеристиками.

Счётчики оснащаются устройством, препятствующим обратному вращению счётного механизма.

Заводские номера наносятся на лицевую часть счетчиков типографским способом.

Знак поверки в виде пломбы наносится на корпус счётчика, обеспечивая защиту от несанкционированный доступ к вращающимся частям отсчётного устройства.

Общий вид счётчиков и места пломбирования представлены на рисунке 1.

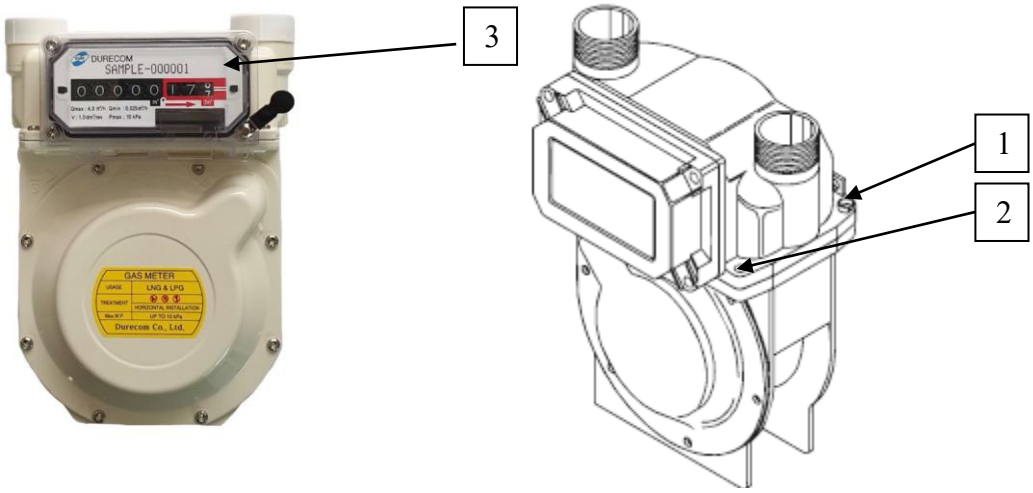


Рисунок 1 – Общий вид счётчиков.
1 – Место пломбирования поверителем; 2 – Место пломбирования изготовителем;
3 – Место нанесения знака утверждения типа.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики			
	Модификация (типоразмер) счётчиков			
	KG-2 (G1.6)	KG-3 (G1.6)	KG-4 (G2.5)	KG-6 (G4)
Объёмный расход газа, $м^3/ч$				
- максимальный ($Q_{макс}$)	2,5	2,5	4,0	6,0
- номинальный ($Q_{ном}$)	1,6	1,6	2,5	4,0
- минимальный ($Q_{мин}$)	0,016	0,016	0,025	0,040
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема газа, при нормальных условиях, диапазоне объемных расходов, %				
- при $Q_{мин} \le Q < 0,1Q_{ном}$	±3,0			
- при $0,1Q_{ном} \le Q < Q_{макс}$	±1,5			

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики			
	Модификация (типоразмер) счётчиков			
	KG-2 (G1.6)	KG-3 (G1.6)	KG-4 (G2.5)	KG-6 (G4)
Порог чувствительности, $м^3/ч$, не более	0,003		0,005	0,008
Цикличный объём, $дм^3$	0,4	0,78	1,0	1,2
Максимальное рабочее давление, кПа, не более	10			
Потеря давления при расходе $Q_{макс}$, Па, не более	200			
Цена деления младшего разряда отсчётного механизма счётчика, $дм^3$	2,0			

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики			
	Модификация (типоразмер) счётчиков			
	KG-2 (G1.6)	KG-3 (G1.6)	KG-4 (G2.5)	KG-6 (G4)
Емкость отсчётного механизма, $м^3$	9999,999		99999,999	
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность окружающего воздуха при +35 °С, %	от +15 до +25 от 84 до 106 до 95			
Температура измеряемой среды, °С	от -20 до +40			
Номинальный диаметр штуцеров, дюйм	1/2	3/4	3/4	3/4
Межцентровое расстояние между штуцерами, мм	100	130	130	130
Габаритные размеры, мм, не более: - высота - ширина - глубина	 194 129 113	 215 165 124	 222 165 135	 232 166 131
Масса, кг, не более	1,3	1,6	1,8	2,0
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	100000			
Средний срок службы, лет, не менее	20			

Знак утверждения типа
наносится на циферблат отсчётного механизма методом печати и на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Счётчик газа объемный диафрагменный DURECOM	KG [1)]	1 шт.
Методика поверки	МП-ИНС-24/03-2020	1 экз.
Руководство по эксплуатации	DRT-QM-01	1 экз.
Паспорт	DRT-QP-2020-01	1 экз.
Комплект монтажных частей	-	1 компл.

_____

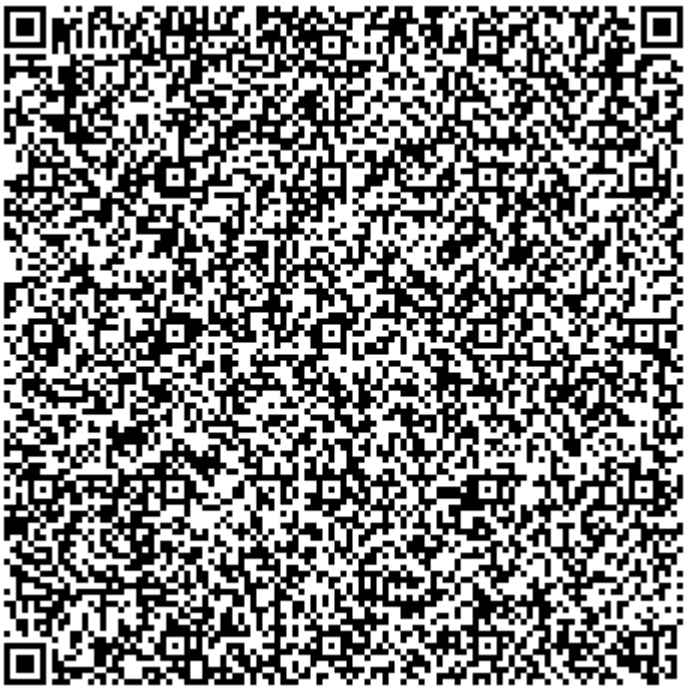
[1)] - модификация счётчика и наличие комплекта и принадлежностей определяется при поставке

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 3 «Строение и принцип работы» документа DRT-QM-01 «Счётчики газа объёмным диафрагменным DURECOM. Руководство по эксплуатации и обслуживанию».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счётчикам газа объёмным диафрагменным DURECOM

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 года № 2825 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений объёмного и массового расходов газа»

Техническая документация фирмы «DURECOM Co., Ltd», Корея



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81957-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока АМТ

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока АМТ (далее – трансформаторы) предназначены для передачи сигналов измерительной информации средствам измерений и (или) устройствам защиты, автоматики и управления в электрических сетях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на использовании явления электромагнитной индукции, то есть на создании электродвижущей силы (далее – ЭДС) переменным магнитным полем. Первичный ток, протекая по первичной обмотке, создает в магнитопроводе вторичной обмотки ЭДС. Так как вторичная обмотка замкнута на внешнюю нагрузку, ЭДС вызывает появление во вторичной обмотке и внешней нагрузке электрического тока, пропорционального первичному току.

Трансформаторы предназначены для установки в комплектные распределительные устройства элегазовые (далее – КРУЭ) внутренней и наружной установки и являются комплектующими изделиями. Токопроводы КРУЭ выполняют роль первичных обмоток. Соединение с другими модулями происходит при помощи штепсельных контактов. Вторичные обмотки расположены на кольцевидных сердечниках, смонтированных на внутренних электродах. Выводы вторичных обмоток присоединены к проходным контактам на боковой поверхности корпуса, смонтированным на клеммной колодке, крышка которой пломбируется для предотвращения доступа к клеммам.

Высоковольтная изоляция внутри трансформаторов обеспечивается за счет заполнения элегазом. Рабочее давление внутри трансформатора контролируется датчиком плотности элегаза. Для обеспечения безопасности при повышении давления свыше допустимых значений предусмотрен предохранительный клапан с разрывной мембраной.

Трансформаторы выпускаются в модификациях, отличающихся наибольшими рабочими напряжениями, габаритными размерами и массой.

Структура условного обозначения модификаций трансформаторов:

АМТ-XXX/X

- X — Обозначение в зависимости от габаритных размеров и массы: 1 или 3
- XXX — Обозначение в зависимости от наибольшего рабочего напряжения: 245 для $U_{н.р}$=245 кВ; 420 для $U_{н.р}$=420 кВ
- АМТ — Тип трансформаторов

Заводской номер наносится на маркировочную табличку типографским методом в виде буквенно-цифрового кода.

Общий вид трансформаторов представлен на рисунке 1. Нанесение знака поверки на трансформаторы не предусмотрено.



а) модификации АМТ-245/3; АМТ-420/3



б) модификация АМТ-245/1; АМТ-420/1

Рисунок 1 - Общий вид трансформаторов

Пломбирование трансформаторов не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Характеристика	Значение для модификации	
	АМТ-245/1; АМТ-245/3	АМТ-420/1; АМТ-420/3
Номинальное напряжение, кВ	220	330
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	245	420
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	от 150 до 4000	
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	1; 5	
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746-2015: - для измерений и учета - для защиты	 0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S; 1 5P; 10P	
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2ном}$ с коэффициентом мощности cos φ_2=1, В·А: - обмотки для измерений и учета - обмотки для защиты	 2,5 2,5	

Характеристика	Значение для модификации	
	АМТ-245/1; АМТ-245/3	АМТ-420/1; АМТ-420/3
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2ном}$ с индуктивно-активным коэффициентом мощности cos φ_2=0,8, В·А: - обмотки для измерений и учета - обмотки для защиты	 от 3 до 100 от 3 до 100	
Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты, $K_{ном}$	от 10 до 40	
Номинальный коэффициент безопасности приборов вторичной обмотки для измерений, $K_{Бном}$	от 5 до 15	
Номинальная частота переменного тока, Гц	50; 60	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Характеристика	Значение для модификации	
	АМТ-245/1; АМТ-420/1	АМТ-245/3; АМТ-420/3
Габаритные размеры (диаметр×длина), мм, не более	350×510	530 ×520
Масса, кг, не более	400	700
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 (диапазон рабочих температур, °С)	У3 (от -45 до +40)	
Средняя наработка на отказ, ч	300000	
Срок службы, лет	30	

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом и табличку с техническими данными трансформаторов любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

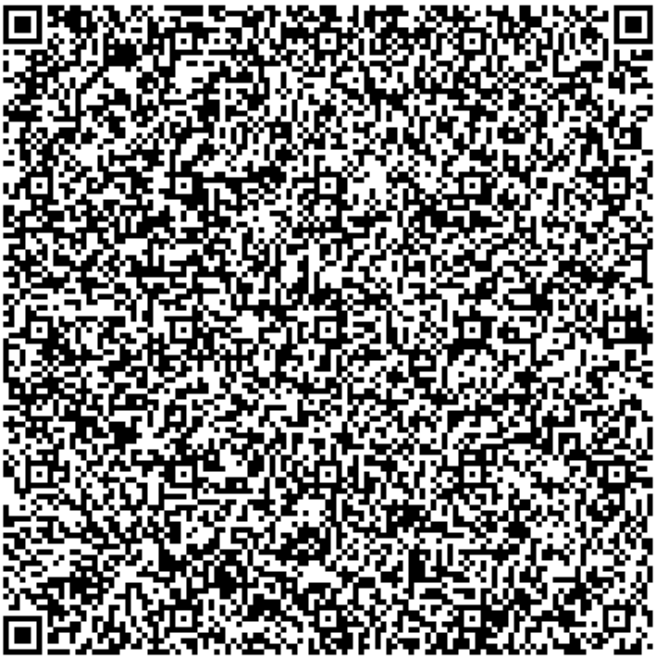
Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока АМТ	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе «Методы измерений» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока АМТ

ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27.12.2018 г. № 2768 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81958-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установка угломерная КО-2

Назначение средства измерений

Установка угломерная КО-2 (далее – установка) предназначена для измерения углов наклона плоских и цилиндрических поверхностей и установки их под заданным углом.

Описание средства измерений

Принцип действия установки заключается в том, что отсчёт угла наклона основания относительно оси уровня проводится по лимбу с помощью оптического микрометра. Установка работает как при естественном, так и при искусственном освещении.

Прибор состоит из оптического устройства, смонтированного в корпусе и закрытого наружным кожухом, блока уровней на наружном поворотном диске, окуляра, основания, зеркала, оптического микрометра, установочного микровинта с фиксирующим устройством. Наружный кожух имеет с ручки для переноски прибора. С лицевой стороны кожух закрыт фланцем с закрепленным на нём блоком уровней. Фланец жестко связан с лимбом оптического устройства и поворачивается вместе с ним.

Блок уровней содержит основной и поперечный уровни, заключенные в оправу, которая служит ручкой для грубой установки основного уровня в горизонтальное положение. Точную установку осуществляют с помощью установочного винта.

С помощью маховичка оптического микрометра совмещают верхнее и нижнее изображения штрихов шкалы лимба, в результате чего достигается правильность показаний отсчетного устройства. Угол наклона основания относительно основного уровня, служащего индикатором горизонта, отсчитывают через окуляр по лимбу с помощью оптического микрометра.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид установки представлен на рисунке 1.



а) б)

Рисунок 1 - Общий вид установки:
а) спереди; б) сзади

Пломбирование установки не предусмотрено, крепёжные винты залиты специальным фиксирующим лаком.

Программное обеспечение
Отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 –Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений углов, º	от 0 до 360
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений углов (при доверительной вероятности 0,99), "	±2

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих температур, °С	от +15 до +35
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	190×90×240
Масса, кг, не более	5,4

Знак утверждения типа
наносится типографским способом на титульный лист паспорта и наклейкой на корпус прибора.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка угломерная КО-2	№ 00002	1 шт.
Ящик транспортировочный	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Методика поверки	МП АПМ 13-21	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 7 паспорта «Установка угломерная КО-2».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к угломерной установке КО-2

Государственная поверочная схема для средств измерений плоского угла, утверждённая приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 ноября 2018 г. № 2482.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81959-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТФНД-110М

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТФНД-110М (далее - трансформаторы) предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления в установках переменного тока промышленной частоты 50 Гц.

Описание средства измерений

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

По конструкции трансформаторы представляют собой опорное одноступенчатое устройство. Трансформаторы состоят из первичной и вторичных обмоток, помещенных в фарфоровую покрышку, заполненную трансформаторным маслом. Вторичные обмотки намотаны на тороидальные магнитопроводы, изолированы друг от друга. Выводы первичной обмотки расположены в верхней части фарфоровой покрышки. Крепление фарфоровой покрышки к основанию механическое. Основание трансформатора представляет собой сварную коробку, в которой расположен клеммник с выводами вторичных обмоток, закрываемый металлической крышкой с целью ограничения доступа к измерительной цепи.

К трансформаторам данного типа относятся трансформаторы тока ТФНД-110М зав.№ 2034, 2038, 2043, 2061, 2063.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено, знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится в паспорт. Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится ударным способом на табличку трансформатора.

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

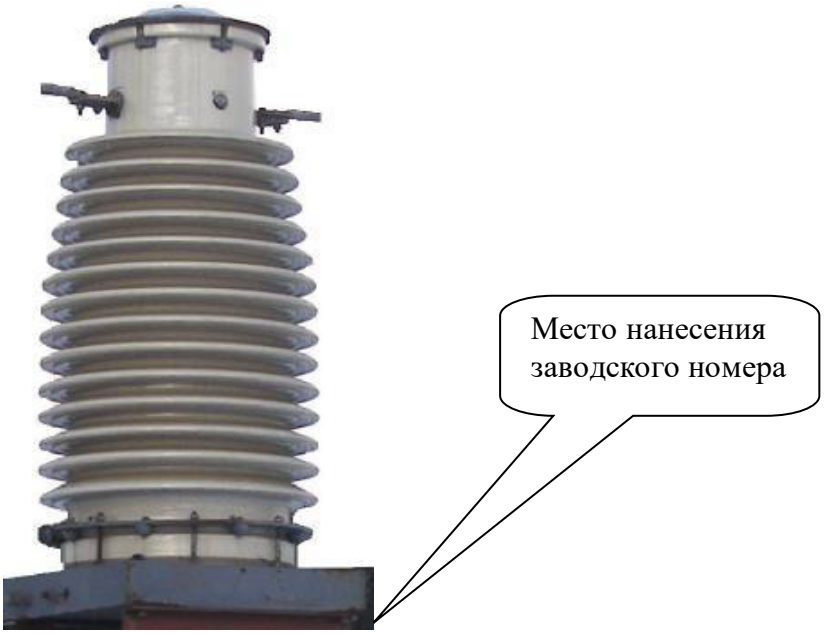


Рисунок 1 – Общий вид трансформатора с указанием
места нанесения заводского номера

Пломбирование трансформаторов не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный первичный ток, А	300, 600
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальная частота, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток измерения и учета по ГОСТ 7746-2015	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности cos φ= 0,8), В·А	30

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более: - высота - диаметр	 1530 640
Масса, кг, не более	480
Средний срок службы, лет, не менее	25
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от -40 до +40

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

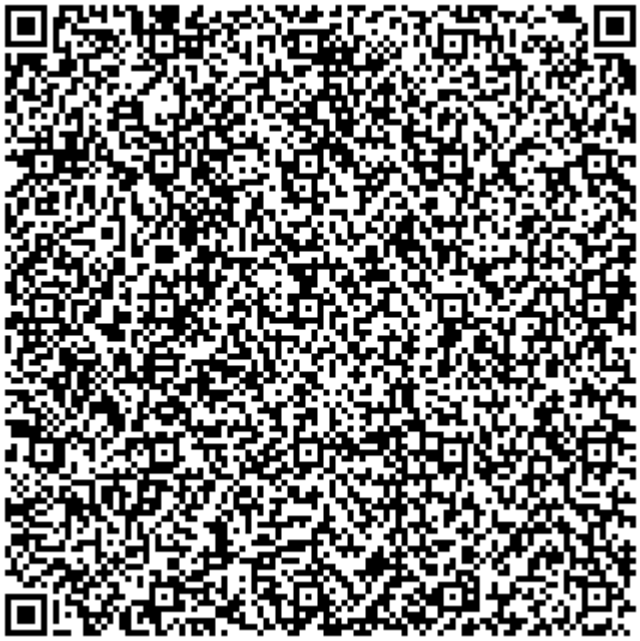
Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТФНД-110М	1 шт.
Паспорт	ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
пункт 2.3 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока ТФНД-110М
Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2768 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»
ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81960-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания» БЭС

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

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), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи;

2-й уровень –устройство сбора и передачи данных (УСПД) и технические средства приема-передачи данных;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер сбора данных (СД), сервер баз данных (БД), устройства синхронизации системного времени (УССВ), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0»

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов без учета коэффициентов трансформации, преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы и напряжения переменного тока в микропроцессоре счётчика 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется преобразование измерительной информации с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление, хранение и передача накопленных данных по выбранному ИВК каналу связи (проводные линии, GSM канал, сеть Ethernet), на верхний уровень системы.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации во внешние программно-аппаратные комплексы потребителей, сбытовых организаций, АИИС КУЭ смежных субъектов на оптовом и розничном рынке электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с регламентом.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя УССВ на основе ГЛОНАСС-приемника сигналов точного времени типа УСВ-2 (Регистрационный № 41681-10), таймеры УСПД, сервера СД и счетчиков. Сравнение времени сервера СД ИВК с таймером приемника осуществляется 1 раз в час, синхронизация производится при расхождении показаний таймеров приемника и сервера СД на величину более ±1 с. Сервер СД осуществляет синхронизацию времени УСПД, а УСПД, в свою очередь, счетчиков, подключенных к УСПД. Сличение времени таймера сервера СД с временем таймеров УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, корректировка времени сервером выполняется при достижении расхождения времени таймеров счетчиков и УСПД на величину ±1 с. Сличение времени таймеров счетчиков с временем УСПД осуществляется один раз в сутки, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем таймера УСПД ±1 с.

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

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	BinaryPackControls.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
Идентификационное наименование ПО	CheckDataIntegrity.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
Идентификационное наименование ПО	ComIECFunctions.dll

Продолжение таблицы 1

Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
Идентификационное наименование ПО	ComModbusFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
Идентификационное наименование ПО	ComStdFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
Идентификационное наименование ПО	DateTimeProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
Идентификационное наименование ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
Идентификационное наименование ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
Идентификационное наименование ПО	SummaryCheckCRC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
Идентификационное наименование ПО	ValuesDataProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645
Алгоритм расчета цифрового идентификатора (контрольной суммы) ПО – MD5	

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 и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 500 кВ Азот - Бугульма	SAS 550 КТ 0,2S Ктт=3000/1 Рег.№25121-07	VEOS КТ 0,2 Ктн=500000/100 Рег.№ 37113-14	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0.5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
2	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 500 кВ Азот - Бугульма резервный	SAS 550 КТ 0,2S Ктт=3000/1 Рег.№25121-07	VEOS КТ 0,2 Ктн=500000/100 Рег.№ 37113-14	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
3	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 500 кВ Бугульма - Бекетово	SAS 550 КТ 0,2S Ктт=3000/1 Рег.№25121-07	VEOS КТ 0,2 Ктн=500000/100 Рег.№ 37113-14	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
4	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 500 кВ Бугульма - Бекетово резервный	SAS 550 КТ 0,2S Ктт=3000/1 Рег.№25121-07	VEOS КТ 0,2 Ктн=500000/100 Рег.№ 37113-14	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
5	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 220 кВ Бугульма - Аксаково	ТФНД-220-1 КТ 0,5 Ктт=1200/1 Рег.№3694-73	НКФ-220-58 КТ 0,5 Ктн=220000/100 Рег.№ 14626-06	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
6	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 220 кВ Бугульма - Аксаково резервный	ТФНД-220-1 КТ 0,5 Ктт=1200/1 Рег.№3694-73	НКФ-220-58 КТ 0,5 Ктн=220000/100 Рег.№ 14626-06	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
7	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 220 кВ Бугульма - Туймазы	ТФНД-220-1 КТ 0,5 Ктт=1200/1 Рег.№3694-73	НКФ-220-58 КТ 0,5 Ктн=220000/100 Рег.№ 14626-06	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
8	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 220 кВ Бугульма - Туймаза резервный	ТФНД-220-1 КТ 0,5 Ктт=1200/1 Рег.№3694-73	НКФ-220-58 КТ 0,5 Ктн=220000/100 Рег.№ 14626-06	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05

Продолжение таблицы 2

9	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 220 кВ Бугульма - Михайловка	ТФНД-220-1 КТ 0,5 Ктт=1200/1 Рег.№3694-73	НКФ-220-58 КТ 0,5 Ктн=220000/100 Рег.№14626-06	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
10	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 220 кВ Бугульма - Михайловка резервный	ТФНД-220-1 КТ 0,5 Ктт=1200/1 Рег.№3694-73	НКФ-220-58 КТ 0,5 Ктн=220000/100 Рег.№ 14626-06	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
11	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 220 кВ Бугульма - Северная	ТФНД-220-1 КТ 0,5 Ктт=600/1 Рег.№3694-73	НКФ-220-58 КТ 0,5 Ктн=220000/100 Рег.№ 14626-06	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
12	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 220 кВ Бугульма - Северная резервный	ТФНД-220-1 КТ 0,5 Ктт=600/1 Рег.№3694-73	НКФ-220-58 КТ 0,5 Ктн=220000/100 Рег.№ 14626-06	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
13	ПС 500 кВ Бугульма, ОСШ 220 кВ	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 Ктт=2000/1 Рег.№6540-78	НКФ-220-58 КТ 0,5 Ктн=220000/100 Рег.№ 14626-06	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
14	ПС 500 кВ Бугульма, ОСШ 220 кВ контрольный	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 Ктт=2000/1 Рег.№6540-78	НКФ-220-58 КТ 0,5 Ктн=220000/100 Рег.№ 14626-06	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
15	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 110 кВ Бугульма - Елизаветинка I цепь	TG145-420 КТ 0,2S Ктт=750/1 Рег.№30489-05	ЗНОГ-110 КТ 0,2 Ктн=110000/100 Рег.№ 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
16	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 110 кВ Бугульма - Елизаветинка I цепь	TG145-420 КТ 0,2S Ктт=750/1 Рег.№30489-05	ЗНОГ-110 КТ 0,2 Ктн=110000/100 Рег.№ 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
17	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 110 кВ Бугульма - Елизаветинка II цепь	TG145-420 КТ 0,2S Ктт=750/1 Рег.№30489-05	ЗНОГ-110 КТ 0,2 Ктн=110000/100 Рег.№ 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Зав.№07285 Рег.№28822-05

Продолжение таблицы 2

18	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 110 кВ Бугульма - Елизаветинка II цепь	TG145-420 КТ 0,2S Ктт=750/1 Рег.№30489-05	ЗНОГ-110 КТ 0,2 Ктн=110000/100 Рег.№23894-12	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
19	ПС 500 кВ Бугульма, ОСШ 110 кВ	TG145-420 КТ 0,2S Ктт=750/1 Рег.№30489-05	ЗНОГ-110 КТ 0,2 Ктн=110000/100 Рег.№ 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
20	ПС 500 кВ Бугульма, ОСШ 110 кВ контрольный	TG145-420 КТ 0,2S Ктт=750/1 Рег.№30489-05	ЗНОГ-110 КТ 0,2 Ктн=110000/100 Рег.№ 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
21	ПС 500 кВ Бугульма, В 35 кВ Плавка гололеда	ТОЛ-СЭЩ КТ 0,5S Ктт=2000/1 Рег.№51623-12	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн=35000/100 Рег.№ 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	СИКОН С70 Рег.№28822-05
22	ПС 500 кВ Бугульма, В 35 кВ Плавка гололеда резервный	ТОЛ-СЭЩ КТ 0,5S Ктт=2000/1 Рег.№51623-12	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн=35000/100 Рег.№ 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	СИКОН С70 Рег.№28822-05
23	ПС 110 кВ Бавлы, ВЛ 35 кВ Бавлы - Якшеево	ТФН-35М КТ 0,5 Ктт=150/5 Рег.№3690-73	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 Ктн=35000/100 Рег.№ 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17
24	ПС 110 кВ Бавлы, ВЛ 35 кВ Бавлы - Якшеево резервный	ТФН-35М КТ 0,5 Ктт=150/5 Рег.№3690-73	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 Ктн=35000/100 Рег.№ 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	ARIS 28xx Рег.№67864-17
25	ПС 110 кВ Бавлы, ВЛ 6 кВ ф.7-02	ТЛМ-10 КТ 0,5 Ктт=300/5 Рег.№2473-69	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 831-53	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17
26	ПС 110 кВ Бавлы, ВЛ 6 кВ ф.7-17	ТПЛ-10 КТ 0,5 Ктт=300/5 Рег.№1276-59	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктн=6000/100; Рег.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17
27	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-01	ТОЛ 10-1 КТ 0,5 Ктт=300/5 Рег.№15128-03	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17
28	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-02	ТОЛ 10-1 КТ 0,5 Ктт=300/5 Рег.№15128-03	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17
29	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-03	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=400/5 Рег.№7069-02	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17

Продолжение таблицы 2

30	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-04	ТОЛ КТ 0,5 Ктт=300/5 Рег.№47959-16	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17
31	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-05	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=200/5 Рег.№7069-02	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17
32	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-06	ТОЛ 10-1 КТ 0,5 Ктт=300/5 Рег.№15128-03	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17
33	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-07	ТОЛ 10-1 КТ 0,5 Ктт=300/5 Рег.№15128-03	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17
34	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-08	ТОЛ 10-1 КТ 0,5 Ктт=300/5 Рег.№15128-03	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17
35	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-09	ТОЛ 10-1 КТ 0,5 Ктт=300/5 Рег.№15128-03	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17
36	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-10	ТОЛ 10-1 КТ 0,5 Ктт=300/5 Рег.№15128-03	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17
37	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-11	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=600/5 Рег.№7069-02	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17
38	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-12	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=400/5 Рег.№7069-02	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17
39	ПС 35 кВ Карабаш-1, ВЛ 6 кВ ф.23-09	ТОЛ КТ 0,5S Ктт=400/5 Рег.№47959-11	НАМИТ-10 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17
40	ПС 35 кВ Карабаш-1, ВЛ 6 кВ ф.23-13	ТОЛ КТ 0,5S Ктт=400/5 Рег.№47959-11	НАМИТ-10 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17
41	ПС 35 кВ УКПН, ВЛ 6 кВ ф.5-01	ТВК-10; -; ТПЛМ-10 КТ 0,5 Ктт=400/5 Рег.№8913-82; -; 2363-68	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17

Продолжение таблицы 2

42	ПС 35 кВ УКПН, ВЛ 6 кВ ф.5-19	ТПЛМ-10 КТ 0,5 Ктт=400/5 Рег.№2363-68	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17
43	ПС 110 кВ Поповка, В 10 кВ Т-1	ТОЛ-10 III КТ 0,2S Ктт=2000/5 Рег.№36308-07	НАМИТ-10 КТ 0,5 Ктн=10000/100 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
44	ПС 110 кВ Поповка, В 10 кВ Т-2	ТОЛ-10 III КТ 0,2S Ктт=2000/5 Рег.№36308-07	НАМИТ-10 КТ 0,5 Ктн=10000/100 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
45	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-01	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=600/5 Рег.№7069-02	НАМИ-10-95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864-17
46	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-02	ТОЛ КТ 0,5S Ктт=400/5 Рег.№47959-16	НАМИ-10-95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864-17
47	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-03	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=600/5 Рег.№7069-02	НАМИ-10-95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864-17
48	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-04	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=400/5 Рег.№7069-02	НАМИ-10-95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864-17
49	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-05	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=200/5 Рег.№7069-02	НАМИ-10-95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864-17
50	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-08	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=400/5 Рег.№7069-02	НАМИ-10-95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Рег.№67864-17
51	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-09	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=400/5 Рег.№7069-02	НАМИ-10-95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17
52	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-10	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=600/5 Рег.№7069-02	НАМИ-10-95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17
53	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-12	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=200/5 Рег.№7069-02	НАМИ-10-95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17

Продолжение таблицы 2

54	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-13	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=400/5 Рег.№7069-02	НАМИ-10-95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17
55	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-14	ТОЛ КТ 0,5S Ктт=400/5 Рег.№47959-16	НАМИ-10-95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17
56	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-15	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=200/5 Рег.№7069-02	НАМИ-10-95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864-17

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

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики	
		Границы основной погрешности, (δ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, (δ) %
1-4, 15-20	Активная реактивная	±0,6 ±1,2	±1,4 ±2,1
26	Активная реактивная	±0,9 ±2,5	±3,1 ±4,6
43, 44	Активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,3
21, 22, 39, 40, 46, 55	Активная реактивная	±1,1 ±2,8	±2,9 ±3,0
5-14, 23-25, 27-38, 41, 42, 45, 47-54, 56	Активная реактивная	±1,1 ±2,8	±3,2 ±4,7

Примечания:
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P=0,95.
3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от Iном Cos φ = 0,8инд., $W_{2\%}$

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	56
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, cosφ – частота, Гц температура окружающей среды, °С	 от 98 до 102 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от Uном – ток, % от Iном – коэффициент мощности, cosφ – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	 от 90 до 110 от 5 до 120 от $0,5_{инд}$ до $0,8_{емк}$ от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +60 от -10 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: – 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: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	 90000 2 70000 2 35000 2 100000 1
Глубина хранения информации: счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее УСПД: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 113 10 45 5 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД 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 счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени в счетчике;

- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	14
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	3
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока	SAS 550	6
Трансформаторы тока	TG145-420	9
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 III	6
Трансформаторы тока	ТФН-35М	2
Трансформаторы тока	ТФНД-220-1	12
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ	10
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	28
Трансформаторы тока	ТВК-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	3
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV У1	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1

Продолжение таблицы 5

Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	9
Трансформаторы напряжения	VEOS	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	56
Контроллеры многофункциональные	ARIS 28xx	5
Контроллеры сетевые индустриальные	СИКОН С70	3
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	Пирамида 2.0	1
Методика поверки	МП.359111.10.2019	1
Формуляр	ПФ.359111.10.2019	1
Руководство по эксплуатации	РЭ.359111.10.2019	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в эксплуатационном документе РЭ.359111.10.2019. Часть 2. Раздел 4 «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания» БЭС

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

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81961-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» и ПАО «ФСК ЕЭС», выполняющие функции сбора и хранения результатов измерений и их передачу на уровень ИВК;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает центр сбора данных ОАО «РЖД» на базе программного обеспечения (ПО) «Энергия АЛЬФА 2», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия АЛЬФА 2», построенный на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, сервер центра сбора и обработки данных ПАО «ФСК ЕЭС» на базе специализированного программного обеспечения (СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал при помощи технических средств приёма-передачи данных с выходов счетчиков измерительных каналов (ИК) №№ 1-44 поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», а с выходов счетчиков ИК №№ 51-52 – на входы УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков ИК №№ 1-42 любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 45-50 по каналу связи стандарта GSM поступает на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», где при помощи программного обеспечения осуществляется формирование и хранение измерительной информации, а также оформление справочных и отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

По основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптических линий связи, данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер центра сбора данных ОАО «РЖД», а с УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» - на сервер центра сбора и обработки данных ПАО «ФСК ЕЭС», где при помощи ПО осуществляется формирование и хранение измерительной информации, а также оформление справочных и отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

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

Не реже одного раза в сутки сервер центра сбора и обработки данных ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически формируют файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передают его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

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

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

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

СОЕВ включает в себя УССВ типов УСВ-3, Метроном-50М, СТВ-01 или РСТВ-01-01, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера центра сбора данных ОАО «РЖД», часы сервера центра сбора и обработки данных ПАО «ФСК ЕЭС», часы УСПД и счётчиков.

УССВ типов Метроном-50М, УСВ-3, СТВ-01 и РСТВ-01-01 осуществляют приём и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени типа Метроном-50М (основной и резервный). Периодичность сравнения показаний часов сервера и УССВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов), которая равна ±1 с (параметр программируемый).

Сервер центра сбора данных ОАО «РЖД» оснащен УССВ на базе устройства синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов сервера и УССВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±1 с (параметр программируемый).

УСПД ОАО «РЖД» синхронизируется от сервера центра сбора данных ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов УСПД и сервера осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов УСПД происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±2 с (параметр программируемый).

Счётчики ИК №№ 1-44 синхронизируются от УСПД ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов счётчиков происходит при превышении уставки коррекции времени, настраивается с учётом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±2 с (параметр программируемый).

Счётчики ИК №№ 45-50 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» при каждом сеансе связи. Корректировка часов счётчиков происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±3 с (параметр программируемый).

Сервер центра сбора и обработки данных ПАО «ФСК ЕЭС» оснащен УССВ на базе сервера точного времени СТВ-01 или радиосервера точного времени РСТВ-01-01. Периодичность сравнения показаний часов сервера и УССВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±1 с (параметр программируемый).

УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» синхронизируется от сервера центра сбора и обработки данных ПАО «ФСК ЕЭС». Периодичность сравнения показаний часов сервера и УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов УСПД происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±2 с (параметр программируемый).

Счётчики ИК №№ 51-52 синхронизируются от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счётчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов счётчиков происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±2 с (параметр программируемый).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия АЛЬФА 2»

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 3 - Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218

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

Уровень защиты ПО «Энергия АЛЬФА 2» и СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ
1	2	3		4		5	6
1	ПС 110 кВ Антропово (тяговая), Ввод 110 кВ Т1	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/1 №16635-05	A	ТГФ110	RTU-327, Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4			
2	ПС 110 кВ Антропово (тяговая), Ввод 110 кВ Т2	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/1 №16635-05	A	ТГФ110		
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3			4		5	6
3	ПС 110 кВ Буй (тяговая), ВЛ 110 кВ Буй(тяговая) - Западная (ВЛ 110 кВ Буй(т) - Западная)	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/1 №16635-05		A	ТГФ110	RTU-327, Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
					B	ТГФ110		
					C	ТГФ110		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03		A	НАМИ-110 УХЛ1		
					B	НАМИ-110 УХЛ1		
					C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97		EA02RAL-P3B-4			
4	ПС 110 кВ Буй (тяговая), ВЛ 110 кВ Буй (т) - Вохтога (т)	ТТ	Кт=0,2S Ктт=300/5 №16023-97		A	ТФМ-110		
					B	ТФМ-110		
					C	ТФМ-110		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03		A	НАМИ-110 УХЛ1		
					B	НАМИ-110 УХЛ1		
					C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97		EA02RAL-P3B-4			
5	ПС 110 кВ Буй (тяговая), ВЛ 110 кВ Буй (тяговая) - Буй (сельская) (ВЛ 110 кВ Буй(т) - Буй(с))	ТТ	Кт=0,2S Ктт=600/1 №16635-05		A	ТГФ110		
					B	ТГФ110		
					C	ТГФ110		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03		A	НАМИ-110 УХЛ1		
					B	НАМИ-110 УХЛ1		
					C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97		EA02RAL-P3B-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Буй (тяговая), ВЛ 110 кВ Буй (тяговая) - Борок (ВЛ 110 кВ Буй(т) - Борок)	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/1 №16635-05	A	ТГФ110	RTU-327, Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4W			
7	ПС 110 кВ Буй (тяговая), ВЛ 110 кВ Буй (т) -Буй (р) (ТЗ)	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/1 №16635-05	A	ТГФ110		
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4			
8	ПС 110 кВ Буй (тяговая), ВЛ 110 кВ Халдеево - Буй (тяговая) (ВЛ 110 кВ Халдеево - Буй)	ТТ	Кт=0,2S Ктт=600/1 №16635-05	A	ТГФ110		
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4W			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Буй(р), Ввод №1, ВЛ 10 кВ №1 ПС Буй (т)-Буй (р)	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1500/5 №7069-79	A	ТОЛ-10	RTU-327, Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ-10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A B C	НАМИ-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3			
10	ПС 110 кВ Буй(р), Ввод №2, ВЛ 10 кВ №2 ПС Буй (т)-Буй (р)	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1500/5 №7069-79	A	ТОЛ-10		
				B	-		
				C	ТОЛ-10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A B C	НАМИ-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3			
11	ПС 110 кВ Вохтога-тяговая, Ввод Т-1 110 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3			4		5	6
12	ПС 110 кВ Вохтога-тяговая, Ремонтная перемычка 110 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=300/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327, Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17	
				B	ТГФМ-110 II*			
				C	ТГФМ-110 II*			
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1			
				B	НАМИ-110 УХЛ1			
				C	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4				
13	ПС 110 кВ Вохтога-тяговая, Рабочая перемычка 110 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=300/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*			
				B	ТГФМ-110 II*			
				C	ТГФМ-110 II*			
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1			
				B	НАМИ-110 УХЛ1			
				C	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4				
14	ПС 110 кВ Галич (тяговая), Ввод 110 кВ Т1	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1			
				B	ТБМО-110 УХЛ1			
				C	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1			
				B	НАМИ-110 УХЛ1			
				C	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4				

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Галич (тяговая), Ввод 110 кВ Т2	ТТ	Кт=0,2S Ктт=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327, Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4			
16	ПС 110 кВ Космынино (т), Ввод 110 кВ Т1	ТТ	Кт=0,2S Ктт=100/1 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
17	ПС 110 кВ Космынино (т), Ввод 110 кВ Т2	ТТ	Кт=0,2S Ктт=100/1 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Космынино, ВЛ 35 кВ Рудино	ТТ	Кт=0,5 Ктт=150/5 №52619-13	A	ТВГ-УЭТМ®-35	RTU-327, Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТВГ-УЭТМ®-35		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=35000/√3/100/√3 №912-54	A	ЗНОМ-35		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+			
19	ПС 110 кВ Космынино, ф.10-01 10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №2473-69	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-4-AL-C29-T+			
20	ПС 110 кВ Космынино, ф.10-02 10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №2473-69	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T+			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Космынино, ф.10-03 10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327, Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A B C	НАМИ-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-4-AL-C29-T+			
22	ПС 110 кВ Космынино, ф.10-04 10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №2473-69	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A B C	НАМИ-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T+			
23	ПС 110 кВ Космынино, ф.10-05 10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=150/5 №2473-69	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A B C	НАМИ-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T+			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
24	ПС 6 кВ Кострома (т) (6/0,4 кВ), Ввод-1 6 кВ (Ввод 664)	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327, Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №2611-70	A B C	НТМИ-6-66		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3			
25	ПС 6 кВ Кострома (т) (6/0,4 кВ), Ввод-2 6 кВ (Ввод 662)	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №2611-70	A B C	НТМИ-6-66		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3			
26	ПС 27,5 кВ Мантурово (т) (27,5/0,4кВ), Ввод №1 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=1000/5 №62786-15	A	ТЛ-ЭК-35		
				B	ТЛ-ЭК-35		
				C	-		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=27500/100 №68841-17	A	ЗНОЛ-ЭК		
				B	ЗНОЛ-ЭК		
				C	-		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
27	ПС 27,5 кВ Мантурово (т) (27,5/0,4кВ), Ввод №2 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=1000/5 №62786-15	A	ТЛ-ЭК-35	RTU-327, Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТЛ-ЭК-35		
				C	-		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=27500/100 №68841-17	A	ЗНОЛ-ЭК		
				B	ЗНОЛ-ЭК		
				C	-		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
28	ПС 10 кВ Нерехта (т), Ввод №1 10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-99	A2R-3-AL-C8-T+			
29	ПС 10 кВ Нерехта (т), Ввод №2 10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-99	A2R-3-AL-C8-T+			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
30	ПС 27,5 кВ Нея (т), Ввод №1 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=1000/5 №62786-15	A	ТЛ-ЭК-35	RTU-327, Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТЛ-ЭК-35		
				C	-		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=27500/100 №68841-17	A	ЗНОЛ-ЭК		
				B	ЗНОЛ-ЭК		
				C	-		
		Счетчик	Кт=0,2S/0.5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
31	ПС 27,5 кВ Нея (т), Ввод №2 27,5 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=1000/5 №62786-15	A	ТЛ-ЭК-35		
				B	ТЛ-ЭК-35		
				C	-		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=27500/100 №68841-17	A	ЗНОЛ-ЭК		
				B	ЗНОЛ-ЭК		
				C	-		
		Счетчик	Кт=0,2S/0.5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
32	ПС 110 кВ Поназырево (тяговая), ВЛ 110 кВ Шарья (районная) - Поназырево (тяговая) с отпайкой на ПС Якшанга (ВЛ 110 кВ Шарья(р) - Поназырево)	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/1 №16635-05	A	ТГФ110		
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Поназырево (тяговая), ВЛ 110 кВ Ацвеж - Поназырево (тяговая) с отпайкой на ПС Свеча (ВЛ 110 кВ Ацвеж - Поназырево)	ТТ	Кт=0,2S Ктт=400/1 №16635-05	A	ТГФ110	RTU-327, Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4			
34	ПС 110 кВ Поназырево (тяговая), ВЛ 110 кВ Гостовская - Поназырево (тяговая) (ВЛ 110 кВ Гостовская - Поназырево)	ТТ	Кт=0,2S Ктт=400/1 №16635-05	A	ТГФ110		
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4			
35	ПС 110 кВ Поназырево (тяговая), ВЛ 110 кВ Поназырево (тяговая) - Никола с отпайками (ВЛ 110 кВ Поназырево - Никола)	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/1 №16635-05	A	ТГФ110		
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3			4		5	6
36	ПС 110 кВ Поназырево (тяговая), ВЛ 110 кВ Шарья (тяговая) - Поназырево (тяговая) (ВЛ 110 кВ Шарья(т) - Поназырево)	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/1 №16635-05	A	ТГФ110	RTU-327, Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17	
				B	ТГФ110			
				C	ТГФ110			
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1			
				B	НАМИ-110 УХЛ1			
				C	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4				
37	ПС 110 кВ Поназырево (тяговая), ОВ 110 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/1 №16635-05	A	ТГФ110			
				B	ТГФ110			
				C	ТГФ110			
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1			
				B	НАМИ-110 УХЛ1			
				C	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4				
38	ПС 110 кВ Поназырево (тяговая), Ввод 10 кВ Т-1	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №25433-03	A	ТЛО-10			
				B	ТЛО-10			
				C	ТЛО-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2			
				B				
				C				
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+				

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Поназырево (тяговая), Ввод 10 кВ Т-2	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №25433-03, 1276-59, 1276-59	A	ТЛО-10	RTU-327, Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТПЛ-10		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+			
40	ПС 110 кВ Шарья (тяговая), Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4			
41	ПС 110 кВ Шарья (тяговая), Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3			4		5	6
42	ПС 110 кВ Шарья (тяговая), ф.№6 6 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		RTU-327, Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-			
				C	ТПЛ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 № 831-53	A B C	НТМИ-6			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+				
43	ПС 110 кВ Высоково, ф.605 6 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10		RTU-327, Рег. № 19495-03	
				B	-			
				C	ТПОЛ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №20186-05	A B C	НАМИ-10-95 УХЛ2			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3				
44	ПС 110 кВ Высоково, ф.602 6 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=600/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10			
				B	-			
				C	ТПОЛ-10			
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №20186-05	A B C	НАМИ-10-95 УХЛ2			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3				

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
45	ПС 110 кВ Буй(р), Ввод №1, ВЛ 10 кВ №1 ПС Буй (т)-Буй (р)	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1500/5 №7069-79	A	ТОЛ 10	-	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОЛ 10		
				C	ТОЛ 10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A B C	НАМИ-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			
46	ПС 110 кВ Буй(р), Ввод №2, ВЛ 10 кВ №2 ПС Буй (т)-Буй (р)	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1500/5 №7069-79	A	ТОЛ 10		
				B	ТОЛ 10		
				C	ТОЛ 10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A B C	НАМИ-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			
47	ПС 110 кВ Нерехта-1, ф.10-11 10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=300/5 №1856-63,2473-69, 1856-63	A	ТВЛМ-10		
				B	ТЛМ-10		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №57274-14	A B C	НАМИ-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Нерехта-1, ф.10-12 10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=300/5 №2473-69, 1856-63,2473-69	A	ТЛМ-10	-	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТВЛМ-10		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69	A B C	НТМИ-10-66У3		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			
49	ПС 110 кВ Нея, Ввод 27,5 кВ Т-1	ТТ	Кт=0,2S Ктт=500/1 №33045-06	A	ТБМО-35 УХЛ1		
				B	ТБМО-35 УХЛ1		
				C	ТБМО-35 УХЛ1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70, 21257-06, 46738-11	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОЛ-35III		
				C	ЗНОЛ-27III		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			
50	ПС 110 кВ Нея, Ввод 27,5 кВ Т-2	ТТ	Кт=0,2S Ктт=500/1 №33045-06	A	ТБМО-35 УХЛ1		
				B	ТБМО-35 УХЛ1		
				C	ТБМО-35 УХЛ2		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №46738-11, 21257-06, 21257-06	A	ЗНОЛ-27III		
				B	ЗНОЛ-35III		
				C	ЗНОЛ-35III		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
51	ПС 220 кВ Неро, яч.3, КЛ 10 кВ Ф.3	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/5 №25433-11	A	ТЛО-10	ТК16L, Рег. №36643-07	СТВ-01 Рег. № 49933-12/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №51621-12	A B C	НАЛИ-СЭЩ-10		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			
52	ПС 220 кВ Неро, яч.18, КЛ 10 кВ Ф.18	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №51621-12	A B C	НАЛИ-СЭЩ-10		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1-8, 14-17, 31-37, 40, 41	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
11-13, 26, 27, 30, 51, 52	Активная	0,5	1,9
	Реактивная	1,1	2,0
9, 10, 19-23, 45, 46	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
18, 24, 25, 28, 29, 38, 39, 42-44, 47,48	Активная	1,0	2,9
	Реактивная	1,8	2,8
49,50	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% $I_{ном}$ cosφ = $0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°С.

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 99 до 101
- ток, % от $I_{ном}$	от 100 до 120
- коэффициент мощности, cosφ	0,87
температура окружающей среды, °С:	
- для счетчиков активной энергии:	
ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94	от +21 до +25
- для счетчиков реактивной энергии:	
ГОСТ 26035-83	от +18 до +22
ГОСТ Р 52425-2005,ТУ 4228-011-29056091-04	от +21 до +25

Продолжение таблицы 6

1	2
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- ток, % от $I_{ном}$	от 2(5) до 120
- коэффициент мощности	от 0,5 инд. до 0,8 емк.
- диапазон рабочих температур окружающей среды, °С:	
- для ТТ и ТН	от -40 до +40
- для счетчиков	от -40 до +60
- для УСПД RTU-327	от +1 до +50
- для УСПД TK16L	от -20 до +60
- для УСВ-3	от -25 до +60
- для Метроном-50М	от +15 до +30
- для СТВ-01	от +10 до + 30
- для РСТВ-01-01	от +5 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
счетчики электроэнергии Альфа А1800:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии ЕвроАльфа:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	50000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии Альфа:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	50000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
УСПД RTU-327:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
УСПД TK16L:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	55000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
ИВК:	
- коэффициент готовности, не менее	0,99
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
Глубина хранения информации	
ИИК:	
- счетчики электроэнергии:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45

Продолжение таблицы 6

1	2
ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

− защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

− резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	12 шт.
Трансформаторы комбинированные	VAU-123	6 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ110	42 шт.
Трансформаторы тока	ТЛ-ЭК-35	8 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-35 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВГ-УЭТМ®-35	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	20 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 (ТОЛ 10)	10 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	3 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	11 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	36 шт
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-35III	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	2 шт
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	1 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-27III	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК	10 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66У3	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	5 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	5 шт.
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	12 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	24 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа	11 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазны многофункциональные	Альфа А1800	9 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	8 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	3 шт.
Устройство сбора и передачи данных	TK16L	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Сервер точного времени	СТВ-01	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Методика поверки	МП-312235-130-2021	1 экз.
Формуляр	13526821.4611.166.ЭД.ФО	1 экз.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Костромской области».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Костромской области

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81962-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Кабардино-Балкарской Республики

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД», выполняющие функции сбора, хранения результатов измерений и их передачи на уровень ИВК;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя Центр сбора данных ОАО «РЖД» на базе программного обеспечения (ПО) «Энергия Альфа 2», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построенный на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков измерительных каналов (ИК) при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Данные по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, с УСПД передаются на сервер Центра сбора данных ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

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

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

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 4. СОЕВ включает в себя устройства синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, часы сервера центра сбора данных ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы УСПД и счётчиков. Серверы точного времени Метроном-50М и устройства синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системой ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

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

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

УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера Центра сбора данных ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±2 с (параметр программируемый).

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

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1, 2.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 3 - 5.

Таблица 3 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ				ИВКЭ	УССВ
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип			
1	2	3		4		5	6
1	ПС Муртазово-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-110 кВ ввод Т1 110 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
2	ПС Муртазово-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-110 кВ, ввод Т2 110 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 3

1	2	3			4		5	6
3	ПС Муртазово-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-27,5 кВ Ф. ДПР-1-27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=150/5 №3690-73		A	ТФЗМ-35А-У1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
					B	-		
					C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70		A	ЗНОМ-35-65		
					B	-		
					C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RAL-B-3			
4	ПС Муртазово-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-27,5 кВ Ф. ДПР-2-27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=150/5 №3690-73		A	ТФЗМ-35А-У1		
					B	-		
					C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70		A	ЗНОМ-35-65		
					B	-		
					C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RAL-B-3			
5	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-110 кВ ввод Т1 110 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/1 №23256-05		A	ТБМО-110 УХЛ1		
					B	ТБМО-110 УХЛ1		
					C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03		A	НАМИ-110 УХЛ1		
					B	НАМИ-110 УХЛ1		
					C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06		A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
6	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-110 кВ ввод Т2 110 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
7	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-27,5 кВ Ф. ДПР-1-27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №3198-89	A	ТВ 35-IV		
				B	-		
				C	ТВ 35-IV		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			
8	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-27,5 кВ Ф. ДПР-2-27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №3198-89	A	ТВ 35-IV		
				B	-		
				C	ТВ 35-IV		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3			

Продолжение таблицы 3

1	2	3			4		5	6
9	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-27,5 кВ Ф. ДПР-3-27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=50/5 №3689-73, 3690-73		A	ТФЗМ-35Б-1У1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
					B	-		
					C	ТФН-35М		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70		A	ЗНОМ-35-65		
					B	-		
					C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RAL-B-3			
10	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.1-10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=150/5 №8913-82, 25433-11		A	ТВК-10		
					B	-		
					C	ТЛО-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69		A	НТМИ-10-66		
					B			
					C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-B-3			
11	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.2-10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=300/5 №2363-68		A	ТПЛМ-10		
					B	-		
					C	ТПЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69		A	НТМИ-10-66		
					B			
					C			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-B-3			

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
12	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.3-10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=50/5 №1276-59, 2363-68	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69	A B C	НТМИ-10-66		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			
13	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.4-10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 №1276-59, 2363-68	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69	A B C	НТМИ-10-66		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			
14	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.5-10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69	A B C	НТМИ-10-66		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			

Продолжение таблицы 3

1	2	3			4		5	6
15	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.6-10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 №22192-03	A	ТПЛ-10-М	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69	A B C	НТМИ-10-66		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			
16	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.7-10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=150/5 №8913-82	A	ТВК-10		
				B	-		
				C	ТВК-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69	A B C	НТМИ-10-66		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			
17	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.8-10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №8913-82	A	ТВК-10		
				B	-		
				C	ТВК-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69	A B C	НТМИ-10-66		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			

Продолжение таблицы 3

1	2	3			4		5	6
18	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.9-10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69	A B C	НТМИ-10-66		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			
19	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.10-10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №6009-77	A	ТОЛ-10 УТ2		
				B	-		
				C	ТОЛ-10 УТ2		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-69	A B C	НТМИ-10-66		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			
20	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-110 кВ ввод Т1 110 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=150/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
21	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-110 кВ ввод Т2 110 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=150/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
22	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-27,5 кВ Ф. ДПР-1-27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1		
				B	-		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			
23	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-27,5 кВ Ф. ДПР-2-27,5 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1		
				B	-		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			

Продолжение таблицы 3

1	2	3			4		5	6
24	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.1-10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=75/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-			
				C	ТПЛМ-10			
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A B C	НАМИ-10			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3				
25	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.2-10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=150/5 №8913-82	A	ТВК-10			
				B	-			
				C	ТВК-10			
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A B C	НАМИ-10			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3				
26	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.3-10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №1276-59	A	ТПЛ-10			
				B	-			
				C	ТПЛ-10			
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A B C	НАМИ-10			
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3				

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
27	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.4-10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A B C	НАМИ-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3			
28	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.5-10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=150/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A B C	НАМИ-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			
29	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.6-10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=75/5 №1276-59, 25433-11	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A B C	НАМИ-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
30	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.7-10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=50/5 №15128-01	A	ТОЛ 10-1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ 10-1		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A B C	НАМИ-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			
31	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.8-10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=75/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A B C	НАМИ-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3			
32	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.10-10 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=150/5 №8913-82	A	ТВК-10		
				B	-		
				C	ТВК-10		
		ТН	Кт=0,2 Ктн=10000/100 №11094-87	A B C	НАМИ-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

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

3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.

4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 4 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1, 2, 20, 21	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
3, 4, 7-19, 22, 23	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
5, 6	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
24-32	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% $I_{ном}$ cosφ = $0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°С.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 99 до 101
- ток, % от $I_{ном}$	от 100 до 120
- коэффициент мощности, cosφ	0,87
температура окружающей среды, °С:	
- для счетчиков активной энергии:	
ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94	от +21 до +25
- для счетчиков реактивной энергии:	
ТУ 4228-011-29056091-11	от +21 до +25
ГОСТ 26035-83	от +18 до +22

Продолжение таблицы 5

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УСВ-3 - для Метроном-50М	 от 90 до 110 от 2(5) до 120 от $0,5_{инд}$ до $0,8_{емк}$ от -40 до +35 от -40 до +65 от 0 до +75 от -25 до +60 от +15 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	 50000 72 120000 72 40000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;

- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

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

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

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

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	18 шт.
Трансформаторы тока встроенные	ТВ 35-IV	4 шт.
Трансформаторы тока	ТВК-10	9 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 УТ2	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	11 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	8 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	1 шт.

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Трансформаторы тока	ТФН-35М	1 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	12 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	18 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	6 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	26 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Методика поверки	МП-312235-127-2021	1 экз.
Формуляр	13526821.4611.162.ЭД.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Кабардино-Балкарской Республики».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Кабардино-Балкарской Республики

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81963-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс измерительно-вычислительный ИВК-104

Назначение средства измерений

Комплекс измерительно-вычислительный ИВК-104 (далее – комплекс) предназначен для измерений напряжения постоянного тока, электрического сопротивления постоянному току и частоты периодических сигналов, а также для регистрации и отображения результатов измерений.

Описание средства измерений

Конструктивно комплекс смонтирован в двух стойках RITTAL TS IT, где расположены основные и дублирующие крейты PXIe-1085 с измерительными модулями PXI-6255, PXI-6284 и PXIe-4357, модулями приема цифровых (дискретных) сигналов PXI-6509, крейты VXI с источниками тока МОТ8 и напряжения МОН12, контролером RMC-8354. Цифровой код с выхода контроллера RMC-8354 поступает на ПЭВМ оператора для регистрации и отображения измерительной информации.

Функционально комплекс включает в себя измерительные каналы (ИК):

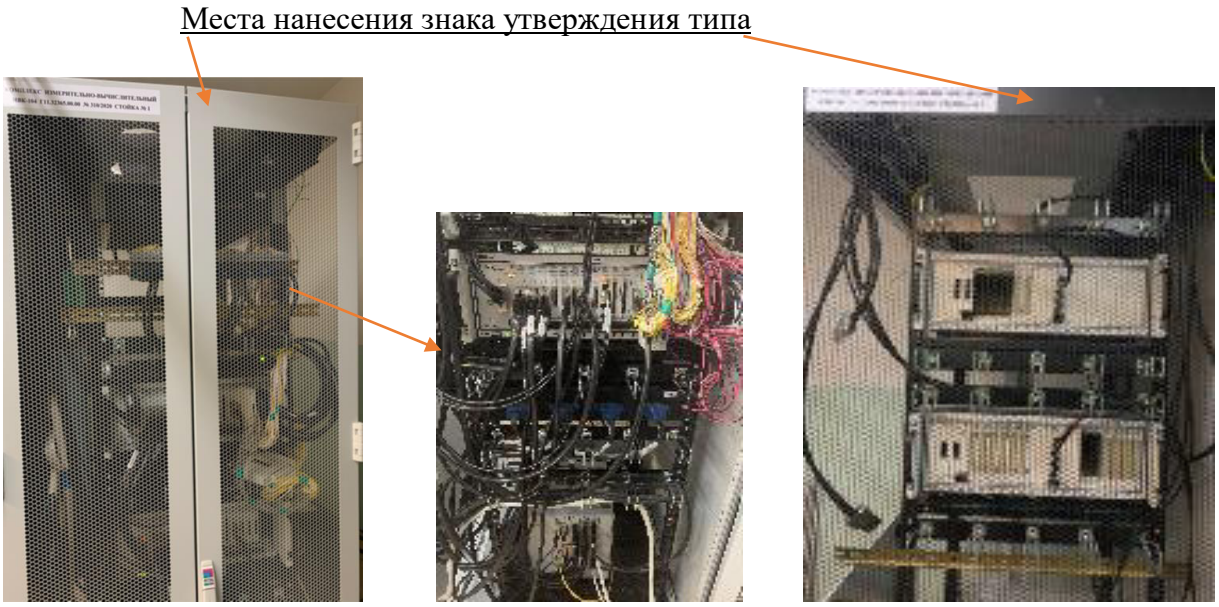
- ИК напряжения постоянного тока;
- ИК электрического сопротивления постоянному току;
- ИК частоты периодических сигналов.

С целью повышения надежности сбора измерительной информации при испытаниях все ИК дублированы.

Принцип действия комплекса основан на преобразовании аналоговых электрических сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей различного типа с выходными унифицированными сигналами (напряжение постоянного тока, электрическое сопротивление постоянному току, частота периодических сигналов), аналого-цифровыми преобразователями (АЦП) измерительных модулей (16-ти разрядным АЦП измерительного модуля PXI-6255, 18-ти разрядным АЦП измерительного модуля PXI-6284, 24-ти разрядным АЦП измерительного модуля PXIe-4357) в цифровой код для регистрации и отображения.

В комплексе обеспечивается прием цифровых (дискретных) сигналов модулями PXI-6509 для контроля выполнения команд, поступающих из системы управления в виде замыкания «сухих» контактов, логических сигналов с уровнями ТТЛ.

Внешний вид стоек комплекса и места нанесения знака утверждения типа представлены на рисунке 1. Пломбирование стоек комплекса не предусмотрено. Защита от несанкционированного доступа к ИК комплекса предусмотрена в виде специальных замков на дверях стоек, запираемых ключами. Внешний вид замка дверей стоек комплекса показан на рисунке 2.



Стойка № 1 комплекса Стойка № 2 комплекса

Рисунок 1 – Внешний вид стоек комплекса



Рисунок 2 – Внешний вид замка стоек комплекса

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) комплекса состоит из общей и функциональных частей. В состав общего ПО входят операционные системы Windows 7 (64-разрядная) и NI Real-Time Phar Lap ETS 13.1 (32-разрядная). Функциональное ПО представлено программным комплексом «POIIS104», состоящим из следующих компонентов:

- программа подготовки исходных данных;
- программа управления сбором, преобразованием и регистрацией телеметрической информацией (ТМИ);
- программа обработки и формирования потоков реального времени;
- программа отображения ТМИ в режиме реального времени.

Метрологически значимой частью является метрологический модуль «AsqServerRT.dll», входящий в состав программы управления сбором, преобразованием и регистрацией ТМИ.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» согласно Р 50.2.077-2014.

Таблица 1- Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AcqserverRT.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Версия 1.0
Цифровой идентификатор ПО	882EAE10
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Характеристика	Значение
Измерительные каналы напряжения постоянного тока	
Диапазон измерений напряжения постоянного тока, В	от -10 до +10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений напряжения постоянного тока, мВ	±10
Количество ИК	160
Измерительные каналы напряжения постоянного тока	
Диапазон измерений напряжения постоянного тока, мВ	от -100 до +100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений напряжения постоянного тока, мВ	±0,5
Количество ИК	16
Измерительные каналы электрического сопротивления постоянному току	
Диапазон измерений электрического сопротивления постоянному току, Ом	от 0 до 200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности электрического сопротивления постоянному току, Ом	±0,4
Количество ИК	96
Измерительные каналы электрического сопротивления постоянному току	
Диапазон измерений электрического сопротивления постоянному току, Ом	от 0 до 400
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений электрического сопротивления постоянному току, Ом	±0,25
Количество ИК	120
Измерительные каналы частоты периодических сигналов	
Диапазон измерений частоты периодических сигналов, Гц	от 10 до 10000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты периодических сигналов, Гц , в диапазоне измерений: от 10 до 1100 Гц включ. св. 1100 до 10000 Гц	 ± 0,5 Гц ± 6 Гц
Количество ИК	8

Таблица 3– Основные технические характеристики

Характеристика	Значение
Габаритные размеры стоек № 1 и № 2 (ширина×высота×глубина), мм, не более	800×2200×1000
Напряжение питающей сети переменного тока, В	от 207 до 253
Условия эксплуатации	По группе 2 ГОСТ 22261-94

Знак утверждения типа
наносится на двери стоек комплекса и титульный лист руководства по эксплуатации типографским или иным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Комплекс измерительно-вычислительный ИВК-104	-	1
Комплект принадлежностей	-	1
Руководство по эксплуатации	Г11.32365.00.00 РЭ	1
Формуляр	Г11.32365.00.00 ФО	1
Методика поверки	Г11.32365.00.00 МП	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 4 руководства по эксплуатации Г11.32365.00.00 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к комплексу измерительно-вычислительному ИВК-104

ГОСТ 8.027-2001 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. N 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81964-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Корпорация «ГРИНН» Мегакомплекс «ГРИНН», расположенный по адресу: г. Курск, 305029, ул. К. Маркса, д. 68

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала АО «Корпорация «ГРИНН» Мегакомплекс «ГРИНН», расположенный по адресу: г. Курск, 305029, ул. К. Маркса, д. 68 (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям.

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 (далее по тексту – 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 (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее по тексту – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), устройство синхронизации времени (далее по тексту – УСВ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «Пирамида 2000» и каналообразующую аппаратуру.

Измерительные каналы (далее по тексту – 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 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 (без учёта коэффициента трансформации), 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 посредством каналообразующей аппаратуры поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов.

Сервер БД в автоматическом режиме ежесуточно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet с использованием электронной подписи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности.

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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-3, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

Время сервера синхронизировано со временем УСВ, корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСВ более чем на ±1 с. Сервер БД обеспечивает автоматическую коррекцию часов счетчиков. Сличение времени счетчиков с временем сервера один раз в день, при расхождении времени счетчиков с временем сервера более чем на ±2 с выполняется корректировка, но не чаще, чем раз в сутки. Погрешность системного времени не превышает ±5 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств с фиксацией времени до и после коррекции или величиной коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

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.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» 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 «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4
CalcClients.dll	3.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
CalcLeakage.dll	3.0	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
CalcLosses.dll	3.0	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Metrology.dll	3.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
ParseBin.dll	3.0	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
ParseIEC.dll	3.0	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
ParseModbus.dll	3.0	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
ParsePiramida.dll	3.0	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
SynchroNSI.dll	3.0	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
VerifyTime.dll	3.0	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

ПО «Пирамида 2000» 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.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики.

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ТП-1545 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.2 (ввод Т-1 10 кВ)	ЗНТОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 55601-13	ЗНТОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 55601-13	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. №64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
2	ТП-1545 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.6 (ввод Т-2 10 кВ)	ЗНТОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 55601-13	ЗНТОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 55601-13	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
3	ПС 110/10 кВ «Котельная», ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.31	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 35955-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		активная реактивная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±6,0
4	ПС 110/10 кВ «Котельная», ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.44	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	НОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 35955-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		активная реактивная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±6,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ							±5 с	

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 для ИК №1-2 при cos φ = 0,8 инд, I=0,05·Iном, для ИК №3-4 при cos φ = 0,8 инд, I=0,02·Iном и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-4 от минус 40 °С до +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 в таблице 2, УСВ на аналогичные утвержденного типа, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. 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 приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК.

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, ºС	 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 $I_{ном}$ для ИК №1-2 для ИК №3-4 - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, ºС - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, ºС - температура окружающей среды в месте расположения УСВ, ºС - температура окружающей среды в месте расположения сервера, ºС	 от 90 до 110 от 5 до 120 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 1,0 от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от -25 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - 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	 165000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 113 40 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:
– журнал счётчика:
  – параметрирования;
  – пропадания напряжения;
  – коррекции времени в счетчике;
– журнал сервера БД:
  – изменения значений результатов измерений;
  – изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;
  – пропадания напряжения;
  – коррекции времени в счетчике и сервере БД.

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

Возможность коррекции времени в:
– электросчетчиках (функция автоматизирована);
– ИВК (функция автоматизирована).

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

Цикличность:
– измерений 30 мин (функция автоматизирована);
– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ филиала АО «Корпорация «ГРИНН» Мегакомплекс «ГРИНН», расположенный по адресу: г. Курск, 305029, ул. К. Маркса, д. 68, 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 средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы комбинированные	ЗНТОЛП-НТЗ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	3 шт.
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	6 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01	2 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.12	2 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер БД		1 шт.
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2000»	1 шт.
Методика поверки	МП СМО-2402-2021	1 экз.
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.870 ПФ	1 экз.

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) филиала АО «Корпорация «ГРИНН» Мегакомплекс «ГРИНН», расположенный по адресу: г. Курск, 305029, ул. К. Маркса, д. 68, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81965-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергоатом» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения 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, многоуровневую 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 (далее по тексту – 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 (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее по тексту – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее по тексту – УСВ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналообразующую аппаратуру.

Измерительные каналы (далее по тексту – 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 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.

Сервер БД в автоматическом режиме по сети Internet с использованием электронной подписи (далее по тексту - ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС». Сервер БД ежесуточно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (далее по тексту – 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 сети Internet.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на ±1 с. Сервер БД обеспечивает автоматическую коррекцию часов счетчиков. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и сервера БД более чем на ±2 с.

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.

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

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014, ГОСТ Р 8.883-2015.

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	РП-407 10 кВ, РУ-10 кВ, С.Ш. 10 кВ, Яч. 1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 46738-11	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
2	ВЛ-10 кВ 1008 ПС Борская, Опора №1, ПКУ-10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
3	КЛ 10кВ в сторону РП-1, Опора №1, ПКУ-10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

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 cosφ = 0,8 инд $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 от минус 40 до плюс 55 °С, для ИК №№ 2 - 3 от минус 45 до плюс 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 УСВ на аналогичные утвержденных типов.
7. 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 приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	3
Нормальные условия: Параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, ºС	 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, ºС - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчика Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN (Рег.№ 23345-07), ºС - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков Меркурий 234 ARTM-00 PB.G (Рег.№ 75755-19), ºС - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, ºС - температура окружающей среды в месте расположения УСВ, ºС	 от 90 до 110 от 2 до 120 от $0,5_{инд}$ до $0,8_{емк}$ от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +55 от -45 до +70 от +10 до +30 от -25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN (Рег.№ 23345-07), ч, не менее: - среднее время наработки на отказ Меркурий 234 ARTM-00 PB.G (Рег.№ 75755-19), ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - 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	 150000 320000 2 45000 24 70000 24
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, 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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счётчика:
  – параметрирования;
  – пропадания напряжения;
  – коррекции времени в счетчике;
– журнал сервера БД:
  – параметрирования;
  – пропадания напряжения;
  – коррекции времени в счетчике и сервере БД.
  – пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
  – счётчиках (функция автоматизирована);
  – сервере БД (функция автоматизирована).

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

Цикличность:
  – измерений 30 мин (функция автоматизирована);
  – сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ ООО «Энергоатом» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТЛО-10	8 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК	6 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	1 шт.

Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G	2 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Методика поверки	МП СМО-1906-2020	1 экз.
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.775 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергоатом», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017г.

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

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81966-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Мерники металлические технические 1-го класса МШ, МО и МОВ

Назначение средства измерений

Мерники металлические технические 1-го класса МШ, МО и МОВ (далее – мерники) предназначены для измерения объёма жидкостей, в том числе вина, спирта и водно-спиртовых растворов.

Описание средства измерений

Принцип действия мерников основан на объёмном измерении количества жидкости методом налива или слива.

Мерниками изготавливаются из углеродистой по ГОСТ 380-2005 или коррозионно-стойкой стали по ГОСТ 5632-2014.

Мерники шкальные МШ представляют собой вертикальные цилиндрические сосуды с коническими днищами с углом конуса не более 150° и плоскими герметичными крышками. Для измерения объёма и наблюдения за уровнем жидкости мерники имеют смотровые окна со шкалами или уровнемерную трубку со шкалой. Смотровые окна на шкальных мерниках установлены на измерительной части мерника в шахматном порядке. Прозрачные части смотровых окон или уровнемерные трубки изготовлены из бесцветного материала.

Мерники объёмные МО представляют собой горизонтальные сосуды в виде усеченного конуса с горизонтальной осью (рисунок А.4 ГОСТ 8.633-2013) или в виде цилиндра с наклонной осью (рисунок А.5 ГОСТ 8.633-2013). Угол наклона образующей к оси (конусные мерники) и угол наклона образующей к горизонтальной плоскости (цилиндрические мерники) составляет не менее 3°. Мерники МО имеют отметку полной вместимости.

Мерники объёмные вертикальные МОВ представляют собой вертикальный цилиндрические сосуды с горловиной и коническим днищем с углом конуса не более 150° (рисунок А.10 ГОСТ 8.633-2013). Мерники МОВ имеют отметку полной вместимости.

Мерники МО и МОВ имеют горловину с двумя смотровыми окнами, диаметрально расположенными друг против друга. На переднем смотровом окне укреплена шкальная пластина с числовой отметкой вместимости. Мерники могут быть оборудованы прозрачными трубками для наблюдения за наполнением жидкостью.

Мерники МО в центре переднего днища, а мерники МОВ и МШ в середине образующей цилиндрической части имеют штуцер для подключения показывающего термометра электрического принципа действия или имеют специальные смотровые окна для контроля за температурой жидкости по термометру, установленному за стеклом внутри мерника. Для взрыво- и пожароопасных сред устанавливаются взрывозащищенные термометры.

В крышках всех мерников установлены круглое смотровое окно и устройство для сообщения внутренней полости мерника с атмосферой, предохраняющее выброс жидкости из мерника. Также может быть установлен штуцер для соединения с дыхательной линией.

Все мерники имеют по три крана для отбора проб, расположенных на равных расстояниях вдоль образующей цилиндрической части шкального мерника МШ и объёмного мерника МОВ или по высоте переднего днища объёмного мерника МО.

Все мерники имеют наливную трубу для донного налива жидкости, в верхней части которой имеется отверстие диаметром не менее 5 мм для сообщения полости трубы с воздушным пространством мерника.

Все мерники имеют переливную трубу для предотвращения переполнения мерника и автоматической установки уровня жидкости при наливе против отметки, соответствующей номинальной вместимости. Переливная труба установлена так, что её входное отверстие расположено в горизонтальной плоскости и обеспечивает после слива излишка жидкости и её успокоение положение уровня на отметке номинальной (полной для шкального мерника) вместимости мерника. Входное отверстие переливной трубы имеет острую кромку. На конце переливной трубы муфты имеется место для опломбирования её положения при градуировке. Пломбы размещаются на каждой рамке мерника

Для слива жидкости все мерники снабжены сливным краном, входное отверстие которого находится в нижней точке внутренней поверхности мерника.

Мерники имеют запасной объём (до 4 % вместимости мерника), рассчитанный на возможное расширение жидкости от изменения температуры, в условиях эксплуатации.

Конструктивная форма мерников приведена на рисунках 1 – 5.

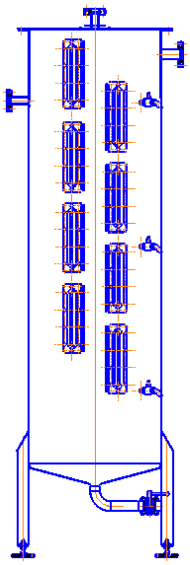


Рисунок 1

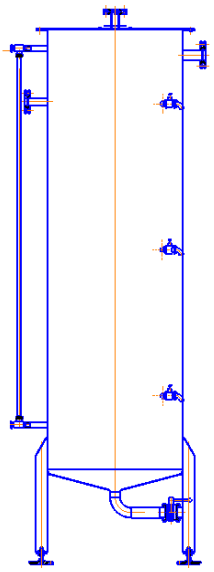


Рисунок 2

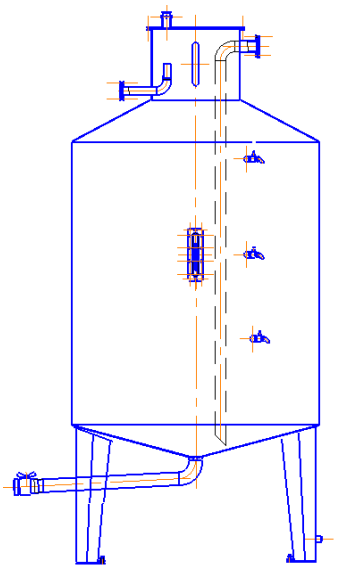


Рисунок 3

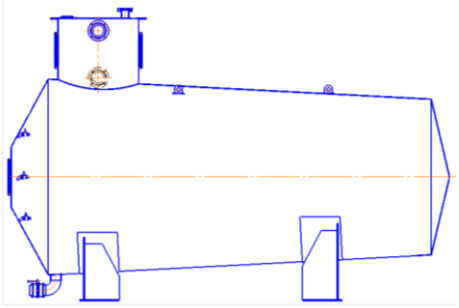


Рисунок 4

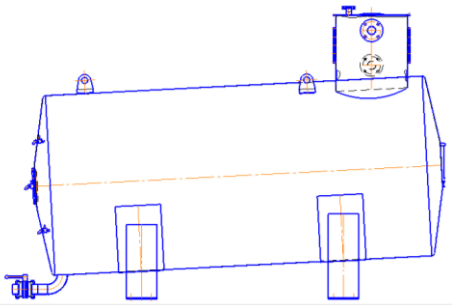


Рисунок 5



Рисунок 6 – Общий вид мерников МО



Рисунок 7 – Общий вид мерников МОВ



Рисунок 8 – Общий вид мерников МШ



Рисунок 9 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, места нанесения знака поверки

Знак поверки наносится на пломбы, расположенные на шкалах.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения знака поверки представлены на рисунке 9.

Программное обеспечение

отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики мерников МШ

Обозначение типоразмера	Вместимость номинальная, $дм^3$	Диапазон измерений, $дм^3$	Цена деления шкалы, $дм^3$
МШ-50	50	10 – 50	0,2
МШ-100	100	20 – 100	0,5
МШ-200	200	40 – 200	1,0
МШ-250	250	50 – 250	1,0
МШ-500	500	100 – 500	2,0
МШ-750	750	150 – 750	3,0
МШ-1000	1000	200 – 1000	5,0
МШ-1500	1500	300 – 1500	6,0
МШ-2000	2000	400 – 2000	8,0
МШ-2500	2500	500 – 2500	10,0
МШ-3000	3000	600 – 3000	12,0
МШ-3500	3500	700 – 3500	14,0
МШ-5000	5000	1000 – 5000	20,0
МШ-7500	7500	1500 – 7500	30,0
МШ-10000	10000	2000 – 10000	40,0
МШ-15000	15000	3000 – 15000	60,0
МШ-20000	20000	4000 – 20000	80,0
МШ-25000	25000	5000 – 25000	100,0
МШ-30000	30000	6000 – 30000	120,0
МШ-35000	35000	7000 – 35000	140,0
МШ-50000	50000	10000 – 50000	200,0

Таблица 2 – Метрологические характеристики мерников МО и МОВ

Обозначение типоразмера	Вместимость номинальная, $дм^3$	Обозначение типоразмера	Вместимость номинальная, $дм^3$
МО-2500	2500	МОВ-2500	2500
МО-3000	3000	МОВ-3000	3000
МО-5000	5000	МОВ-5000	5000
МО-7500	7500	МОВ-7500	7500
МО-10000	10000	МОВ-10000	10000
МО-15000	15000	МОВ-15000	15000
МО-20000	20000	МОВ-20000	20000
МО-25000	25000	МОВ-25000	25000
МО-30000	30000	МОВ-30000	30000
МО-35000	35000	МОВ-35000	35000
МО-50000	50000	МОВ-50000	50000

Мерники вместимостью более 100 дм^3 могут быть изготовлены с иной номинальной вместимостью, отличной от указанной. Цена деления должна составлять удвоенное значение наибольшей допускаемой абсолютной погрешности с её округлением до удобной для отсчёта величины.

Таблица 3 – Метрологические характеристики мерников МШ, МО и МОВ

Наименование параметра	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности при температуре 20 °С от номинального значения полной вместимости, %	±0,2
Температура измеряемой среды, °С	от минус 50 до плюс 40

Таблица 4 – Технические характеристики мерников

Наименование параметра	Значение параметра		
	МШ	МО	МОВ
Габаритные размеры, мм, не более − ширина − высота	 4000 10000	 10000 4000	 4000 10000
Масса, кг, не более	10000	10000	10000
Условия эксплуатации: − температура окружающей среды, °С − относительная влажность, % − атмосферное давление, кПа	от минус 50 до плюс 40 от 30 до 80 от 80 до 106		

Знак утверждения типа
наносится на маркировочную табличку мерника в правом верхнем углу методом фото-химического травления и на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 –Комплектность средства измерений

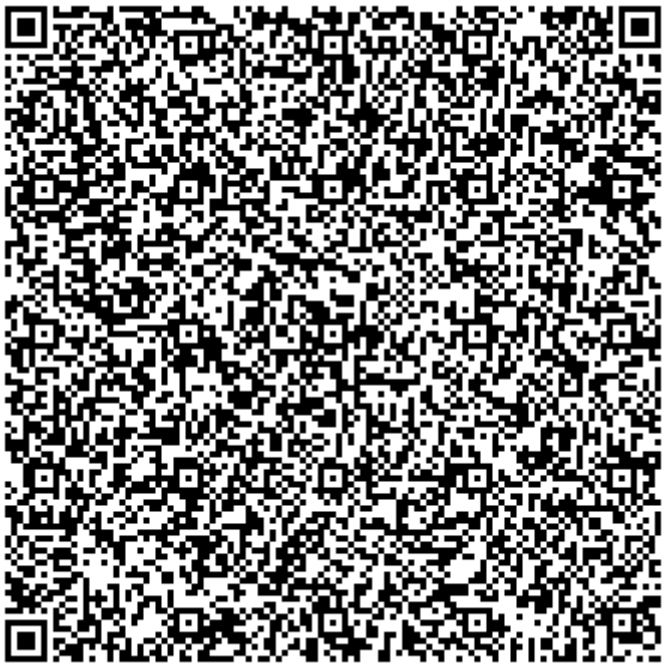
Наименование	Обозначение	Количество
Мерник металлический технический 1-го класса МШ, МО и МОВ	В зависимости от заказа (типоразмера)	1 шт.
Паспорт	-	1 шт.
Комплектующие изделия	-	1 комплект

Сведения о методиках (методах) измерений
отсутствуют.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к мерникам металлическим техническим 1-го класса МШ, МО и МОВ

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объёма жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объёмного расходов жидкости»

ТУ 5131-001-21500451-2020 «Мерники металлические технические 1-го класса. Технические условия»



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81967-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и 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) АО «ЗНОиМ», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-2 (УСВ) и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

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

Измерительные каналы (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 счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал,

В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. На ИК №№ 3-6 вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН осуществляется в счётчиках. 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 сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. На ИК №№ 1-2 вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН осуществляется на сервере БД. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ±1 с. Часы счетчиков синхронизируются от сервера БДс периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ±2 с.

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

Журналы событий сервера БД отражают: время (дата, 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 АИИС КУЭ не предусмотрено.

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

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.10.01
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.

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 объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих услови-ях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/6 кВ «Витаминный комбинат», ЗРУ 6 кВ, 1 сш, яч. 1.10, КЛ 6 кВ Белпанель-9	ТОЛ-СЭЩ-10-21 Кл. т. 0,2S Ктт 800/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 51621-12	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-09	активная реактивная	±1,0 ±2,1	±2,3 ±4,2
2	ПС 110/6 кВ «Витаминный комбинат», ЗРУ 6 кВ, 3 сш, яч. 3.9, КЛ 6 кВ Белпанель-10	ТОЛ-СЭЩ-10-21 Кл. т. 0,2S Ктт 800/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 51621-12	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-09	активная реактивная	±1,0 ±2,1	±2,3 ±4,2
3	ТП-416 6/0,4кВ, РУ- 6кВ, 2 с.ш., яч. 7, КЛ6кВ ТП-279 -ТП-416 (Б)	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-09	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
4	ТП-416 6/0,4кВ, РУ- 6кВ, 2 с.ш., яч. 6, КЛ6кВ ТП-344 -ТП-416	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-09	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ТП-416 6/0,4кВ, РУ- 6кВ, 1 с.ш., яч. 3, КЛ6кВ ТП-279 -ТП-416 (А)	ТПЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-09	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
6	ТП-416 6/0,4кВ, РУ- 6кВ, 1 с.ш., яч. 2, КЛ6кВ ТП-992-ТП-416	ТПЛ-10-М У2 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 41681-09	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, 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 $I=0,02(0,05)\cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 6 от 0 до плюс 40 °С.

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.

5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.

6 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 приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	6
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, ºС	 от 99 до 101 от 100до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от Uном - ток, % от Iном - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, ºС - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, ºС - температура окружающей среды в месте расположения сервера, ºС	 от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика A1805RAL-P4GB-DW-4 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 120000 2 50000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 180 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:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– счетчика;

– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

– испытательной коробки;

– сервера;

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

– счетчика;

– сервера.

Возможность коррекции времени в:

– счетчиках (функция автоматизирована);

– ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

– измерений 30 мин (функция автоматизирована);

– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-21	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-6	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RAL-P4GB-DW-4	6
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Методика поверки	МП 014-2021	1
Паспорт-Формуляр	ПСК.2021.05.АСКУЭ.31-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

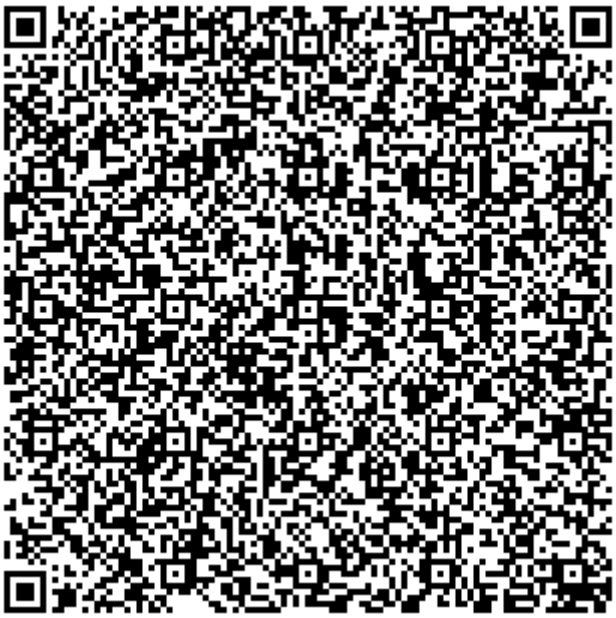
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЗНОиМ», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81968-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительные контроля дымовых и выхлопных газов «АСКВГ/ПЭК-3000»

Назначение средства измерений

Комплексы измерительные контроля дымовых и выхлопных газов «АСКВГ/ПЭК-3000» (далее - комплексы) предназначены для:

- непрерывных автоматических измерений массовой (объемной) концентрации загрязняющих веществ: диоксида серы, оксида углерода, оксида азота, диоксида азота, твердых (взвешенных) частиц, а также объемной доли кислорода, паров воды и параметров (скорость, объемный расход, температура, абсолютное давление) в дымовых и выхлопных газах топливосжигающих установок.

- расчета массовых и валовых выбросов загрязняющих веществ, в том числе суммы оксидов азота NO_x (в пересчете на NO_2);

- автоматического сбора, обработки, визуализации, хранения полученных данных, представления полученных результатов в различных форматах;

- передачи по запросу накопленной информации на внешний удаленный компьютер (сервер).

Описание средства измерений

Комплексы состоят из средств измерений:

Принцип действия средств измерений комплексов основан на следующих методах измерения:

1) всех компонентов (кроме кислорода) – спектроскопия в ИК- и УФ- областях,

2) кислорода – парамагнитный;

3) температуры – терморезисторный (платиновый термометр сопротивления) или термоэлектрический эффект (при применении термопары);

4) давления – тензорезистивный;

5) скорости газа – ультразвуковой или по перепаду давления;

6) твердые (взвешенные) частицы – оптический (по интенсивности рассеянного света);

7) влажность – сорбционный.

Комплексы являются стационарными автоматическими многоканальными (включают газоаналитические каналы, канал содержания взвешенных (твердых) частиц, каналы измерения параметров газового потока) изделиями и состоят из двух уровней технологического и производственного.

Технологический уровень комплексов состоит из расходомера, пробоотборного зонда, пылемера, датчиков давления и температуры, располагаемых непосредственно на дымовой трубе, и установки проведения измерений (далее - УПИ), которая представляет собой обогреваемый шкаф с газоаналитической установкой, коммутационным и контроллерным оборудованием. Комплекс может использовать сигналы с уже существующих на объекте датчиков.

Производственный уровень включает автоматизированное рабочее место эколога (АРМ) и сервер, которые могут быть совмещены. Производственный уровень комплекса может быть реализован на базе уже существующего сервера. Связь между уровнями осуществляется по стандартным протоколам TCP/IP, ModBus RTU с использованием интерфейсов Ethernet и RS-485.

В технологический уровень комплекса входят следующие средства измерений:

– блок измерительный газовых компонентов (газоанализаторы GMS800, регистрационный номер 46284-10);

– расходомеры Deltaflow модели DF 44 (регистрационный номер 60848-15) и расходомеры газа ультразвуковые FLOWSIC 100 (регистрационный номер 43980-10);

– датчики абсолютного давления Метран-150 моделей Метран-150TA, Метран-150TAR (регистрационный номер 32854-13); преобразователи абсолютного давления измерительные АИР -20/М2 (регистрационный номер 63044-16);

– преобразователи температуры Метран-281, Метран-281-Ex (регистрационный номер 23410-13) и преобразователи термоэлектрические ТП модификации ТП-0198 (регистрационный номер 61084-15);

– термогигрометр искробезопасный HMT 360 исполнение HMT 368 (регистрационный номер 72751-18);

– анализаторы пыли DUSTHUNTER модели SB100.

Процесс измерения содержаний веществ заключается в отборе и подготовке пробы, ее транспортировке и последующем анализе.

Непосредственно на дымоходе установлены расходомер, датчики давления и температуры, пылемер и пробоотборный зонд. Проба проходит через пробоотборный зонд и обогреваемую линию транспортирования.

По линии транспортирования проба при помощи компрессора модели Р2.2, создающего принудительный поток газа в газовой магистрали, поступает в обогреваемый шкаф УПИ, в котором расположены:

- измеритель влажности (термогигрометр HMT 368);

- охладитель модели EGK2Ex для удаления влаги и последующего сброса образовавшегося конденсата по линии удаления конденсата, охладитель поддерживает постоянную температуру (точку росы – от плюс 3 до плюс 5 ^{o}C), отображаемую на дисплее;

- газоанализатор GMS800;

- система программируемого управления и мониторинга с использованием комплекса измерительно-вычислительного на базе устройств программируемого управления «Regul R200» (регистрационный номер 63776-16).

Обогреваемый шкаф оснащен системой кондиционирования воздуха, отопления и освещения. Для защиты от несанкционированного доступа шкаф Комплекса закрывается на замок.

Общий вид внутреннего пространства шкафа комплекса «АСКВГ/ПЭК-3000» приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид внутри обогреваемого шкафа с элементами комплекса

Общий вид шкафа комплекса «АСКВГ/ПЭК-3000» и схема пломбировки приведены на рисунке 2.



Рисунок 2 – Общий вид шкафа и схема пломбировки

Передача измерительной информации от элементов комплекса к программируемому логическому контроллеру осуществляется:

– от ультразвукового расходомера, пылемера, газоанализаторов в цифровой форме по протоколу Modbus;

– от расходомера Deltaflow, датчиков давления и термопреобразователей в виде унифицированного сигнала постоянного тока от 4 до 20 мА.

На технологическом уровне комплекс выполняет следующие основные функции:

– принудительный отбор пробы дымовых газов;

– очистку пробы от загрязнений и подготовку пробы к анализу в соответствии со спецификацией газоанализатора;

– транспортировку пробы с помощью подогреваемой линии с автоматическим контролем температуры;

– измерение относительной влажности и температуры дымового газа;

– расчет объемной доли паров воды в дымовом газе;

– измерение массовой концентрации определяемых компонентов;

– измерение температуры, давления, скорости потока и массовой концентрации твердых (взвешенных) частиц непосредственно в дымовой трубе;

– приведение результатов измерений к нормальным условиям (0 °С и 101,3 кПа, сухой газ);

– усреднение результатов измерений за 20 мин, час, сутки, месяц и год;

– расчет массовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в г/с, г/ч, кг/сут, и валовых выбросов т/год, в том числе суммы оксидов азота NO_x (в пересчете на NO_2);

– сбор, хранение и передачу по запросу накопленной информации за отчетный период на внешний удаленный компьютер (сервер).

Результаты измерений от всех измерительных каналов передаются на программируемый логический контроллер Комплекса. Программируемый логический контроллер проводит преобразование, обработку и осуществляет передачу на производственный уровень: на сервер, где полученные данные архивируются и отправляются на персональный компьютер (ПК) под управлением ОС семейства Microsoft Windows.

Обмен данными между программируемым логическим контроллером, удаленным сервером и персональным компьютером осуществляется в цифровой форме по технологии OPC DA.

ПК представляет собой автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, основные функции которого:

– отображение текущих результатов измерений;

– отображение расчетных данных;

– представление на мнемосхеме состояния основных узлов Комплекса, таких как насосы, клапаны и т.п.;

– управление в ручном режиме элементами Комплекса;

– отображение предаварийных и аварийных состояний, квитирование состояний;

– настройки установок предаварийных и аварийных состояний;

– формирование и вывод на печать отчетных документов;

– передача показателей выбросов в государственный реестр объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду.

Нанесение знака поверки на комплексы не предусмотрено, знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) Комплекса состоит из трех уровней:

– уровень встроенного ПО технических средств Комплекса (газоанализатора, расходомера, пылемера);

– уровень встроенного прикладного ПО программируемого логического контроллера Regul R200;

– серверный уровень – ПО на базе SCADA-системы.

Встроенное ПО технических средств Комплекса специально разработано изготовителями соответствующих технических средств и обеспечивает передачу измерительной информации в контроллер Комплекса.

Встроенное прикладное ПО программируемого логического контроллера производит прием, преобразование и обработку результатов измерений, является метрологически значимым. ПО логического контроллера реализует следующие расчетные алгоритмы:

– обработку токового сигнала (4–20 мА) от датчиков и измерительных преобразователей с аналоговым выходным сигналом;

– обработку цифровых сигналов от газоанализаторов, расходомера и пылемера;

– приведение результатов измерений расхода дымовых газов к нормальным условиям;

– расчет массовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в г/с, г/ч, кг/сут, и валовых выбросов т/год;

– настройки установок предаварийных и аварийных состояний;

– сравнение результатов измерений с заданными пороговыми уставками.

Автономное ПО SCADA обеспечивает выполнение следующих функций:

– отображение текущих результатов измерений и просмотр архива;

– управление в ручном режиме элементами Комплекса;

– отображение предаварийных и аварийных состояний, квитирование состояний;

– функция автоматической и ручной «заморозки» архивирования показаний в аварийных режимах и на время проведения сервисных работ;

– передача данных на удаленный сервер.

Автономное ПО является метрологически значимым.

Влияние встроенного программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик измерительных каналов Комплекса.

Уровень защиты – «средний» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО комплекса приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения	
	ПО контроллера	автономное ПО
Идентификационное наименование ПО	ASKVG_PLC	ASKVG_SCADA
Номер версии (идентификационный номер) ПО1)	1155	3.9_v1
Цифровой идентификатор ПО2)	8BAA	87B9E42498EB66EA1 84EC0BF486A9E10
Алгоритм расчёта цифрового идентификатора ПО	CRC	MD5
1) Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. 2) Значения контрольных сумм, указанные в таблице, относятся только к файлам ПО указанных версий.		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики измерительных газоаналитических каналов (с устройством отбора и подготовки пробы)

Измерительный канал (определяемый компонент или параметр)	Диапазон показаний		Диапазон измерений[1)]		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
	массовой концентрации, мг/м^3	объемной доли, %	массовой концентрации[2)], мг/м^3	объемной доли, %	приведенной[3)]	относительной
SO_2[4)]	от 0 до 75	-	от 0 до 75 включ.	-	±8	-
	от 0 до 500	-	от 0 до 100 включ. св.100 до 500	-	±8 –	– ±8
SO_2[4)]	от 0 до 1000	-	от 0 до 500 включ. св.500 до 1000	-	±8 –	– ±8
	от 0 до 5000	-	от 0 до 1000 включ. св.1000 до 5000	-	±6 –	– ±6
NO	от 0 до 25	-	от 0 до 25 включ.	-	± 10	-
	от 0 до 300	-	от 0 до 100 включ. св.100 до 300	-	±8 –	– ±8
	от 0 до 1000	-	от 0 до 300 включ. св.300 до 1000	-	±8 –	– ±8
NO_2	от 0 до 50		от 0 до 50 включ.	-	± 10	-
	от 0 до 500		от 0 до 100 включ. св.100 до 500	-	±8 –	– ±8
	от 0 до 750		от 0 до 200 включ. св.200 до 750	-	±8 –	– ±8
CO	от 0 до 75	-	от 0 до 20 включ. св. 20 до 75	-	±8 –	– ±6
	от 0 до 500	-	от 0 до 100 включ. св. 100 до 500	-	±6 –	– ±6
	от 0 до 750	-	от 0 до 200 включ. св. 200 до 750	-	±6 –	– ±6

Продолжение таблицы 2

Измерительный канал (определяемый компонент или параметр)	Диапазон показаний		Диапазон измерений[1)]		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
	массовой концентрации, мг/м^3	объемной доли, %	массовой концентрации[2)], мг/м^3	объемной доли, %	приведенной[3)]	относительной
O_2	-	от 0 до 25	-	от 0 до 5 включ. св.5 до 25	±4 –	– ±4

[1)] Конкретные компоненты и диапазоны измерений определяются при заказе и указываются в паспорте на комплекс. При отличии верхнего значения 2-го диапазона измерений от указанных в таблице, выбирают тот диапазон, который включает это верхнее значение.
Номинальная цена единицы наименьшего разряда измерительных каналов:
0,1 мг/м^3 - для всех компонентов (кроме O_2 и H_2O) в диапазоне от 0 до 25 мг/м^3; 1 мг/м$^{3-}$ для остальных диапазонов; твердые (взвешенные) частицы 0,1 мг/м^3 , 0,01 % об.- для O_2.
[2)] Пересчет значений массовой концентрации загрязняющих веществ С из мг/м^3 в объемную долю Х в млн$^{-1}$, проводят по формуле: $X = C \cdot Vm/M$, где М – молярная масса компонента, г/моль, V_m – молярный объем газа-разбавителя – азота или воздуха, равный 22,4 при условиях (0 ºС и 101,3 кПа в соответствии с РД 52.04.186-89), дм^3/моль.
[3)] Приведенная к верхнему пределу диапазона измерений.
[4)] Газоанализатор GMS800 различных модификаций.

Таблица 3 – Метрологические характеристики измерительного канала твердых (взвешенных) частиц

Измерительный канал (определяемый компонент или параметр)	Диапазон показаний	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности, %	
			приведенной[1)]	относительной
Массовая концентрация, мг/м^3	от 0 до 200	от 0 до 10 включ. св. 10 до 200	±25 -	- ±25
Коэффициент светопропускания, %	от 0 до 100	от 5 до 95	-	±5

[1)] Приведенная к верхнему пределу диапазона измерений.

Таблица 4 – Метрологические характеристики измерительных каналов комплекса

Наименование характеристики	Значение
Для газоаналитических каналов: Предел допускаемой вариации показаний, в долях от предела допускаемой основной погрешности Пределы допускаемого изменения выходного сигнала за 24 ч непрерывной работы, в долях от пределов допускаемой основной погрешности Пределы дополнительной погрешности от влияния неизмеряемых компонентов в анализируемой газовой смеси, в долях от предела допускаемой основной погрешности	 0,5 ±0,5 ±0,5
Для газоаналитических каналов и канала измерений твердых (взвешенных) частиц: Пределы допускаемой дополнительной погрешности при изменении температуры окружающей среды на каждые 10°С от номинального значения температуры +20 С в пределах условий эксплуатации, в долях от пределов допускаемой основной погрешности для газоаналитических каналов для канала измерений твердых (взвешенных) частиц (веществ)	 ±0,5 ±0,2

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Диапазон времени прогрева (в зависимости от комплектации комплекса), мин	от 30 до 120
Предел допускаемого времени установления выходного сигнала ($T_{0,9}$), с	300
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность окружающего воздуха, % - диапазон атмосферного давления, кПа	 от +15 до +25 от 30 до 80 от 98 до 104,6

Таблица 5 – Диапазоны измерений и пределы допускаемой погрешности газоаналитических каналов и канала измерений твердых (взвешенных) частиц комплекса в условиях эксплуатации

Измерительный канал (определяемый компонент)	Диапазон измерений[1)] массовой концентрации, мг/м^3	Пределы допускаемой погрешности, %	
		приведенной[2)]	относительной
SO_2	от 0 до 35 включ. св.35 до 75	±25 -	- ±(36,4–0,325·C) [1)]
	от 0 до 50 включ. св.50 до 500	±25 -	- ±(26,5–0,029·C)[1)]
	от 0 до 120 включ. св.120 до 1000	±25 -	- ±(26,8–0,0148·C)[1)]
	от 0 до 450 включ. св.450 до 5000	±25 -	- ±(26,3–0,003·C)[1)]
NO	от 0 до 15 включ. св.15 до 25	±25 -	- ±(40–C)[1)]
	от 0 до 50 включ. св.50 до 300	±25 -	- ±(27,6–0,052·C)[1)]
	от 0 до 250 включ. св.250 до 1000	±25 -	- ±(29,3–0,017·C)[1)]
NO_2	от 0 до 30 включ. св.30- до 50	±25 -	- ±(40–0,5·C)[1]
	от 0 до 50 включ. св.50 до 500	±25 -	- ±(26,5–0,029·C)[1)]
	от 0 до 100 включ. св.100 до 750	±25 -	- ±(27,0–0,02·C)[1)]
NO_x (в пересчете на NO_2) [3)]	от 0 до 50 включ. св. 50- до 90	±25 -	- ±(41,2–0,325·C)[1]
	от 0 до 125 включ. св.125 до 1000	±25 -	- ±(26,8–0,015·C)[1)]
	от 0 до 500 включ. св.500 до 2200	±25 -	- ±(28,8–0,008·C)[1)]
CO	от 0 до 35 вкл. св. 35 до 75 вкл.	±25 -	- ±(36,4–0,325·C)[1)]
	от 0 до 35 вкл. св. 35 до 500 вкл.	±25 -	- ±(26,2–0,034·C)[1)]

Продолжение таблицы 5

Измерительный канал (определяемый компонент)	Диапазон измерений[1)] массовой концентрации, мг/м^3	Пределы допускаемой погрешности, %	
		приведенной[2)]	относительной
CO	от 0 до 75 вкл. св. 75 до 750 вкл	±25 -	±(26,8–0,024·C)[1)]
Твердые (взвешенные) частицы	от 0 до 10 включ. св. 10 до 200	±25 -	- ±25

[1)] C- измеренное значение массовой концентрации, мг/м^3.
[2)] Приведенная к верхнему пределу диапазона измерений.
[3)] Сумма оксидов азота NO_x (в пересчете на NO_2) является расчетной величиной.
Массовая концентрация оксидов азота (C_{NOx}) в пересчете на NO_2 рассчитывается по формуле: $C_{NOx}=C_{NO2}+1{,}53\cdot C_{NO}$
где C_{NO2} и C_{NO} — измеренные значения массовой концентрации диоксида азота и оксида азота, мг/м^3, соответственно.

Таблица 6 – Диапазоны измерений и пределы допускаемой погрешности измерительных каналов параметров газового потока в условиях эксплуатации

Тип прибора (регистрационный номер)	Измерительный канал (определяемый параметр)	Метод измерений	Диапазон измерений[1)]	Пределы допускаемой основной погрешности[7)]	Пределы допускаемой погрешности в условиях эксплуатации
Deltaflow модели DF-44 (60848-15)	Объемный расход[2)]	По перепаду давления	от $7{,}2\cdot10^2$ до $2{,}2\cdot10^5$ м^3/ч	±3 % (отн.)	±7 % (отн.)
Flowsic100 (43980-10)	Скорость газового потока	Ультразвуковой	от 0,3 до 120 м/с	-	±3 % (отн.)
	Объемный расход[3)]	Расчет	от $1{,}1\cdot10^5$ до $43\cdot10^6$ м^3/ч	-	$\pm\sqrt{(\delta_v)^2+(\delta_S)^2}$ % (отн.)[4)]
Метран-150 моделей Метран-150TA, Метран-150TAR (32854-13)	Абсолютное давление	Тензорезистивный	от 0 до 102 кПа	±0,5 % (привед.)	±2 % (привед.)[6)]
АИР-20 (63044-16)	Абсолютное давление	Тензорезистивный	от 0 до 1000 кПа		±1,0 % (привед.)[6)]
ТП-0198 Исполнение ТХА (К) КД 1 (61084-15)	Температура	Термоэлектрический	от -40 до +1250 °С	-	±5 °С (абс.)[8)]

Продолжение таблицы 6

НМТ 360 исполнение НМТ 368	Объемная доля паров воды[5] (H_2O)	-	от 3 до 10 включ. св.10 до 30	-	±25 % (привед.)[6] ±25 % (отн.)

[1] Диапазоны измерений и перечень измеряемых компонентов определяются при заказе.
[2] При скорости газового потока от 5 до 40 м/с и диаметре газохода от 0,2 до 15 м.
[3] При диаметре газохода от 0,14 до 11,3 м.
[4] Объемный расход дымовых газов (влажных) в устье источника загрязнения рассчитывается как произведение скорости дымовых газов и площади сечения газохода. Пределы допускаемой относительной погрешности расчета объемного расхода в рабочих условиях определяются по приведенной в таблице формуле, где δ_v - относительная погрешность измерения скорости газового потока δ_s – относительная погрешность допускаемая расходомером при вычислении площади сечения газохода.
[5] Расчетное значение
Номинальная цена единицы наименьшего разряда измерительных каналов: температуры 0,1 ºС, давления 0,1 кПа, скорости 0,01 м/с, расхода 1 $м^3$/ч, паров H_2O 0,1 % об.
[6] Приведенные к верхнему пределу диапазона измерений.
[7] Нормальные условия измерений:

- температура окружающего воздуха, °С	от +15 до +25
- относительная влажность окружающего воздуха, %	от 30 до 80
- диапазон атмосферного давления, кПа	от 98 до 104,6

[8] Пределы допускаемого отклонения ТС от НСХ ,°С

Таблица 7 – Основные технические характеристики комплекса

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания от сети переменного тока частотой (50±1) Гц, В: - газоанализаторы GMS800, расходомеры Flowsic100 и Deltaflow DF44, пылемеры DUSTHUNTER модели SB100, обогреваемая линия пробоотбора; - датчики давления Метран-150 ТА, Метран-150TAR; преобразователи давления измерительные АИР -20/М2; - термопреобразователи Метран-281 и ТП-0198, термогигрометр искробезопасный НМТ 360 исполнение НМТ 368	от 207 до 253 от 10,5 до 42,4 от 18 до 42
Напряжение питания постоянного тока для выходного сигнала от 4 до 20 мА, В	от 16 до 28
Потребляемая мощность комплекса, кВт, не более	5,5
Средняя наработка на отказ в условиях эксплуатации, с учетом технического обслуживания, ч (при доверительной вероятности Р=0,95)	24000
Средний срок службы, лет	10
Условия эксплуатации: - диапазон температуры окружающего воздуха, ºС - диапазон атмосферного давления, кПа - относительная влажность окружающего воздуха (при температуре плюс 35ºС и (или) более низких температурах (без конденсации влаги), %, не более	от -60 до +50 от 84 до 106,7 95

Продолжение таблицы 7

Условия эксплуатации (внутри обогреваемых шкафов): - диапазон температуры, ºС - относительная влажность (без конденсации влаги), %, не более - диапазон атмосферного давления, кПа	 от +15 до +30 95 от 84 до 106,7
Параметры анализируемого газа: - температура, °С, не более - объемная доля паров воды (при температуре не более + 200°С, без конденсации влаги), %, не более	 +1250 30
Диапазон температур[1)] пробоотборного зонда с обогреваемой линией, °С	от +110 до +180
[1)] Температура определяется при заказе для конкретного объекта. Допускается температура +80 °С при условиях объемной доли воды не более 15 % и массовой концентрация диоксида серы не более 800 мг/м^3	

Таблица 8 – Габаритные размеры и масса

Наименование	Габаритные размеры[1)], мм, не более			Масса[1)], кг, не более
	длина	ширина	высота	
Шкаф обогреваемый	1277	724	1945	550
Пробоотборный зонд	407	400	297	30
[1)] Определяется при заказе комплекса для конкретного объекта				

Знак утверждения типа

наносится на табличку, закрепленную на дверце шкафа с контроллером методом наклейки, и на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 9 – Комплектность комплекса

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс измерительный контроля дымовых и выхлопных газов «АСКВГ/ПЭК-3000» в составе:	ВТПН.413312.001 ТУ	1 комплект
Установка проведения измерений УПИ[1)]	-	1 комплект
Расходомеры Deltaflow и расходомеры газа ультразвуковой Flowsic100[2)]	-	1 комплект
Датчики Метран-150 моделей Метран-150ТА, Метран-150TAR или преобразователи давления измерительные АИР -20/М2	-	1 комплект
Преобразователи температуры Метран-281, Метран-281-Ex (регистрационный номер 23410-13) и преобразователи термоэлектрические ТП модификации ТП-0198	-	1 комплект
Анализатор пыли DUSTHUNTER модели SB100	-	1 комплект
Сервер СКМ	-	1 комплект
АРМ эколога	-	1 комплект
Программное обеспечение:		
Встроенное ПО программируемого логического контроллера Regul R200	ASKVG_PLC	1 комплект
ПО на базе SCADA-системы	ASKVG_SCADA	1 комплект

Продолжение таблицы 9

Документация:		
Руководство по эксплуатации	ВТПН.413312.001РЭ	1 экз.
Руководство оператора	ВТПН.413312.001РО	1 экз.
Формуляр	ВТПН.413312.001ФО	1 экз.
Методика поверки	МП-242- 2365-2020	1 экз.
Паспорта на составные части комплекса	-	1 комплект
[1)] Состав УПИ определяется при заказе системы для конкретного объекта с учетом СИ, приведенных в таблицах 2 и 5 [2)] Для температуры эксплуатации не более +180 ºС		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Комплекс измерительный контроля дымовых и выхлопных газов «АСКВГ/ПЭК-3000». Руководство по эксплуатации» ВТПН.413312.001РЭ, раздел 3.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к комплексам измерительным контроля дымовых и выхлопных газов «АСКВГ/ПЭК-3000»

Приказ Минприроды России № 425 от 07.12.2012 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений и выполняемых при осуществлении деятельности в области охраны окружающей среды, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений»

Приказ Росстандарта от 27.11.2018 г. № 2517 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений спектральных, интегральных, редуцированных коэффициентов направленного пропускания, диффузного и зеркального отражений и оптической плотности в диапазоне длин волн от 0,2 до 20,0 мкм

Приказ Росстандарта от 14.12.2018 г. № 2664 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах

Приказ Росстандарта от 25.11.2019 г. № 2815 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений скорости воздушного потока

Приказ Росстандарта № 2900 от 06.12.2019 г. Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ - $1 \cdot 10^{7}$ Па

ГОСТ 8.606-2012 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений дисперсных параметров аэрозолей, взвесей и порошкообразных материалов»

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры

ГОСТ Р 8.958-2019 Государственная система обеспечения единства измерений. Наилучшие доступные технологии. Автоматические измерительные системы для контроля вредных промышленных выбросов. Методы и средства испытаний

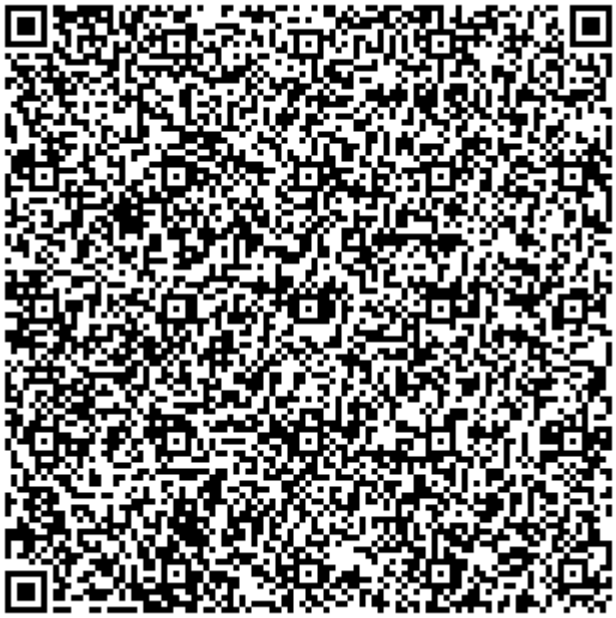
ГОСТ Р 8.959–2019 Государственная система обеспечения единства измерений. Наилучшие доступные технологии. Автоматические измерительные системы для контроля вредных промышленных выбросов. Методика поверки

ГОСТ Р 8.960-2019 Государственная система обеспечения единства измерений. Наилучшие доступные технологии. Метрологическое обеспечение автоматических измерительных систем для контроля вредных промышленных выбросов. Основные положения

ГОСТ Р ИСО 10396-2012 Выбросы стационарных источников. Отбор проб при автоматическом определении содержания газов

ГОСТ Р 50759-95 Анализаторы газов для контроля промышленных и транспортных выбросов. Общие технические условия

ВТПН.413312.001 ТУ Комплексы измерительные контроля дымовых и выхлопных газов «АСКВГ/ПЭК-3000». Технические условия



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81969-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Гири модульные классов точности F_1, F_2

Назначение средства измерений

Гири модульные классов точности F_1, F_2 (далее - гири) предназначены для хранения и передачи единицы массы в качестве средства измерений и рабочих эталонов 2-го и 3-го разрядов согласно Государственной поверочной схеме для средств измерений массы, утвержденной Приказом Росстандарта от 29 декабря 2018 г.

Описание средства измерений

Принцип действия гири основан на пропорциональности ее веса и массы, воздействующей на твердую поверхность, на которой она находится.

Конструктивно гири выполнены в форме цилиндра и в форме параллелепипеда (имеет два исполнения) из нержавеющей стали аустенитного класса.

Гири в форме цилиндра и в форме прямоугольного параллелепипеда (исполнение I) изготавливают с номинальным значением массы 500 кг, гири в форме параллелепипеда (исполнение II) изготавливают с номинальным значением массы 100 кг, 200 кг, 500 кг, 1000 кг.

Гири в форме цилиндра и в форме параллелепипеда (исполнение I) состоят из основных плит, скрепленных между собой при помощи осевой штанги и фиксирующей гайки с отверстием для перемещения гири (далее – штанга с гайкой).

Гири в форме параллелепипеда (исполнение II) состоят из плиты-основания и нескольких основных плит. В состав плиты-основания входят два резьбовых соединительных элемента (далее – плита-основание) и пластина с отверстием для перемещения гири (далее – пластина с отверстием). В состав основных плит входят два резьбовых соединительных элемента. На резьбовом соединительном элементе присутствует цифровая маркировка, соответствующая маркировке основной плите или плите-основания.

Номинальное значение массы основной плиты, штанги с гайкой, а также плиты-основания и пластины с отверстием составляет 20 кг.

Для гирь в форме цилиндра и в форме параллелепипеда (исполнение I) с номинальным значением массы 500 кг соединяются двадцать четыре основных плиты по 20 кг с помощью штанги с гайкой. Для гирь в форме параллелепипеда (исполнение II) с номинальным значением массы 100 кг, 200 кг, 500 кг соединяются плита-основание и четыре, девять, двадцать четыре основных плиты соответственно с помощью резьбовых соединительных элементов и пластины с отверстием.

Для гирь в форме параллелепипеда (исполнение II) с номинальным значением массы 1000 кг соединяются две гири с номинальным значением массы 500 кг с помощью двух пластин с отверстием для перемещения, входящих в состав каждой гири.

Основная плита, плита-основание, а также штанга с гайкой (для гирь в форме цилиндра и в форме параллелепипеда, исполнение I), входящие в состав гирь, имеют подгоночную полость, герметично закрывающуюся резьбовой пробкой со шлицем под шестигранник и запечатывающуюся пломбой из свинца.

Гири выпускают отдельно или в наборах. Набор может состоять из нескольких гирь одного номинального значения массы. Гири могут быть упакованы в футляры (по требованию заказчика).

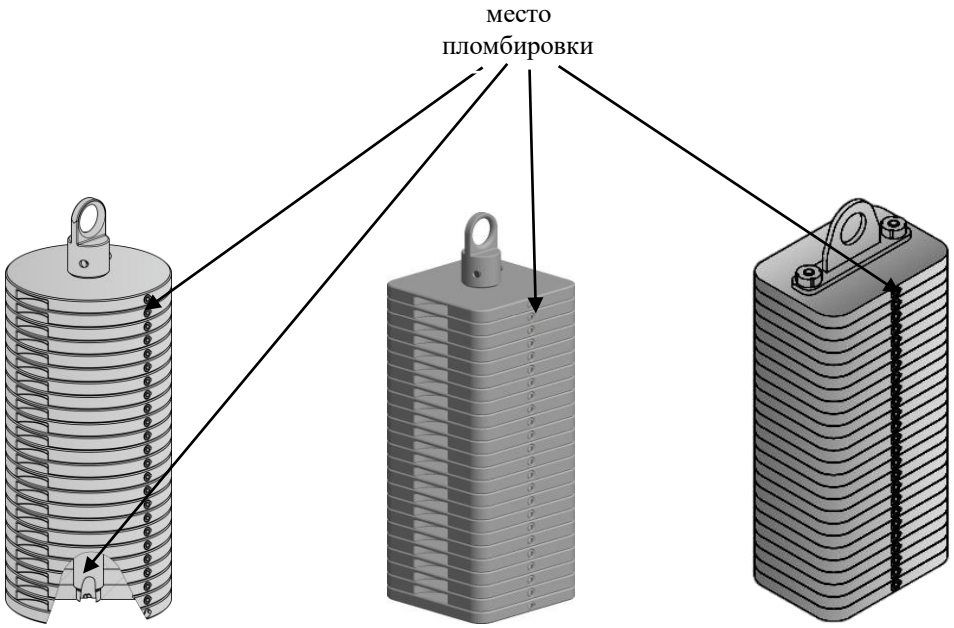
На поверхность каждой основной плиты и штанги с гайкой из состава гири наносится маркировка пользователя методом гравировки в соответствии с ГОСТ OIML R 111-1–2009.

Общий вид гирь и схема пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунках 1-3.



В форме цилиндра | В форме параллелепипеда (исполнение I) | В форме параллелепипеда (исполнение II)

Рисунок 2 – Общий вид гирь



В форме цилиндра | В форме параллелепипеда (исполнение I) | В форме параллелепипеда (исполнение II)

Рисунок 2 – Место пломбировки от несанкционированного доступа



Схема пломбировки основной плиты



Схема пломбировки штанги

Рисунок 3 – Схема пломбировки гири

Знак поверки на гирю наносится в виде оттиска на пломбу подгоночной полости плиты по ГОСТ OIML R 111-1–2009.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для гирь классов точности	
Класс точности по ГОСТ OIML R 111-1–2009	F_1	F_2
Номинальное значение массы гирь, кг	100, 200, 500, 1000	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности, г, для гирь номинальной массы: 100 кг 200 кг 500 кг 1000 кг (для гири в форме параллелепипеда, исполнение II)	 ±0,5 ±1,0 ±2,5 ±5,0	 ±1,6 ±3,0 ±8,0 ±16,0
Номинальное значение массы, кг - основной плиты - штанги с гайкой - плиты-основания и пластины с отверстием	20	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности, г - основной плиты - штанги с гайкой - плиты-основания и пластины с отверстием	±0,1	±0,3

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для гирь классов точности	
	F_1	F_2
Значение остаточной магнитной индукции, мкТл, не более	25	80
Значение магнитной восприимчивости χ, не более	0,2	0,8
Диапазон допускаемых значений плотности материала гирь, 10^3 кг·м$^{-3}$	от 7,39 до 8,73	от 6,4 до 10,7
Значение шероховатости поверхности гирь R_z/R_a, мкм, не более	2/0,4	5/1

Продолжение таблицы 2

Габаритные размеры гири (высота; ширина; длина), мм, не более:	
- в форме цилиндра (высота; диаметр)	
500 кг;	885; 350
- в форме параллелепипеда (исполнение 1)	
500 кг;	885; 310; 310
- в форме параллелепипеда (исполнение 2)	
100 кг	350; 260; 370
200 кг	500; 260; 370
500 кг	950; 260; 370
1000 кг	950; 520; 370
Габаритные размеры основной плиты (высота; ширина; длина), мм, не более	
- в форме параллелепипеда (исполнение I)	30; 310; 310
- в форме параллелепипеда (исполнение II)	30; 260; 370
- в форме цилиндра (высота; диаметр)	30; 350

Таблица 3 – Показатели надежности и условия эксплуатации

Средняя наработка до отказа, ч	4000
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации:	
- диапазон рабочих температур, °С	от -10 до +35
- относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80

Знак утверждения типа
наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и на маркировочную табличку, расположенную на футляре методом лазерной гравировки или фотохимическим методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность гирь

Наименование	Обозначение	Количество
Гиря	-	1 шт.
Футляр*	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	УФГИ.404229.007 РЭ	1 экз.
Методика поверки	МП 2301-0192-2021	1 экз.
*поставляется по требованию заказчика		

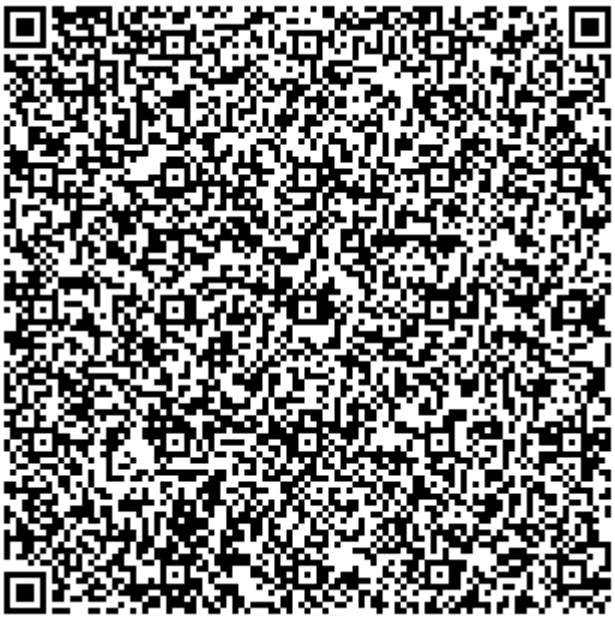
Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в эксплуатационном документе «Гири модульные классов точности F_1, F_2. Руководство по эксплуатации УФГИ.404229.007 РЭ», п. 4.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к гирям модульным классов точности F_1, F_2

ГОСТ OIML R 111-1–2009 «ГСИ. Гири классов E_1, E_2, F_1, F_2, M_1, M_{1-2}, M_2, M_{2-3} и M_3. Часть 1. Метрологические и технические требования»

Приказ Росстандарта от 29 декабря 2018 г. № 2818 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы»

ТУ 28.29.83-060-10897043-2020 Гири модульные классов точности F_1, F_2. Технические условия



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81970-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Правобережная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Правобережная (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ±1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ±5 с.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			УСПД
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-2 - Заводская II цепь с отпайками (С-210)	СА 123 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 23747-02	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10
2	ВЛ 110 кВ Правобережная - Злобинская I цепь с отпайками (С-207)	ТФНД кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 65722-16	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
3	ВЛ 110 кВ Правобережная - Злобинская II цепь с отпайками (С-208)	ТФНД кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 65722-16	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
4	ОВ-110 кВ	СА 123 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 23747-02	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
5	1АТ 1сек. 10 кВ	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
6	1АТ 3сек. 10 кВ	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
7	2АТ 2сек. 10 кВ	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
8	2АТ 4сек. 10 кВ	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
9	яч.10 СН-3 6 кВ	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
10	яч.12 СН-2 6 кВ	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
11	яч.5 СН-1 6 кВ	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	Ф.601	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10
13	Ф.607	ТПФМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 814-53	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
14	Ф.609	ТПОФ кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
15	Ф.610	ТПОЛ кл.т 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 47958-11	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
16	Ф.611	ТЛП-10 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 30709-11	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
17	Ф.614	ТПФ кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 517-50	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
18	Ф.615	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
19	Ф.616	ТЛП-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 30709-11	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
20	Ф.617	ТПФМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 814-53	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
21	Ф.618	ТПФ кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 517-50	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
22	Ф.621	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
23	Ф.627	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
24	Ф.628	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
25	Ф.629	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10
26	Ф.630	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
27	Ф.633	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
28	Ф.635	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
29	Ф.636	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
30	Ф.620	ТПОЛ-СВЭЛ кл.т 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 70109-17	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
31	Ф.622	ТПОЛ-СВЭЛ кл.т 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 70109-17	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
32	Ф.632	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
33	яч. 13, 3ТСН 6 кВ	ТПФМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 814-53	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
34	21-Т 0,4 кВ	ТШ кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 1407-60	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
35	22-Т 0,4 кВ	ТШ кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 1407-60	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2 – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\,\%}$,	$\delta_{20\,\%}$,	$\delta_{100\,\%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\,\%}$	$I_{5\,\%} \le I_{изм} < I_{20\,\%}$	$I_{20\,\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\,\%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
5 – 14, 17, 18, 20 – 29, 32, 33 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
15, 16, 19, 30, 31 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
34, 35 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	0,9	0,6
	0,8	-	2,7	1,4	0,9
	0,5	-	5,3	2,6	1,8
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\,\%}$,	$\delta_{20\,\%}$,	$\delta_{100\,\%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\,\%}$	$I_{5\,\%} \le I_{изм} < I_{20\,\%}$	$I_{20\,\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\,\%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,0
5 – 14, 17, 18, 20 – 29, 32, 33 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
15, 16, 19, 30, 31 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
34, 35 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	2,5	1,3	1,0

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\,\%}$,	$\delta_{20\,\%}$,	$\delta_{100\,\%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\,\%}$	$I_{5\,\%} \le I_{изм} < I_{20\,\%}$	$I_{20\,\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\,\%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
5 – 14, 17, 18, 20 – 29, 32, 33 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
15, 16, 19, 30, 31 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
34, 35 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,8	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\,\%}$,	$\delta_{20\,\%}$,	$\delta_{100\,\%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\,\%}$	$I_{5\,\%} \le I_{изм} < I_{20\,\%}$	$I_{20\,\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\,\%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,4
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	1,9
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,4	2,4	1,7
	0,5	-	2,7	1,5	1,2
5 – 14, 17, 18, 20 – 29, 32, 33 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
15, 16, 19, 30, 31 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
34, 35 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,4	2,3	1,6
	0,5	-	2,6	1,5	1,2

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 99 до 101
- ток, % от $I_{ном}$	от 1(5) до 120
- коэффициент мощности	0,87
- частота, Гц	от 49,85 до 50,15
температура окружающей среды, °С:	
- для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005	от +21 до +25
- для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005	от +21 до +25
ГОСТ 26035-83	от +18 до +22
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- ток, % от $I_{ном}$	от 1(5) до 120
- коэффициент мощности, не менее	0,5
- частота, Гц	от 49,6 до 50,4
диапазон рабочих температур окружающей среды, °С:	
- для ТТ и ТН	от -45 до +40
- для счетчиков	от +10 до +30
- для УСПД	от +10 до +30
- для сервера, УССВ	от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
счетчики электроэнергии Альфа А1800:	
- средняя наработка до отказа, ч, не менее	120000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	72
УСПД RTU-325T:	
- средняя наработка до отказа, ч, не менее	55000
радиосервер точного времени РСТВ-01:	
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	55000
Глубина хранения информации	
счетчики электроэнергии:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
при отключенном питании, лет, не менее	3
ИВК:	
- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

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

– в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
  – параметрирования;
  – пропадания напряжения;
  – коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

– наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  – счетчиков электроэнергии;
  – промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  – испытательной коробки;
  – УСПД.
– наличие защиты на программном уровне:
  – пароль на счетчиках электроэнергии;
  – пароль на УСПД;
  – пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

– счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
– УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	СА 123	23747-02	6
Трансформатор тока	ТФНД-110М II	65722-16	6
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2473-69	12
Трансформатор тока измерительные	ТВЛМ-10	1856-63	6
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1261-59	22
Трансформатор тока	ТПФМ-10	814-53	6
Трансформатор тока	ТПОФ-10	518-50	2
Трансформатор тока проходные	ТПОЛ	47958-11	3
Трансформатор тока	ТЛП-10-2	30709-11	6
Трансформатор тока	ТПФ	517-50	4
Трансформатор тока	ТЛП-10-3	30709-11	6
Трансформатор тока	ТПОЛ-СВЭЛ	70109-17	6
Трансформатор тока стационарные	ТШ-20	1407-60	6
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	1188-84	3
Трансформатор напряжения	НАМИ	60353-15	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	831-69	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	831-53	4

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-06	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-11	29
УСПД	RTU-325T	44626-10	1
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	40586-12	1
Методика поверки	МП-014-2021	–	1 экз.
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.С025-ФО	–	1 экз.

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 ЕНЭС ПС 220 кВ Правобережная», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Правобережная

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81971-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции «Паровозный музей» Октябрьской ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах г. Санкт-Петербург

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции «Паровозный музей» Октябрьской ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах г. Санкт-Петербург (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 трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает 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;

Второй уровень - измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК.

Третий уровень - измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора и обработки данных (ЦСОД) АИИС КУЭ (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных, программное обеспечение (ПО) «Энергия Альфа 2», устройство синхронизации времени УСВ-3 (УСВ), каналы сбора данных с уровня регионального Центра энергоучета, каналы передачи данных субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД регионального Центра энергоучета, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные передаются в ЦСОД ОАО «РЖД», где происходит оформление отчетных документов.

Дальнейшая передача информации от ЦСОД ОАО «РЖД» третьим лицам осуществляется по каналу связи сети Internet в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ.

ЦСОД ОАО «РЖД» 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.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит УСВ-3, которое синхронизировано с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера ИВК с УСВ-3 осуществляется встроенным программным обеспечением сервера ИВК при каждом сеансе связи. При расхождении шкал времени сервера ИВК и УСВ-3 равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени сервера ИВК.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени севера ИВК осуществляется встроенным программным обеспечением по сети Ethernet при каждом сеансе связи. При расхождении шкал времени УСПД и сервера ИВК равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени УСПД.

Сравнение шкалы времени счетчиков электрической энергии со шкалой времени УСПД осуществляется встроенным программным обеспечением по интерфейсу RS-485 при каждом сеансе связи. При расхождении шкал времени счетчиков и УСПД равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени счетчиков.

Факт корректировки времени отражается в журналах событий счетчиков электрической энергии, УСПД и сервера ИВК с указанием времени (включая секунды) корректируемого компонента и величины коррекции.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Энергия Альфа 2».

ПО «Энергия Альфа 2» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2», установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.3.16
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№№ ИК	Наименование присоединения	Состав ИК АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД/ УСВ
1	2	3	4	5	6
Паровозный музей					
1	Ввод 35 кВ Т2	ТГМ-35 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 150/5 Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №) 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = 35000/100 рег. № 60002-15	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S /0,5 рег. № 31857-11	RTU-327 рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12

Примечания

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

2 Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов.

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)									
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (±δ), %				Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %			
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,87	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,87	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{н1} \le I_1 < 0,05I_{н1}$	1,0	1,1	1,1	1,8	1,2	1,2	1,3	2,0
	$0,05I_{н1} \le I_1 < 0,2I_{н1}$	0,6	0,7	0,8	1,3	0,8	0,9	1,0	1,4
	$0,2I_{н1} \le I_1 < I_{н1}$	0,5	0,5	0,6	0,9	0,8	0,8	0,9	1,2
	$I_{н1} \le I_1 \le 1,2I_{н1}$	0,5	0,5	0,6	0,9	0,8	0,8	0,9	1,2

Продолжение таблицы 3

Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)					
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (±δ), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %	
		cos φ = 0,8 (sin φ = 0,6)	cos φ = 0,5 (sin φ = 0,87)	cos φ = 0,8 (sin φ = 0,6)	cos φ = 0,5 (sin φ = 0,87)
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{н1} \le I_1 < 0,05I_{н1}$	1,8	1,5	2,3	2,0
	$0,05I_{н1} \le I_1 < 0,2I_{н1}$	1,4	0,9	2,0	1,6
	$0,2I_{н1} \le I_1 < I_{н1}$	1,0	0,8	1,8	1,5
	$I_{н1} \le I_1 \le 1,2I_{н1}$	1,0	0,8	1,8	1,5
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с		± 5			
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P = 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°С.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, cosφ - температура окружающей среды, °С	 от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, cosφ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УСВ: - антенный блок - блок питания и интерфейсы магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	 от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$ от -40 до +40 от -40 до +60 от +1 до +50 от -40 до +70 от -25 до +60 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	 120000 2 35000 24

Продолжение таблицы 4

1	2
УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	 45000 2 0,99 1
Глубина хранения информации электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 45 3,5

Надежность системных решений:

− защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

− резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

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

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений
В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТГМ-35 УХЛ1	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Методика поверки	МП 206.1-003-2021	1 экз.
Формуляр	71319484.411711.001.23.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции «Паровозный музей» Октябрьской ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах г. Санкт-Петербург», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции «Паровозный музей» Октябрьской ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах г. Санкт-Петербург.
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения
ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия
ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81972-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-325L-E2-512-M2-B2 (далее – УСПД) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) ПС 220 кВ Варваровка, включающий в себя сервер баз данных (далее – БД) ПАО «ФСК ЕЭС», радиосервер точного времени РСТВ-01-01 (далее – РСТВ), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), специализированное программное обеспечение Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее – СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)) и каналообразующую аппаратуру.

4-й уровень – ИВК, включающий в себя сервер БД АО «Амуруголь», устройство синхронизации времени радиочасы МИР РЧ-02.00 (далее – УСВ), АРМ, программное обеспечение (далее – ПО) ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» и каналообразующую аппаратуру.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из четырех 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 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 для ИК №№ 7-10 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на сервер БД ПАО «ФСК ЕЭС» третьего уровня АИИС КУЭ, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. На сервере БД ПАО «ФСК ЕЭС» третьего уровня АИИС КУЭ осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для ИК №№ 1-6 поступает на сервер БД АО «Амуруголь» четвертого уровня АИИС КУЭ, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На ИВК третьего уровня АИИС КУЭ ежесуточно выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, передача информации о результатах измерений, состоянии средств измерений в формате XML-макетов в ИВК четвертого уровня АИИС КУЭ с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP.

На верхнем ИВК четвертого уровня АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование, хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер БД АО «Амуруголь» четвертого уровня АИИС КУЭ ежесуточно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ).

АРМ субъекта ОРЭМ по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ, ИВК третьего и ИВК четвертого уровня АИИС КУЭ. АИИС КУЭ оснащена РСТВ в составе ИВК третьего уровня АИИС КУЭ, принимающим радиосигналы времени от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS для формирования и выдачи последовательности секундных импульсов, синхронизированных с метками шкалы координированного времени UTC (SU), а также для выдачи информации о текущих значениях времени и даты; УСВ в составе ИВК четвертого уровня АИИС КУЭ, на основе приемника точного времени, принимающего сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

РСТВ в составе ИВК третьего уровня АИИС КУЭ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД ПАО «ФСК ЕЭС» третьего уровня АИИС КУЭ. Коррекция часов сервера БД ПАО «ФСК ЕЭС» третьего уровня АИИС КУЭ проводится при расхождении часов сервера БД ПАО «ФСК ЕЭС» третьего уровня АИИС КУЭ и времени РСТВ более чем на ±1 с. Сервер БД ПАО «ФСК ЕЭС» третьего уровня АИИС КУЭ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени сервера БД ПАО «ФСК ЕЭС» третьего уровня АИИС КУЭ более чем на ±1 с. Коррекция часов счетчиков для ИК №№ 7-10 проводится при расхождении часов счетчиков и времени УСПД более чем на ±2 с.

УСВ в составе ИВК четвертого уровня АИИС КУЭ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД АО «Амуруголь» четвертого уровня АИИС КУЭ. Коррекция часов сервера БД АО «Амуруголь» четвертого уровня АИИС КУЭ проводится при расхождении часов сервера БД АО «Амуруголь» четвертого уровня АИИС КУЭ и времени УСВ более чем на ±1 с. Коррекция часов счетчиков для ИК №№ 1-6 проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД АО «Амуруголь» четвертого уровня АИИС КУЭ более чем на ±2 с.

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

Журналы событий сервера БД и УСПД отражают: время (дата, 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.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используются:

1. СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), в состав которого входят модули, указанные в таблице 1.1. СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Таблица 1.1 – Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

Идентификационные признаки	Значение
1	2
Идентификационное наименование СПО	АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) CalcMD5.exe, dataserver.exe, dataserver_uspd.exe
Номер версии (идентификационный номер) СПО	не ниже 1.00
Цифровой идентификатор СПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора СПО	MD5

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты СПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

2. ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1.2. ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» 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 ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ».

Таблица 1.2 – Идентификационные данные ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ»

Идентификационные признаки	Значение	
1	2	
Идентификационное наименование ПО	УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ AppServ.dll	ПУЛЬТ ЧТЕНИЯ ДАННЫХ MirReader.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.4.0.981	не ниже 2.0.23.0
Цифровой идентификатор ПО	11FAF6DF5A4361A17349C3 20A3404DA5	C763014E2889B4768DFFCB 7D88937037
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	

ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» 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.

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	УСПД/ УСВ (РСТВ)		Основная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 35 кВ Зимняя, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.5	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000√3/100√3 Рег. № 3344-04	МИР С-03.05Т-EQTLBMN-RG-1T-H Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	-/ Радиочасы МИР РЧ-02.00 Рег. № 46656-11	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
2	ПС 35 кВ Зимняя, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.14	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000√3/100√3 Рег. № 3344-04	МИР С-03.05Т-EQTLBMN-RG-1T-H Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
3	ПС 35 кВ Пионерская, КРУН-6 кВ, с.ш. 6 кВ, яч.3	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-03.05Т-EQTLBMN-RG-1T-H Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС 35 кВ Стела, ЗРУ-6 кВ, с.ш. 6 кВ, яч.2	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 48923-12 ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 2473-05	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000√3/100√3 Рег. № 3344-08	СЕ 304 S32 602-JAAQ2HY Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31424-07	-/ Радиочасы МИР РЧ-02.00 Рег. № 46656-11	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
5	ПС 35 кВ А, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.5	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЕ 304 S32 402-JAAQ2HY Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31424-07		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,8
6	ПС 35 кВ А, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.10	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЕ 304 S32 402-JAAQ2HY Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31424-07		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,8
7	ПС 220 кВ Варваровка, ОРУ-35 кВ, 1с-35 кВ, яч.9, ВЛ-35 кВ Варваровка - Разрез №6 (Л-6)	ТФЗМ 35А-У1 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 26417-06	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000√3/100√3 Рег. № 912-70	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325L-E2-512-M2-B2 Рег. № 37288-08/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,8
8	ПС 220 кВ Варваровка, ОРУ-35 кВ, 2с-35 кВ, яч.6, ВЛ-35 кВ Варваровка - Разрез №6 (Л-6)	ТФЗМ 35А-У1 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 26417-06	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000√3/100√3 Рег. № 912-70	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ПС 220 кВ Варваровка, ОРУ-35 кВ, 1с-35 кВ, яч.7, ВЛ-35 кВ Варваровка - Разрез №7 (Л-7)	ТФЗМ 35А-У1 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 26417-06	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000√3/100√3 Рег. № 912-70	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325L-E2-512-M2-B2 Рег. № 37288-08/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,8
10	ПС 220 кВ Варваровка, ОРУ-35 кВ, 2с-35 кВ, яч.4, ВЛ-35 кВ Варваровка - Разрез №7 (Л-7)	ТФЗМ 35А-У1 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 26417-06	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000√3/100√3 Рег. № 912-70	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, 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 для cosφ = 0,8инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-10 от 0°С до плюс 40°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 RTU-325L-E2-512-M2-B2, радиочасы МИР РЧ-02.00, РСТВ-01-01 на аналогичное утвержденного типа.
7. 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
1	2
Количество измерительных каналов	10
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, ºС	 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, ºС - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, ºС: - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, ºС - температура окружающей среды в месте расположения УСВ, ºС - температура окружающей среды в месте расположения РСТВ, ºС - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, ºС	 от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$ от 49,5 до 50,5 от -40 до +35 от -40 до +60 от -10 до +55 от -40 до +70 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчиков МИР С-03.05Т-EQTLBMN-RG-1T-H (Рег. № 58324-14); для электросчетчиков CE 304 S32 602-JAAQ2HY, CE 304 S32 402-JAAQ2HY (Рег. № 31424-07); для электросчетчиков A1802RALQ-P4GB-DW-4 (Рег. № 31857-06); для электросчетчиков A1802RALXQ-P4GB-DW-4, (Рег. № 31857-11); - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч РСТВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 290000 120000 120000 120000 2 55000 2 55000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
УСПД: - 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	 100000 24 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 80 10 45 10 3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера БД и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счётчика:
  – параметрирования;
  – пропадания напряжения;
  – коррекции времени в счетчике;
– журнал УСПД:
  – параметрирования;
  – пропадания напряжения;
  – коррекции времени в счетчике и УСПД;
  – пропадание и восстановление связи со счетчиком;
– журнал сервера БД:
  – параметрирования;
  – пропадания напряжения;
  – коррекции времени в счетчике, УСПД и сервере БД;
  – пропадание и восстановление связи со счетчиком и УСПД;

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  – счётчика;
  – промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  – испытательной коробки;
  – УСПД
  – сервера БД;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
– счётчика;
– УСПД;
– сервера БД.

Возможность коррекции времени в:
– счётчиках (функция автоматизирована);
– УСПД (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 титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ 10	4 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	1 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 35А-У1	8 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6У3	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6У3	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	МИР С-03.05Т-EQTLBMN-RG-1T-H	3 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	CE 304 S32 602-JAAQ2HY	1 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	CE 304 S32 402-JAAQ2HY	2 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALXQ-P4GB-DW-4	1 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	3 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L-E2-512-M2-B2	1 шт.
Устройство синхронизации времени	Радиочасы МИР РЧ-02.00	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Специализированное программное обеспечение	АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1 шт.
Программное обеспечение	ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ»	1 шт.
Методика поверки	МП СМО-2701-2021	1 экз.
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.834 ПФ	1 экз.

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) АО «Амуруголь», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81973-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Гидролизная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Гидролизная (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ±1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ±5 с.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го и 2-го уровня измерительных каналов			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220 кВ Гидролизная, ВЛ 220 кВ Гидролизная-Аван/т (Л-229)	ТРГ-220 II* кл.т 0,2S Ктт = 1200/5 рег. № 33677-07 ТРГ-220 II* кл.т 0,2S Ктт = 1200/5 рег. № 49201-12	VPU-245 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37849-08 DFK-245 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 52352-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L Рег. №37288-08
2	ПС 220 кВ Гидролизная, ВЛ 220 кВ Хехцир-Гидролизная с отпайкой на ПС Кругликово/т (Л-227)	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 1200/5 рег. № 59982-15	VPU-245 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37849-08 DFK-245 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 52352-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
3	ПС 220 кВ Гидролизная, ОСЭВ-220 кВ	SB 0,8 кл.т 0,2S Ктт = 1200/5 рег. № 20951-08	VPU-245 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37849-08 DFK-245 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 52352-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4

Таблица 4 - Основные технические характеристики

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

Надежность системных решений:

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

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

– в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
  – параметрирования;
  – пропадания напряжения;
  – коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

– наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  – счетчиков электроэнергии;
  – промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  – испытательной коробки;
  – УСПД.
– наличие защиты на программном уровне:
  – пароль на счетчиках электроэнергии;
  – пароль на УСПД;
  – пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

– счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
– УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока элегазовые	ТРГ-220 II*	33677-07	2
Трансформатор тока элегазовые	ТРГ-220 II*	49201-12	1
Трансформатор тока	ТГМ	59982-15	3
Трансформатор тока встроеные	SB 0,8	20951-08	3
Трансформатор напряжения	VPU-245	37849-08	3
Трансформатор напряжения	DFK-245	52352-12	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-06	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-20	1
УСПД	RTU-325L	37288-08	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	40586-12	1 шт.
Методика поверки	МП-012-2021		1 экз.
ормуляр	РЭМ-ПТР-2019.ВСТ001-ФО		1 экз.

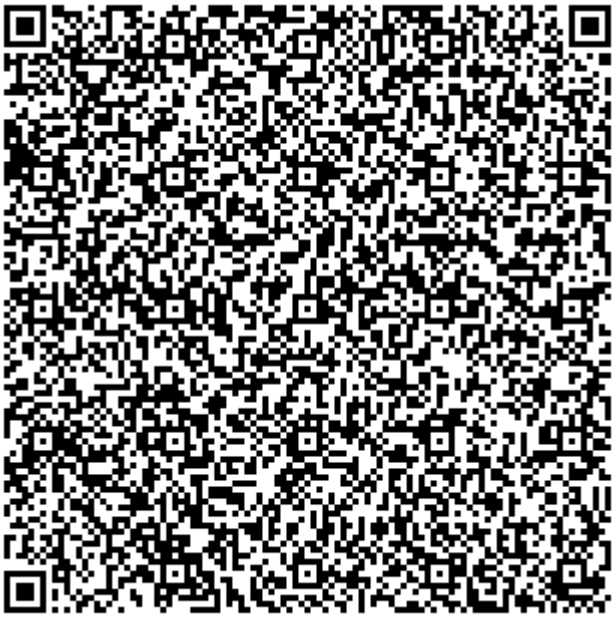
Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Гидролизная», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Гидролизная

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81974-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Омской «ТЭЦ-5» АО «ТГК-11»

Назначение средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных СИКОН С50 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) Омской «ТЭЦ-5» АО «ТГК-11», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее – УСВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

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

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех 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 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 входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов Сервера БД проводится при расхождении часов Сервера БД и времени приемника более чем на ±1 с. Часы УСПД синхронизируются от часов сервера БД автоматически при расхождении времени УСПД и сервера БД более чем на ±1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД в случае расхождения времени часов в счетчике и УСПД на величину более ±2 с, но не чаще одного раза в сутки.

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

Журналы событий сервера БД и УСПД отражают: время (дата, 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 АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» 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 «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования модулей ПО	CalcClients.dll CalcLeakage.dll CalcLosses.dll Metrology.dll ParseBin.dll ParseIEC.dll ParseModbus.dll ParsePiramida.dll SynchroNSI.dll VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «Пирамида 2000» 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.

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	УСПД/ УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Омская ТЭЦ-5								
199	ТГ-1	ТШВ15Б Кл. т. 0,5 Ктт 8000/5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С50 Рег. № 65197-16/ УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
200	ТГ-2	ТШЛ20Б-I Кл. т. 0,2 Ктт 8000/5 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,7
201	ТГ-3	ТШЛ20Б-I Кл. т. 0,2 Ктт 10000/5 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 Ктн 15750:√3/100:√3 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,7
202	ТГ-4	ТШЛ20Б-I Кл. т. 0,2 Ктт 10000/5 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 Ктн 15750:√3/100:√3 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,7
203	ТГ-5	ТШ20 Кл. т. 0,2 Ктт 10000/5 Рег. № 8771-82	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 Ктн 15750:√3/100:√3 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
204	Д5	ТФЗМ 220Б-IV У1 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 6540-78	НКФ-220-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 80534-20	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С50 Рег. № 65197-16/ УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
205	1Т 110кВ	ТВ-110/50 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ110-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
206	2Т 110кВ	ТВ-110/50 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ110-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
207	3Т 110кВ	ТВ Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 19720-05	НКФ110-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
208	4Т 110кВ	ТВ Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 19720-05	НКФ110-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
209	01Т 110кВ	ТВ-110/50 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ110-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
210	02Т 110кВ	ТВ Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 19720-05	НКФ110-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
211	С101	ТВ-110/50 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ110-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С50 Рег. № 65197-16/ УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
212	С102	ТВ-110/50 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ110-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
213	С107	ТВ-110/50 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ110-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
214	С108	ТВ-110/50 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ110-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
215	С109	ТВУ-110-II Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 3182-72	НКФ110-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
216	С110	ТВ-110/50 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 3190-72	НКФ110-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
217	С111	ТВ Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 19720-05	НКФ110-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
218	С112	ТВ-110/50 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ110-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С50 Рег. № 65197-16/ УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
219	С113	ТВУ-110-II Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 3182-72	НКФ110-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
220	С114	ТВУ-110-II Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 3182-72	НКФ110-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
221	С115	ТВ-110/50 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ110-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
222	С116	ТВ-110/50 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ110-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
223	С117	ТВ-110/50 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ110-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
224	3-4 ШСОВ	ТВ-110/50 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 3190-72	НКФ110-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
225	1-2 ШСОВ	ТВ-110/50 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ110-58У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С50 Рег. № 65197-16/ УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
226	11Т«А»	ТВ Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 19720-05	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
227	11Т«Б»	ТВ Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 19720-05	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
228	12Т	ТВ Кл. т. 0,5 Ктт 2000/5 Рег. № 19720-05	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
229	13Т	ТВ Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 19720-05	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 Ктн 15750:√3/100:√3 Рег. № 1593-05	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
230	14Т	ТВ Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 19720-05	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 Ктн 15750:√3/100:√3 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
231	15Т	ТВ Кл. т. 0,5 Ктт 2000/5 Рег. № 19720-05	ЗНОМ-15-63М Кл. т. 0,5 Ктн 15750:√3/100:√3 Рег. № 46277-10 ЗНОМ-15-63 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
232	15Т на 5РО	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 7069-79	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С50 Рег. № 65197-16/ УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
233	15Т на 5Р	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 7069-79	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
234	02Т на 50Р	ТЛШ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 2000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
235	14Т на 4РО	ТЛШ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 2000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
236	14Т на 4Р	ТЛШ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 2000/5 Рег. № 6811-78	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
237	13Т на 3РО	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
238	13Т на 3Р	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
239	12Т на 2РО	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С50 Рег. № 65197-16/ УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
240	12Т на 2Р	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1856-63	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
241	11Т«Б» на 1Р	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
242	11Т«А» на 1РО	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
243	01Т на 1РШБ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
244	01Т на 1РША	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С50 Рег. № 65197-16/ УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, 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 $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 199 - 244 от 0 до плюс 40 °С.

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.

5 Допускается замена УСПД и УСВ на аналогичные утвержденных типов.

6 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 приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	46
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, °С	 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, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	 от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$ от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М для электросчетчика СЭТ-4ТМ.02М.02 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД СИКОН С50 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 220000 220000 2 100000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 114 45 45 10 3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчика:
  – параметрирования;
  – пропадания напряжения;
  – коррекции времени в счетчике;
– журнал УСПД:
  – параметрирования;
  – пропадания напряжения;
  – коррекции времени в счетчике и УСПД;
  – пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

– счетчиках (функция автоматизирована);
– УСПД (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 титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТШВ15Б	3
Трансформатор тока	ТШЛ20Б-I	9
Трансформатор тока	ТШ20	3
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV У1	3
Трансформатор тока	ТВ-110/50	42
Трансформатор тока	ТВ	30
Трансформатор тока	ТВУ-110-II	9
Трансформатор тока	ТОЛ 10	6
Трансформатор тока	ТЛШ-10У3	9
Трансформатор тока	ТЛМ-10	20
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	26
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58У1	3
Трансформатор напряжения	НКФ110-58У1	12
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	1
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63М	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	27
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	27
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.02	19
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С50	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Методика поверки	МП 017-2021	1
Паспорт-Формуляр	001-14/2019-5-ФО	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) Омской «ТЭЦ-5» АО «ТГК-11», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81975-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции «Данилов» Северной ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Ярославской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции «Данилов» Северной ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Ярославской области (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 трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает 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;

Второй уровень - измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК.

Третий уровень - измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора и обработки данных (ЦСОД) АИИС КУЭ (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных, программное обеспечение (ПО) «Энергия Альфа 2», устройство синхронизации времени УСВ-3 (УСВ), каналы сбора данных с уровня регионального Центра энергоучета, каналы передачи данных субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД регионального Центра энергоучета, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные передаются в ЦСОД ОАО «РЖД», где происходит оформление отчетных документов.

Дальнейшая передача информации от ЦСОД ОАО «РЖД» третьим лицам осуществляется по каналу связи сети Internet в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ.

ЦСОД ОАО «РЖД» 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.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит УСВ-3, которое синхронизировано с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера ИВК с УСВ-3 осуществляется встроенным программным обеспечением сервера ИВК при каждом сеансе связи. При расхождении шкал времени сервера ИВК и УСВ-3 равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени сервера ИВК.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени севера ИВК осуществляется встроенным программным обеспечением по сети Ethernet при каждом сеансе связи. При расхождении шкал времени УСПД и сервера ИВК равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени УСПД.

Сравнение шкалы времени счетчиков электрической энергии со шкалой времени УСПД осуществляется встроенным программным обеспечением по интерфейсу RS-485 при каждом сеансе связи. При расхождении шкал времени счетчиков и УСПД равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени счетчиков.

Факт корректировки времени отражается в журналах событий счетчиков электрической энергии, УСПД и сервера ИВК с указанием времени (включая секунды) корректируемого компонента и величины коррекции.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Энергия Альфа 2».

ПО «Энергия Альфа 2» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2», установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.3.16
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

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

Метрологические и технические характеристики
Метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№№ ИК	Наименование присоединения	Состав ИК АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД/ УСВ
1	2	3	4	5	6
ПС «Данилов»					
1	Ввод 110 кВ Т1	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 100/1 Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №) 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т: 0,2 Ктн = 110000/√3/100/√3 рег. № 24218-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327 рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12
2	Ввод 110 кВ Т2	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 100/1 рег. 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т: 0,2 Ктн = 110000/√3/100/√3 рег. № 24218-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	Ввод 110 кВ Т3	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 200/1 рег. 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т: 0,2 Ктн = 110000/√3/100/√3 рег. № 24218-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
4	Ввод 110 кВ Т4	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 200/1 рег. 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т: 0,2 Ктн = 110000/√3/100/√3 рег. № 24218-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
5	ВЛ 110 кВ Данилов - Покров	ТОГФ-110-III УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. 61432-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т: 0,2 Ктн = 110000/√3/100/√3 рег. № 24218-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
6	ВЛ 110 кВ Данилов - Пречистое	ТОГФ-110-III УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. 61432-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т: 0,2 Ктн = 110000/√3/100/√3 рег. № 24218-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
7	ВЛ 110 кВ Даниловская 1	ТОГФ-110-III УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. 61432-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т: 0,2 Ктн = 110000/√3/100/√3 рег. № 24218-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
8	ВЛ 110 кВ Даниловская 2	ТОГФ-110-III УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. 61432-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т: 0,2 Ктн = 110000/√3/100/√3 рег. № 24218-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

Примечания

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

2 Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов.

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)									
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (±δ), %				Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %			
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,87	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,87	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1 - 8 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{н1} \le I_1 < 0,05I_{н1}$	1,0	1,1	1,1	1,8	1,2	1,2	1,3	2,0
	$0,05I_{н1} \le I_1 < 0,2I_{н1}$	0,6	0,7	0,8	1,3	0,8	0,9	1,0	1,4
	$0,2I_{н1} \le I_1 < I_{н1}$	0,5	0,5	0,6	0,9	0,8	0,8	0,9	1,2
	$I_{н1} \le I_1 \le 1,2I_{н1}$	0,5	0,5	0,6	0,9	0,8	0,8	0,9	1,2

Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)					
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (±δ), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %	
		cos φ = 0,8 (sin φ = 0,6)	cos φ = 0,5 (sin φ = 0,87)	cos φ = 0,8 (sin φ = 0,6)	cos φ = 0,5 (sin φ = 0,87)
1 - 8 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{н1} \le I_1 < 0,05I_{н1}$	1,8	1,5	2,3	2,0
	$0,05I_{н1} \le I_1 < 0,2I_{н1}$	1,4	0,9	2,0	1,6
	$0,2I_{н1} \le I_1 < I_{н1}$	1,0	0,8	1,8	1,5
	$I_{н1} \le I_1 \le 1,2I_{н1}$	1,0	0,8	1,8	1,5
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с		± 5			

Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, cosφ - температура окружающей среды, °С	 от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, cosφ	 от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$
диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УСВ: - антенный блок - блок питания и интерфейсы магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	 от -60 до +40 от -40 до +65 от +1 до +50 от -40 до +70 от -25 до +60 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	 120000 2 35000 24 45000 2 0,99 1
Глубина хранения информации электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 45 3,5

Надежность системных решений:

− защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

− резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:
- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - счетчика электрической энергии;
  - УСПД;

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

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

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	12 шт.
Трансформаторы тока	ТОГФ	12 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа А1800	8 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Методика поверки	МП 206.1-005-2021	1 экз.
Паспорт-формуляр	71319484.411711.001.19.ПС-ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции «Данилов» Северной ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Ярославской области», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции «Данилов» Северной ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Ярославской области

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

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81976-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики вибрации VT9285

Назначение средства измерений

Датчики вибрации VT9285 (далее – датчики) предназначены для измерения среднего квадратичного значения (далее – СКЗ) виброускорения, СКЗ виброскорости, амплитудных значений виброускорения, виброскорости и размаха виброперемещения.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков вибрации VT9285 основан на генерации электрического сигнала, пропорционального параметру вибрации, воздействующему на датчики.

Датчики применяются для вибрационного контроля и защиты промышленного оборудования, установленного во взрывоопасных и взрывобезопасных зонах.

Датчики вибрации VT9285 выпускаются в следующих модификациях (исполнениях): VT9285B - предназначены для измерения параметров вибрации с 2-х проводным подключением; VT9285C - предназначены для измерения параметров вибрации с 3-х проводным подключением; VT9285H - предназначенные для измерения параметров вибрации с 2-х проводным подключением с программируемыми параметрами измерений по протоколу HART. Кроме того, датчики отличаются диапазоном измерения, рабочими условиями эксплуатации и конструктивными особенностями. Основной выходной сигнал – сила постоянного тока, унифицированный 4-20 мА. Дополнительный канал –сигнал переменного напряжения с коэффициентом преобразования 10,2 мВ/м·с$^{-2}$ (100 мВ/g).

Датчики вибрации VT9285 конструктивно выполнены в виде моноблока с кабелем для внешних соединений. В зависимости от типа взрывозащиты кабели выполнены постоянно присоединенными или присоединяемые с помощью разъема, а также могут комплектоваться защитной крышкой, выполненной из металла.

Общий вид датчиков вибрации VT9285 представлен на рисунке 1, схема маркировки на рисунке 2.



Рисунок 1 - Общий вид датчиков вибрации VT9285

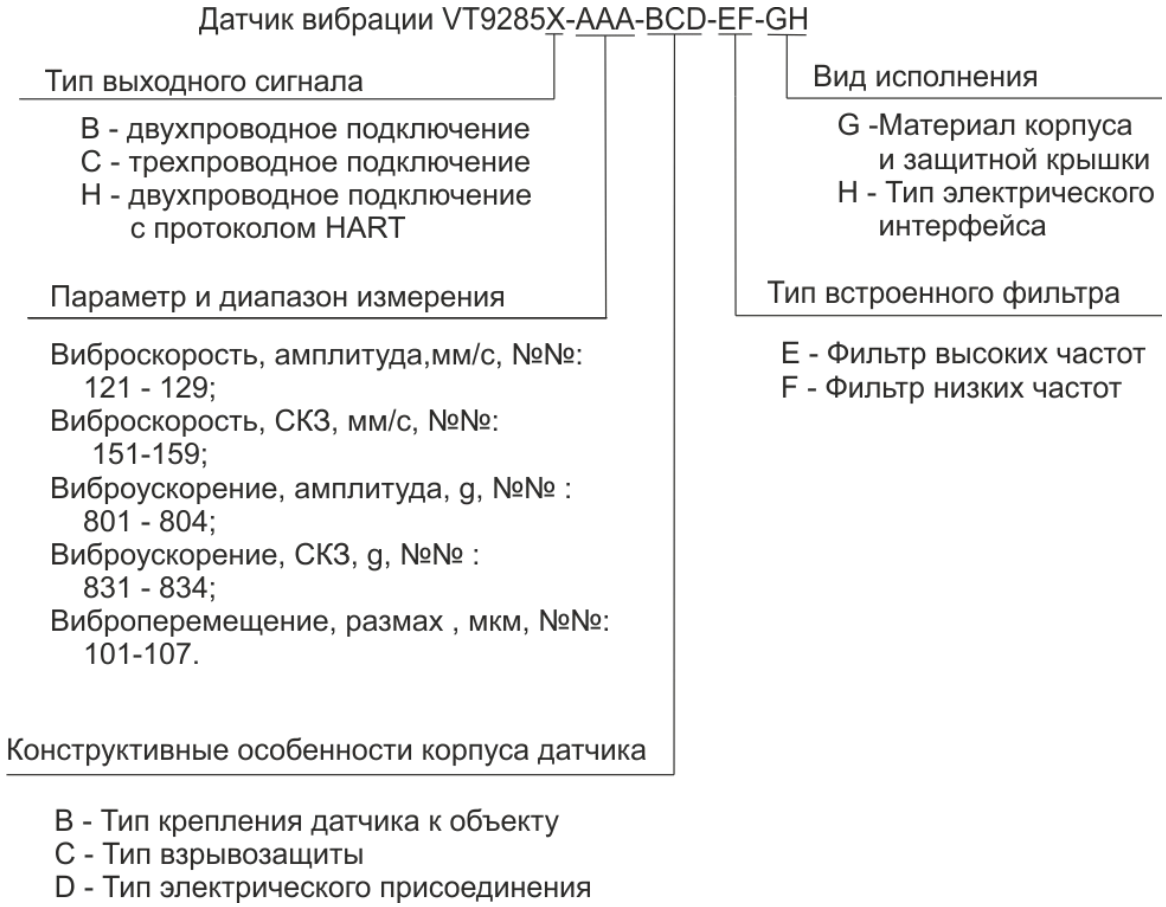


Рисунок 2 – Схема маркировки датчиков вибрации VT9285

Пломбирование датчиков вибрации VT9285 не предусмотрено.
Знак поверки наносится в свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) датчиков VT9285H состоит из встроенного ПО.

Встроенное ПО является метрологически значимым. Доступ к встроенному ПО осуществляется через внешнее ПО на заводе-изготовителе и защищено от преднамеренных и непреднамеренных изменений ВПО паролем. Пользователь не имеет доступа к ПО, но может запрограммировать параметр и диапазон измерения датчика VT9285H из списка посредством коммуникатора с поддержкой протокола HART. ПО датчиков VT9285B и VT9285C отсутствует.

Уровень защиты программного обеспечения согласно Р 50.2.077-2014 – «низкий».

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО датчиков VT9285H

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	D933-1D9B
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 2.0.2
Цифровой идентификатор ПО	2034591
Другие идентификационные данные (если есть)	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики датчиков VT9285

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений амплитудного значения виброскорости, мм/с	от 0 до 10,0 от 0 до 12,7 от 0 до 16,0 от 0 до 20,0 от 0 до 25,4 от 0 до 32 от 0 до 50,0 от 0 до 75,0 от 0 до 125,0
Диапазоны измерений СКЗ виброскорости, мм/с	от 0до 10,0 от 0 до 12,7 от 0 до 16,0 от 0 до 20,0 от 0 до 25,4 от 0 до 32 от 0 до 50,0 от 0 до 75,0 от 0 до 125,0
Диапазоны измерений амплитудного значения виброускорения, м/с^2	от 0 до 9,8 от 0 до 19,6 от 0 до 29,4 от 0 до 49
Диапазоны измерений СКЗ виброускорения, м/с^2	от 0 до 9,8 от 0 до 19,6 от 0 до 29,4 от 0 до 49
Диапазоны измерений размаха виброперемещения, мкм	от 0 до 100 от 0 до 125 от 0 до 150 от 0 до 200 от 0 до 150 от 0 до 500 от 0 до 1000
Диапазон рабочих частот, Гц	от 2 до 1500
Характеристики сигнала с выходом по постоянному току: Диапазон выходного сигнала силы постоянного тока, мА,	от 4 до 20
Нелинейность амплитудной характеристики на базовой частоте 40 Гц, %, не более	±3%
Неравномерность частотной характеристики относительно базовой частоты, %, не более	±5%
Характеристики канала с выходом по переменному напряжению: Номинальный коэффициент преобразования, мВ/м·с$^{-2}$ (мВ/g)	10,2 (100)
Отклонение действительного значения коэффициента преобразования от номинального значения на базовой частоте 40 Гц	±5%
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения параметров вибрации вызванной изменением температуры окружающего воздуха, % / °С	±0,1%

Таблица 6 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, $U_{пит}$, В	от 12 до 28
Ток потребления, мА, не более	58
Максимальная нагрузка, Ом	$(U_{пит}-12)\cdot 50$
Условия эксплуатации: - диапазон рабочих температур, ºС, - относительная влажность воздуха при 35 ºС, % - атмосферное давление, кПа	 от -55 до +75 до 90 от 88 до 110
Габаритные размеры, без кабеля, без защитной крышки, мм, не более: - длина - диаметр	 95 40
Масса, г, не более: с кабелем 3м, интегрированного с датчиком VT9285B VT9285C VT9285H без кабеля, с разъемом для подключения VT9285B VT9285C VT9285H	 1000 1000 1000 800 800 800
Маркировка взрывозащиты по ГОСТ 31610.0-2014	1Ex d IIC T6 Gb X 0Ex ia IIC T4 Ga X

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик вибрации VT9285	VT9285X-AAA-BCD-EF-GH	1 шт.
Руководство по эксплуатации	S/SZK.01-2020	1 шт.
Кабель-удлинитель *		1 шт.

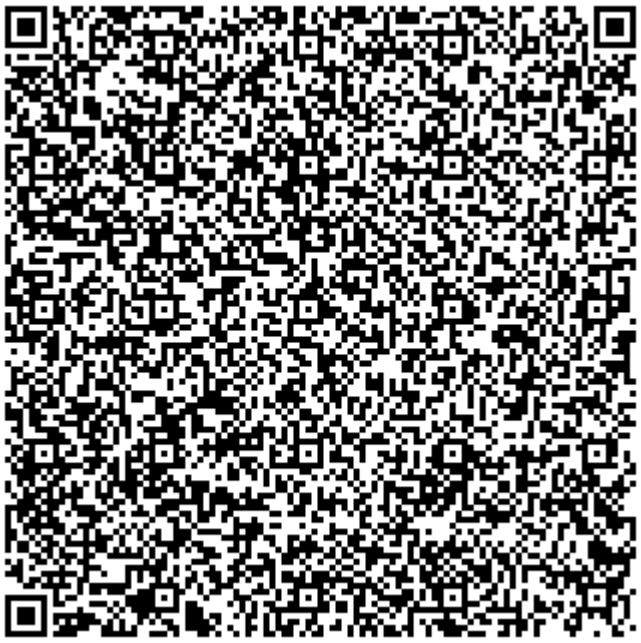
***-** Поставляется в соответствии со спецификацией.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в эксплуатационном документе: Руководство по эксплуатации S/SZK.01-2020 разделы: 2. Общее изложение, 6. Соединение, 12. Подключение к PLC/DCS или другим вторичным приборам.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к датчикам вибрации VT9285

Приказ Росстандарта № 2772 от 27.12.2018 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения»

ТР ТС 012/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81977-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Хроматографы жидкостные Acquity

Назначение средства измерений

Хроматографы жидкостные Acquity (далее - хроматографы) предназначены для количественного определения органических веществ в лекарственных препаратах, пищевых продуктах, кормах для животных, биологически активных веществ и их метаболитов в биологических объектах.

Описание средства измерений

Принцип действия хроматографов основан на разделении жидкой смеси веществ на хроматографической колонке методом высокоэффективной жидкостной хроматографии с последующим детектированием.

Хроматографы комплектуются одним или несколькими детекторами:
- ультрафиолетовым детектором с переменной длиной волны Acquity TUV;
- детектором на диодной матрице Acquity PDA;
- флуоресцентным детектором Acquity FLR;
- рефрактометрическим детектором Acquity RI;
- детектором испарительного светорассеяния Acquity ELS;

бинарным градиентным насосом, скоростным инжектором, автосамплером, колонкой, термостатом колонки, термостатируемым отделением для анализируемых образцов, системой обработки данных.

Серийные номера детекторов наносятся с внутренней стороны на крышки детекторов в виде наклейки.

Хроматографы выпускаются в двух модификациях: H-Class (смешение элюэнтов принизком давлении) и I-Class (смешение элюэнтов при высоком давлении).

Пломбирование хроматографов не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на хроматографы не предусмотрено.

Внешний вид хроматографов приведен на Рис.1





Acquity H-Class Acquity I-Class

Рисунок 1- Внешний вид хроматографов жидкостных Acquity

Программное обеспечение

Программное обеспечение выполняет управление прибором, сбор, обработку и хранение данных.

Идентификационные данные программного обеспечения представлены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные	Значение	Значение
Идентификационное наименование ПО	Empower	Empower
Номер версии (идентификационный номер) ПО	FR4	FR5
Цифровой идентификатор ПО	5801195F	1A139F9A
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	CRC32	CRC32

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений согласно Р 50.2.077-2014 соответствует среднему уровню.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2-Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Относительное отклонение выходного сигнала детекторов TUV, PDA, FLR, RI %, по пику антрацена:	
по времени выхода	1,0
по площади пика	1,5
Относительное отклонение выходного сигнала детектора ELS %, по пику антрацена:	
по времени выхода	4
по площади пика	5
Уровень флуктуационных шумов нулевого сигнала	
детектора TUV (ацетонитрил/вода 10/90, 230 нм, постоянная времени 1, е.о.п.	$6 \cdot 10^{-5}$
детектора PDA (ацетонитрил/вода 10/90, 230 нм, постоянная времени 1, е.о.п.	$8 \cdot 10^{-5}$
детектора RI ед. рефр., не более	$2 \cdot 10^{-8}$
детектора ELS, ед. светорассеивания, не более	0,5
детектора FLR (деионизированная вода 1 мл/мин, 246 нм возбуждения, 402 нм эмиссии, постоянная времени 1 с), мВ	5
Дрейф нулевого сигнала, не более	
детектора TUV, е.о.п./ч	$6 \cdot 10^{-4}$
детектора PDA, е.о.п./ч	$1 \cdot 10^{-2}$
детектора FLR, мВ/ч	10
детектора RI, ед. рефр./ч	$1 \cdot 10^{-5}$
детектора ELS, ед. светорассеивания/ч	1
Предел детектирования, г/см^3, не более	
детектора TUV по антрацену, 254 нм, при объеме пробы 0,2 мм^3	$1 \cdot 10^{-8}$
детектора PDA по антрацену, 254 нм, при объеме пробы 1 мм^3	$2 \cdot 10^{-8}$
детектора FLR по антрацену, 254 нм, при объеме пробы 0,2 мм^3	$5 \cdot 10^{-10}$
детектора ELS по кофеину, при объеме пробы 0,7 мм^3	$2 \cdot 10^{-4}$
детектора RI по кофеину, при объеме пробы 0,1 мм^3	$4 \cdot 10^{-7}$
Относительное отклонение выходного сигнала через 4 часа непрерывной работы детекторов TUV, PDA, FLR, RI, %, по пику антрацена по площади пика	3

Таблица 3-Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение				
	TUV	PDA	FLR	RI	ELS
Потребляемая мощность, В·А, не более	185	185	185	145	200
Габаритные размеры, мм, не более:					
-высота	343	292	343	343	284
-ширина	610	610	610	610	521
-длина	193	20	193	208	203
Масса, кг, не более	12	15,6	14	12	15
Параметры электрического питания:					
– напряжение переменного тока, В	от 100 до 240				
- частота переменного тока, Гц	от 49 до 52				
Условия эксплуатации:					
– температура окружающей среды, ºС	от +15 до +28				
-относительная влажность, % (без конденсации)	от 20 до 80 (без конденсации)				
-атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7				
Средний срок службы, лет	10				
Средняя наработка на отказ, ч	8760				

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации методом компьютерной графики.

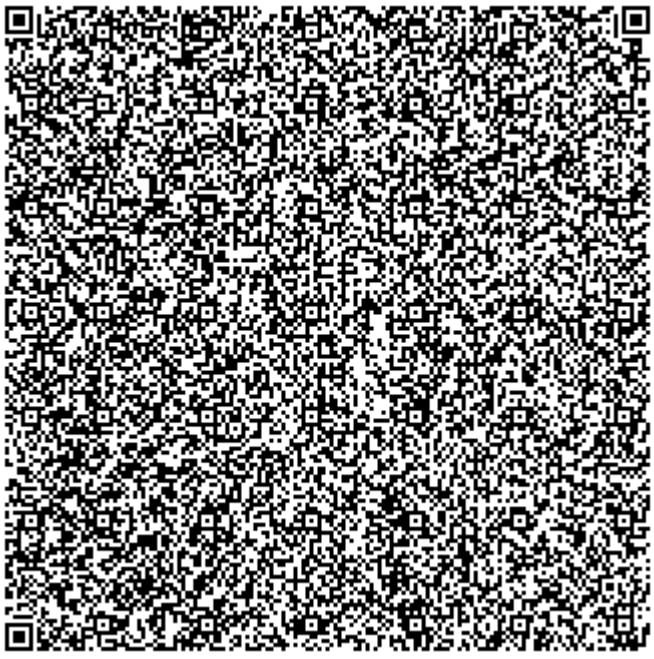
Комплектность средства измерений

Таблица 4

Наименование	Обозначение	Количество
Хроматографы жидкостные Acquity с детекторами по заказу		1 шт.
детекторы: -ультрафиолетовый с переменной длиной волны; - на диодной матрице; - флуоресцентный; - рефрактометрический; - испарительного светорассеяния	Acquity TUV Acquity PDA Acquity FLR Acquity RI Acquity ELS	по заказу
программное обеспечение (установочный CD-диск с USB – лицензионным ключом для защиты информации от несанкционированного доступа)	Empower	1 комп.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	009-29-20 МП	1 экз.

Сведения о методиках измерений
содержатся в Руководстве по эксплуатации ВСТАВИТЬ НАЗВАНИЯ., раздел «Порядок выполнения хроматографических анализов».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к хроматографам жидкостным Acquity**:** Техническая документация фирмы-изготовителя.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81978-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Верхнеказымское ЛПУ МГ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Верхнеказымское ЛПУ МГ (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 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 напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер баз данных (СБД) типа Stratus FT Server 4700 P4700-2S, сервер синхронизации времени типа ССВ-1Г, автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт», каналообразующую аппаратуру.

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

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

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;

- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;

- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;

- формирование отчетных документов;

- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;

- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;

- сбор и хранение журналов событий счетчиков;

- ведение журнала событий ИВК;

- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;

- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;

- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий;

- дистанционный доступ к компонентам АИИС.

ИВК осуществляет автоматизированный обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИВК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;

- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;

- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до ИВК;

- посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от уровня ИИК до уровня ИВК;

- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet;

- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (основной канал);

– - посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (резервный канал).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит сервер синхронизации времени типа ССВ-1Г (далее по тексту - УСВ), ежесекундно синхронизирующий собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

ИВК АИИС КУЭ периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ и при расхождении ±1 с и более, ИВК АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ±1 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», в которое входит модуль синхронизации времени "AC_Time" с устройствами ГЛОНАСС.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110/10 кВ «Верхнеказымская», ЗРУ-10 кВ Технологическое, 1 СШ, яч. 7 Ввод-1	ТПЛ-10У3 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г, рег. № 58301-14, Stratus FT Server 4700 P4700-2S
2	ПС 110/10 кВ «Верхнеказымская», ЗРУ-10 кВ Технологическое, 1 СШ, яч. 17	ТПЛ-10У3 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	A1805RAL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
3	ПС 110/10 кВ «Верхнеказымская», ЗРУ-10 кВ Технологическое, 2 СШ, яч. 8 Ввод-2	ТПЛ-10У3 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
4	ПС 110/10 кВ «Верхнеказымская», ЗРУ-10 кВ Технологическое, 2 СШ, яч. 18	ТПЛ-10У3 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	A1805RAL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
5	ПС 110/10 кВ «Верхнеказымская», ЗРУ-10 кВ Технологическое, 3 СШ, яч. 51 Ввод-3	ТПЛ-10У3 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
6	ПС 110/10 кВ «Верхнеказымская», ЗРУ-10 кВ Технологическое, 4 СШ, яч. 52 Ввод-4	ТПЛ-10У3 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
7	КТП № 1 «Котельная 2х630», АВ № 1 0,4 кВ	ТШП 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
8	КТП № 1 «Котельная 2х630», АВ № 2 0,4 кВ	ТШП 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
9	КТП № 1 «Котельная 2х630», АВ № 3 0,4 кВ	ТОП 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	КТП № 1 «Котельная 2х630», АВ № 4 0,4 кВ	ТШП 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	ССВ-1Г, рег. № 58301-14, Stratus FT Server 4700 P4700-2S
11	КТП № 1 «Котельная 2х630», АВ № 5 0,4 кВ	ТШП 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
12	КТП № 1 «Котельная 2х630», АВ № 7 0,4 кВ	ТШП 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
13	КТП № 2 «Финская», АВ № 2 0,4 кВ	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
14	КТП № 2 «Финская», АВ № 3 0,4 кВ	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
15	КТП № 2 «Финская», АВ № 4 0,4 кВ	ТОП 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
16	КТП № 2 «Финская», АВ № 5 0,4 кВ	ТОП 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
17	КТП № 3 «Детский сад», АВ № 1 0,4 кВ	ТШП 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
18	КТП № 3 «Детский сад», АВ № 2 0,4 кВ	ТШП 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
19	КТП № 3 «Детский сад», АВ № 3 0,4 кВ	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
20	КТП № 5 «Лесное», АВ № 1 0,4 кВ	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
21	КТП № 5 «Лесное», АВ № 2 0,4 кВ	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
22	КТП № 5 «Лесное», АВ № 3 0,4 кВ	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	ССВ-1Г, рег. № 58301-14, Stratus FT Server 4700 P4700-2S
23	КТПн № 2 «МКРН № 3», АВ № 1 0,4 кВ	ТОП 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
24	КТПн № 2 «МКРН № 3», АВ № 2 0,4 кВ	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
25	КТПн № 2 «МКРН № 3», АВ № 3 0,4 кВ	ТОП 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
26	КТПн № 4 «МКРН № 1», АВ № 1 0,4 кВ	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
27	КТПн № 4 «МКРН № 1», АВ № 2 0,4 кВ	ТШП 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
28	КТП «КОС пром. площадка», Ввод-1 0,4 кВ	ТШП 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
29	КТП «КОС пром. площадка», Ввод-2 0,4 кВ	ТШП 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
30	КТП «КОС», Ввод-1 0,4 кВ	ТШП 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
31	КТП «КОС», Ввод-2 0,4 кВ	ТШП 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
32	КТП «ГСМ», Ввод 0,4 кВ	ТШП 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTM-03 PBR.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
33	КТП «Котельная 2х630», КЛ-0,4 кВ, ПР-0,4 кВ КУ «Центропас Югория»	ТОП 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-16	-	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

Примечания:
1. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ на аналогичное, утвержденного типа.
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, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±) δ, %	Границы погрешности в рабочих условиях (±) δ, %
1, 3, 5, 6	Активная Реактивная	1,2 1,9	2,9 4,6
2, 4	Активная Реактивная	1,3 2,1	3,2 5,5
7-12, 17-27, 30, 31	Активная Реактивная	0,9 1,5	3,0 5,5
13-16, 28, 29	Активная Реактивная	0,9 1,5	2,8 4,6
32, 33	Активная Реактивная	1,1 1,8	4,1 7,0
Пределы абсолютной погрешности синхронизации компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC (SU), (±) с			5

Примечания:
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P = 0,95.
3. Границы погрешности результатов измерений приведены для cos φ=0,8, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, для рабочих условий для ИК №№ 7-33 при cos φ=0,8, токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$ и для ИК 1-6 при cos φ=0,8, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-6 от +10 до +35 °С, для ИК №№ 7-12, 17-27, 31-33 от -40 до +35°С и для ИК №№ 13-16, 28, 29 от +5 до +35°С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	33
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение основной сети переменного тока, В - напряжение резервной сети переменного тока, В - коэффициент мощности - частота основной сети переменного тока, Гц - температура окружающего воздуха, °С	 от 90 до 110 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25

- температура окружающей среды, °С	
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности:	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +10 до +35 от -40 до +35 от +5 до +35 от +15 до +25 от 80,0 до 106,7 98

- частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С ИК №№ 1-6 ИК №№ 7-12, 17-27, 31-33 ИК №№ 13-16, 28, 29 - температура окружающей среды для	

сервера ИВК, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более	
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчик Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ,	120000 2 320000 2 22000 2 70000 1

ч, не менее ее время становле ния тоспосо ости, ч С четчик Меркур ий 234: - среднее время нарабо тки на отказ, ч, не менее -	

С СВ-1Г: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее -	

Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	
Глубина хранения информации: Счетчик Альфа А1800: - тридцатиминутный профиль нагруз	180 30 170 5

ки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Счетчик Меркурий 234: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации	

состояний средств измерений, лет, не менее	

Надежность системных решений:

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

– резервный сервер с установленным специализированным ПО;

– резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

– счётчика, с фиксированием событий:
– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекции времени в счетчике.

ИВК, с фиксированием событий:
– даты начала регистрации измерений;
– перерывы электропитания;
– программные и аппаратные перезапуски;
– установка и корректировка времени;
– переход на летнее/зимнее время;
– нарушение защиты ИВК;
– отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10У3	12
	ТШП	63
	ТОП	18
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	4
	НТМИ-10-66	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	7

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчик электрической энергии статический трехфазные	Меркурий 234	26
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Сервер ИВК	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
Документация		
Методика поверки	МП 26.51/63/21	1
Паспорт-формуляр	87570424.425210.087.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Верхнеказымское ЛПУ МГ, аттестованном ООО «Альфа-Энерго», аттестат аккредитации № RA.RU.311785 от 15.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81979-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Авторефрактокератометры URK-700A

Назначение средства измерений

Авторефрактокератометры URK-700A (далее по тексту – авторефрактокератометры) предназначены для измерений сферической и цилиндрической вершинной рефракции глаза, измерений радиуса кривизны роговицы глаза при подборе очков и контактных линз.

Описание средства измерений

Принцип действия авторефрактокератометров основан на принципах геометрической оптики и автоматическом цифровом анализе изображения невидимой (в инфракрасных лучах) метки, проецируемой на дно исследуемого глаза. Анализ осуществляется автоматически, без участия оператора.

Конструктивно авторефрактокератометр представляет собой компактный настольный прибор, основными компонентами которого являются:

- лобно-подбородковая опора, прикрепленная к основанию прибора со стороны пациента;
- измерительный блок, на ЖК-экране с сенсорной панелью которого оператор наблюдает за процессом измерений, а через окуляр (окно измерений) проецируется метка на сетчатку глаза и исследуется ее изображение;
- ручка управления перемещением прибора (джойстик) – служит для точной фокусировки при проведении измерений;
- функциональные кнопки на сенсорном экране управления, позволяют менять режим измерений и другие параметры;
- встроенный в прибор термопринтер для печати результатов измерений.

Для предотвращения несанкционированного вмешательства в конструкцию изделия, авторефрактокератометр пломбируется.

На авторефрактокератометре имеется шильдик с указанием наименования прибора, страны изготовителя, заводского номера и года выпуска прибора. Шильдик расположен справа внизу на основании прибора.

Общий вид, схема маркировки и схема пломбирования от несанкционированного доступа авторефрактокератометра представлены на рисунках 1 и 2.



Рисунок 1 – Общий вид авторефкератометров

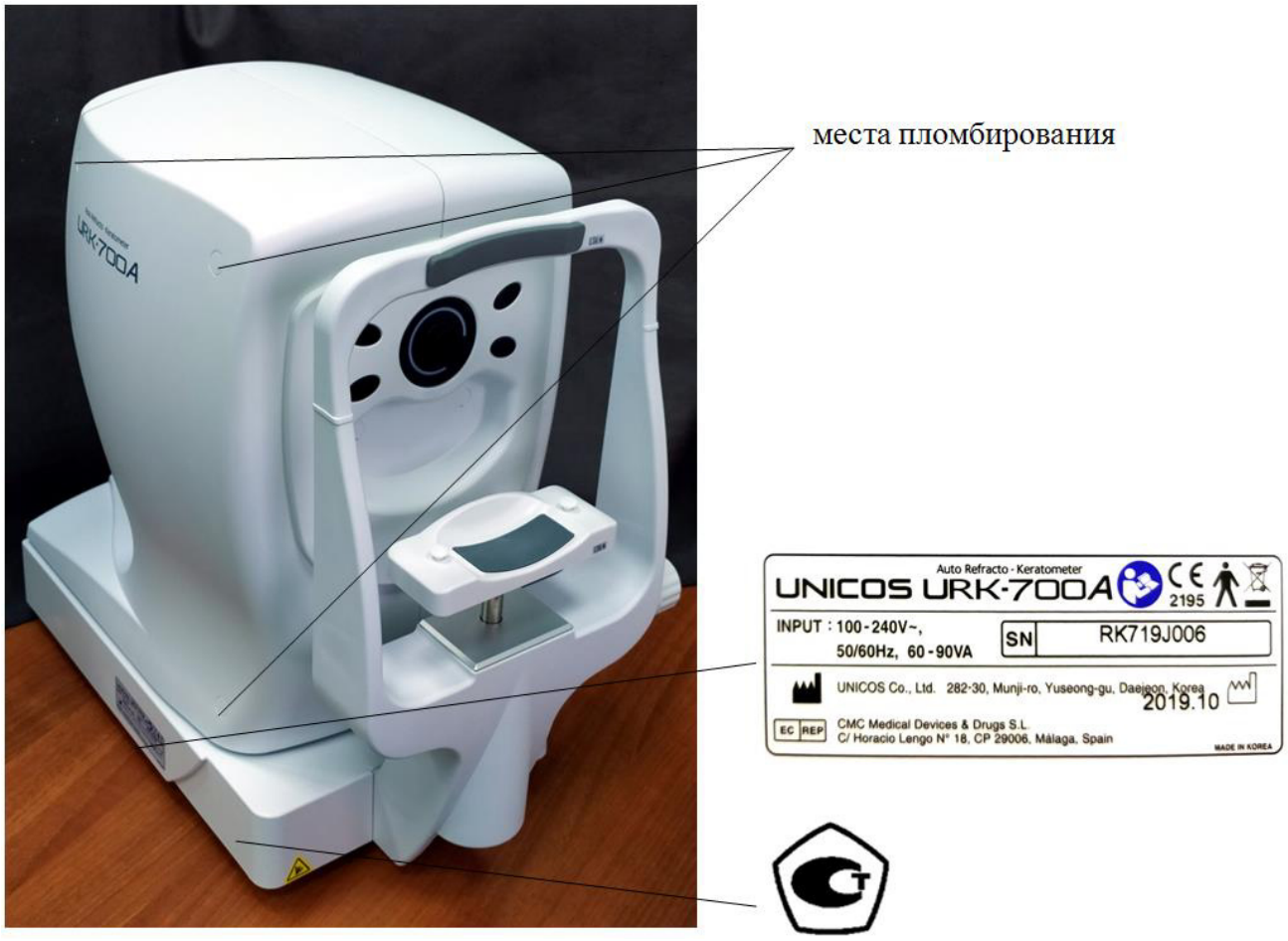


Рисунок 2 – Общий вид, схема маркировки и схема пломбирования от несанкционированного доступа авторефрактокератометра URK-700A

Нанесение знака поверки не предусмотрено.

Программное обеспечение

В авторефрактокератометрах используется встроенное программное обеспечение, которое устанавливается заводом-изготовителем непосредственно в ПЗУ системы.

Программное обеспечение предназначено для управления авторефрактокератометром, контроллером внутренних исполнительных механизмов и измерительных устройств и его настроек, а также для обеспечения функционирования интерфейса, обработки информации, полученной от измерительных устройств в процессе проведения измерений.

Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части программного обеспечения авторефрактокератометров указаны в таблице 1.

Идентификация программного обеспечения осуществляется в меню прибора в разделе «System» в графе «Version & Update». Доступ к просмотру номера версии имеют все пользователи.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	URK
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.01.48
Цифровой идентификатор ПО	Данные являются собственностью производителя и являются защищенными для доступа дилера и пользователей

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077 – 2014.

Метрологические и технические характеристики
приведены в таблицах 2,3.

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений сферической вершинной рефракции, дптр	от –20,00 до +20,00
Диапазон измерений радиуса кривизны роговицы глаза, мм	от 6,71 до 9,51
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений сферической вершинной рефракции, дптр	
в диапазоне от 0 до ±10,00 дптр включ.	±0,25
в диапазоне св. ±10,00 дптр	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений цилиндрической вершинной рефракции, дптр	±0,25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений радиуса кривизны роговицы глаза, мм	±0,05
Примечание - Метрологические характеристики определены при вертексном расстоянии (VD), равном 12 мм.	

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний, при VD=12,0 мм;	
- сферической вершинной рефракции, дптр	от –25 до +22
- цилиндрической вершинной рефракции, дптр	от –10 до +10
- радиуса кривизны, мм	от 5,0 до 10,2
- угловой шкалы, º	от 1 до 180
Дискретность показаний:	

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
- вершинной рефракции, дптр	0,12; 0,25
- угловой шкалы, º	1
- радиуса кривизны, мм	0,01
Вертексное расстояние, (VD), мм	0,0; 10,0; 12,0; 13,5; 15,0
Форма цилиндра	-; +; ±
Режим измерения:	REF, KER, R&K, CLBC, SIZE
Монитор	7" TFT цветной сенсорный
Вывод данных	- экран монитора, - термопринтер, - RS-232C, - USB
Электропитание от сети переменного тока: - напряжение, В - частота, Гц	 от 100 до 240 50/60
Мощность, В·А	не более 90
Габаритные размеры (Д×В×Ш), мм, не более	476×473×248
Масса, кг, не более	21,0
Условия эксплуатации: – диапазон рабочих температур, ºС – относительная влажность воздуха (без конденсации), % – атмосферное давление, кПа	 от +10 до +40 от 30 до 90 от 70 до 106

Знак утверждения типа
наносится на корпус прибора методом наклеивания и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений
приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Авторефрактокератометр основной блок	-	1 шт.
Принадлежности:		
Сетевой кабель	-	1 шт.
Модель глаза	-	1 шт.
Бумага для принтера	-	2 рулона
Пылезащитный чехол	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 шт.
Методика поверки	МП 003.М44-21	1 шт.

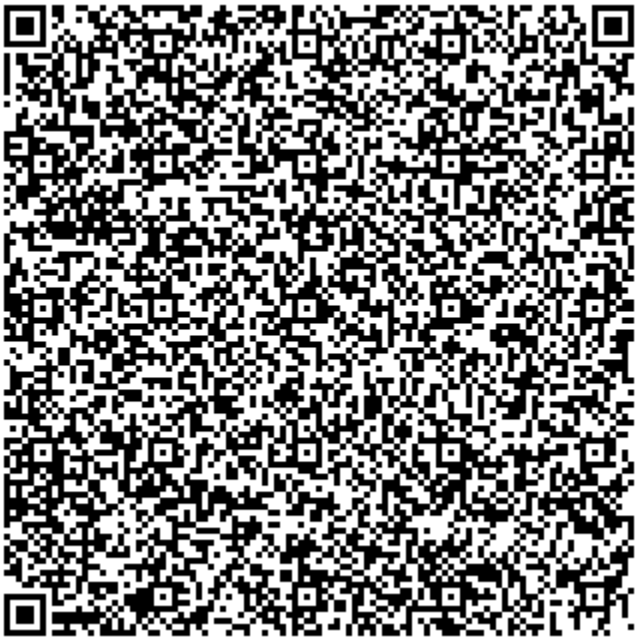
Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в руководстве по эксплуатации «Авторефрактокератометр URK-700A» п. 5.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к авторефрактокератометрам URK-700A

ГОСТ ISO 10342-2011 Рефрактометры офтальмологические. Технические требования и методы испытаний

ГОСТ ISO 10343-2011 Офтальмометры. Технические требования и методы испытаний

Техническая документация компании «UNICOS Co., Ltd.», Республика Корея



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81980-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нижневартовский филиал ПАО НК «РуссНефть»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нижневартовский филиал ПАО НК «РуссНефть» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 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), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ), программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000» и каналообразующую аппаратуру.

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 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 сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование, хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер БД ежесуточно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ).

АРМ субъекта ОРЭМ по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, принимающим сигналы точного времени от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на ±1 с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД более чем на ±2 с.

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.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» 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 «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификацион-ный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентифика-тора ПО
1	2	3	4
CalcClients.dll	не ниже 1.0.0.0	E55712D0B1B219065 D63DA949114DAE4	MD5
CalcLeakage.dll	не ниже 1.0.0.0	B1959FF70BE1EB17C 83F7B0F6D4A132F	
CalcLosses.dll	не ниже 1.0.0.0	D79874D10FC2B156A 0FDC27E1CA480AC	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Metrology.dll	не ниже 1.0.0.0	52E28D7B608799BB3 CCEA41B548D2C83	MD5
ParseBin.dll	не ниже 1.0.0.0	6F557F885B73726132 8CD77805BD1BA7	
ParseIEC.dll	не ниже 1.0.0.0	48E73A9283D1E66494 521F63D00B0D9F	
ParseModbus.dll	не ниже 1.0.0.0	C391D64271ACF4055 BB2A4D3FE1F8F48	
ParsePiramida.dll	не ниже 1.0.0.0	ECF532935CA1A3FD3 215049AF1FD979F	
SynchroNSI.dll	не ниже 1.0.0.0	530D9B0126F7CDC23 ECD814C4EB7CA09	
VerifyTime.dll	не ниже 1.0.0.0	1EA5429B261FB0E28 84F5B356A1D1E75	

ПО «Пирамида 2000» 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.

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	УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПЛУ-35 кВ №2								
1	ПЛУ-35 кВ №2, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ ф.№3	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 51623-12	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 35000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная реактивная	±0,9 ±2,3	±3,0 ±5,5
2	ПЛУ-35 кВ №2, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ ф.№1	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 51623-12	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 35000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±0,9 ±2,3	±3,0 ±5,5
ПС 35 кВ Рославльская								
3	ПС 35 кВ Рославльская, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.102	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
4	ПС 35 кВ Рославльская, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.202	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 35 кВ Рославльская, ЗРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч.2	АВК 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 47171-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
6	ПС 35 кВ Рославльская, ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч.12	IMZ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 16048-97 АВК 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 47171-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
7	ПС 35 кВ Рославльская, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.105	IMZ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 16048-97	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
8	ПС 35 кВ Рославльская, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ОАО МПК АНГГ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,7 ±5,2
9	ПС 35 кВ Рославльская, ввод 0,23 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,7 ±5,2
10	ПС 35 кВ Рославльская, ввод 0,23 кВ ТСН-2	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,7 ±5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ПС 35 кВ Рославльская, ввод 0,23 кВ ТСН-3	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,7 ±5,2
12	ПС 35 кВ Рославльская, ввод 0,23 кВ ТСН-4	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,7 ±5,2
13	ПС 35 кВ Рославльская, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.113	АВК 10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 47171-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
ПС 35 кВ Лесная								
14	ПС 35 кВ Лесная, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.№4	ТОЛ-10-I-2 У2 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП-6 У2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
15	ПС 35 кВ Лесная, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.№10	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛП-6 У2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
КТПН №28 6 кВ								
16	КТПН №28 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,9 ±6,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 35 кВ Мохтиковская								
17	ПС 35 кВ Мохтиковская, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.5	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 38395-08	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
18	ПС 35 кВ Мохтиковская, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.14	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 38395-08	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
19	ПС 35 кВ Мохтиковская, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,7 ±5,2
20	ПС 35 кВ Мохтиковская, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,7 ±5,2
ПС 110 кВ Западный Могутлор								
21	ПС 110 кВ Западный Могутлор, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	SB 0,8 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 55006-13	СРВ 123 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
КТПН-2х400 кВА 6 кВ								
22	КТПН-2х400 кВА 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,9 ±6,8
23	КТПН-2х400 кВА 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,9 ±6,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, 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:
ИК №№ 8-12, 16, 19-23 – для $\cos\varphi = 0{,}8$инд, $I=0{,}02\cdot I_{ном}$;
ИК №№ 1-7, 13-15, 17, 18 – для $\cos\varphi = 0{,}8$инд, $I=0{,}05\cdot I_{ном}$;
и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-23 от минус 40°С 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 в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УСВ-3 на аналогичное утвержденного типа.
7. 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
1	2
Количество измерительных каналов	23
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, ºС	 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 $I_{ном}$: для ИК №№ 8-12, 16, 19-23 для ИК №№ 1-7, 13-15, 17, 18 - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, ºС - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, ºС - температура окружающей среды в месте расположения УСВ-3, ºС - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, ºС	 от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$ от 49,6 до 50,4 от -40 до +35 от -40 до +60 от -25 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.04, ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01 (рег. № 46634-11), для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08), для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08 (рег. № 36697-12), для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08 (рег. № 36697-17) - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-3: - 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	 165000 140000 165000 220000 2 45000 2 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики электроэнергии:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки, сутки, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер БД:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчика:
  – параметрирования;
  – пропадания напряжения;
  – коррекции времени в счетчике;
– журнал сервера БД:
  – параметрирования;
  – пропадания напряжения;
  – коррекции времени в счетчике и сервере БД;
  – пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

– счетчиков (функция автоматизирована);
– сервера БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

– измерений 30 минут (функция автоматизирована);
– сбора 30 минут (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на 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
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	4 шт.
Трансформатор тока	АВК 10	6 шт.
Трансформатор тока	IMZ 10	4 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	27 шт.
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I-2 У2	2 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10	4 шт.
Трансформатор тока	SB 0,8	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6	12 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6 У2	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6У3	6 шт.
Трансформатор напряжения	СРВ 123	3 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	11 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	6 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	1 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01	1 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	2 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1 шт.
Методика поверки	МП СМО-0502-2021	1 экз.
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.816 ПФ	1 экз.

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) Нижневартовский филиал ПАО НК «РуссНефть», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81981-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «КМА-Энергосбыт» (ООО АПК «Красная поляна»).

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «КМА-Энергосбыт» (ООО АПК «Красная поляна») (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 решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

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) и напряжения (далее по тексту – 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 по тексту – ИВК) АО «КМА-Энергосбыт», включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее по тексту – сервер БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), входящее в состав устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000, автоматизированные рабочие места (далее по тексту – АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) ПК «Энергосфера» и технические средства обеспечения электропитания.

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

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

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

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД.

На верхнем – втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерения до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД, с использованием электронной подписи (далее - ЭП), с помощью электронной почты по каналу связи через сеть Интернет по протоколу TCP/IP в соответствии с Приложением 11.1.1. «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту - СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ – ИИК и ИВК.

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS, ГЛОНАСС), входящее в состав устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000, встроенные часы сервера АИИС КУЭ и счетчиков. Время часов устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 сихронизировано с сигналами точного времени, получаемыми от встроенного в него УССВ.

Коррекция времени сервера АИИС КУЭ производится от устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000. Коррекция времени выполняется при расхождении времени сервера и часов устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 более, чем на ±1 с.

Коррекция времени счетчиков производится от сервера БД АИИС КУЭ. При каждом сеансе связи происходит сравнение времени часов сервера БД АИИС КУЭ с временем счетчиков. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении с временем сервера БД АИИС КУЭ более, чем на ±2 с.

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.

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

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.

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».

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	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» 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.

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 объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД / УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Студенок, КРУН 10 кВ, 1 сш 10 кВ, яч. 05	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	- / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
2	ПС 110 кВ Студенок, КРУН 10 кВ, 1 сш 10 кВ, яч. 07	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
3	ПС 110 кВ Студенок, КРУН 10 кВ, 1 сш 10 кВ, яч. 09	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
4	ПС 110 кВ Студенок, КРУН 10 кВ, 2 сш 10 кВ, яч. 04	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110 кВ Студенок, КРУН 10 кВ, 2 сш 10 кВ, яч. 06	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	- / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
6	ПС 110 кВ Студенок, КРУН 10 кВ, 2 сш 10 кВ, яч. 08	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, 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 $I=0{,}05 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 6 от минус 40 до плюс 65 °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, УССВ на однотипный утвержденного типа, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.

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

7 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.

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	6
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды, °С	 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, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, - температура окружающей среды в месте расположения УССВ (в составе устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000), °С	 от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$ от 47,5 до 52,5 от -40 до +40 от -40 до +65 от +10 до +30 от 0 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: для электросчетчика A1805RAL-P4GB-DW-4 - 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 (в составе устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 120000 2 70000 1 100000 24
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 300 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 счётчика:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

электросчётчика;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательной коробки;

сервера;

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

электросчетчика;

сервера.

Возможность коррекции времени в:

– электросчетчиках (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 титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ АО «КМА-Энергосбыт» (ООО АПК «Красная поляна») типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ 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
Трансформатор тока	ТЛМ-10	12
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RAL-P4GB-DW-4	6
УССВ (в составе устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000)	-	1
Программное обеспечение	ПО ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП СМО-2203/21	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.869 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «КМА-Энергосбыт» (ООО АПК «Красная поляна»), аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81982-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители вибрации TIK-WS

Назначение средства измерений

Измерители вибрации TIK-WS (далее - измерители вибрации) предназначены для измерения вибрации (среднеквадратического (далее – СКЗ) значения виброускорения, СКЗ виброскорости и СКЗ виброперемещения), воздействующего на измеритель вибрации.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей вибрации основан на преобразовании вибрации контролируемого объекта в электрический сигнал пропорциональный виброускорению, дальнейшей его обработке (однократному и двукратному интегрированию), оцифровки полученного сигнала и передачи его по беспроводному интерфейсу LoRaWAN или в режиме проводного соединения по протоколу передачи данных – Modbus-RTU.

Измерители вибрации представляют собой заключенный в единый корпус встроенный двухкомпонентный акселерометр, электронный блок, осуществляющий обработку сигнала поступающего от встроенного акселерометра и передачу сигнала.

Измерители вибрации TIK-WS выпускаются в двух модификациях TIK-WSV и TIK-WSV RB отличающихся габаритными размерами и ёмкостью аккумулятора.

Измерители вибрации TIK-WS модификаций TIK-WSV и TIK-WSV RB выпускаются в двух исполнениях отличающихся между собой диапазонами рабочих температур.

Измерители вибрации могут выпускаться во взрывозащищенном исполнении.

Пломбирование измерителей вибрации TIK-WS не предусмотрено.

Общий вид измерителей вибрации TIK-WS модификаций TIK-WSV и TIK-WSV RB и место нанесения знака утверждения типа приведены на рисунке 1.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.



TIK-WSV TIK-WSV RB

Рисунок 1 - Общий вид измерителей вибрации TIK-WS модификаций TIK-WSV и TIK-WSV RB

Программное обеспечение

Измерители вибрации TIK-WS имеют встроенное и автономное программное обеспечение (далее – ПО).

Встроенное ПО, влияющее на метрологические характеристики, загружается в микропроцессор, находящийся на измерительной плате электронного блока измерителя вибрации. Встроенное ПО обеспечивает математическое преобразование измеряемых данных от встроенного акселерометра, а также обеспечивает управление процессом передачи данных по цифровому каналу связи.

Метрологические характеристики измерителей вибрации нормированы с учетом встроенного ПО.

Для обмена данными между измерителями вибрации и компьютером используется автономное ПО, которое служит для настройки измеряемых параметров и отображения цифровых данных.

Автономное программное обеспечение TIK Modscan, предназначено для настройки измерителей вибрации и мониторинга параметров измерения.

Защита ПО от преднамеренных изменений обеспечивается средствами операционной системы путем установки пароля для вхождения в файл программы.

Защита ПО от непреднамеренных воздействий обеспечивается функциями резервного копирования.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение
Внешняя часть ПО	
Идентификационное наименование ПО	TIK Modscan
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.0.15.0
автономное программное обеспечение ПО	
Идентификационное наименование ПО	TIK-WS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.16
Цифровой идентификатор ПО	E1AD

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики измерителей вибрации TIK-WS

Наименование характеристики	Значение
Измеряемое значение	СКЗ виброскорости, СКЗ виброускорения, СКЗ виброперемещения
Диапазоны рабочих частот при измерении виброускорения и виброскорости, Гц	от 2 до 1000 от 5 до 1000 от 10 до 1000
Диапазон рабочих частот при измерении виброперемещения, Гц	от 10 до 200
Диапазон измерения СКЗ виброскорости на базовой частоте 80 Гц, мм/с	от 0,5 до 100
Диапазон измерения СКЗ виброускорения на базовой частоте 80 Гц, $м/с^2$	от 0,5 до 100
Диапазон измерения СКЗ виброперемещения на базовой частоте 40 Гц, мкм	от 5 до 300
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения СКЗ виброскорости на базовой частоте 80 Гц, % от 0,5 до 1 мм/с от 1 до 100 мм/с	 ±10 ±5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения СКЗ виброускорения на базовой частоте 80 Гц, % от 0,5 до 1 $м/с^2$ от 1 до 100 $м/с^2$	 ±10 ±5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения СКЗ виброперемещения на базовой частоте 40 Гц, % от 5 до 10 мкм от 10 до 300 мкм	 ±10 ±5
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики относительно базовой частоты в диапазоне рабочих частот, % - от $2F_н$ до $½F_в$, не более - ниже $2F_н$ Гц до $F_н$ Гц и выше $½F_в$ Гц до $F_в$ Гц, не более где $F_н$ – нижняя граница частотного диапазона, $F_в$ – верхняя граница частотного диапазона	 ± 10 +10/-20
Относительный коэффициент поперечного преобразования, %, не более	5
Нормальные условия измерений - температура окружающей среды, ºС	 от 15 до 25
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения СКЗ виброскорости, СКЗ виброускорения и СКЗ виброперемещения вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, %/°С	± 0,07
Примечания: *-характеристики нормированы для двух измерительных осей*	

Таблица 3 - Основные технические характеристики измерителей вибрации TIK-WS

Наименование характеристики	Модификация	
	TIK-WSV	TIK-WSV RB
Условия эксплуатации*: - температура окружающей среды, ºС	от -40 до +80 или от -60 до +80	
Габаритные размеры без антенны и шпильки (высота × диаметр), мм, не более	114×Ø34,5	69×Ø40
Масса без антенны и шпильки, кг, не более	0,24	0,22
Степень защиты от внешних воздействий по ГОСТ 14254-2015	IP65/IP68	
Маркировка взрывозащиты	0 Ex ia IIC T4 Ga	
Примечания: ** В зависимости от исполнения, исполнение и диапазон рабочих температур нормируется в паспорте на измеритель вибрации TIK-WS*		

Знак утверждения типа
наносится на корпус измерителя вибрации методом гравировки или наклейки и на титульный лист паспорта и руководства эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

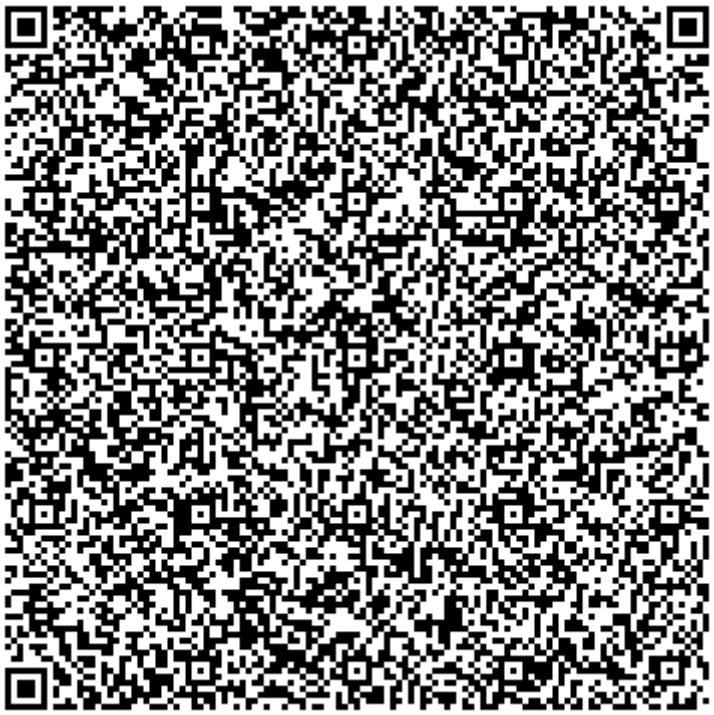
Наименование	Обозначение	Количество
Измерители вибрации TIK-WS	модификаций TIK-WSV или TIK-WSV RB	1 шт.
Монтажный комплект с позиционированием осей измерения	По согласованию с заказчиком	1 шт.
Шпилька	По согласованию с заказчиком	1 шт.
Ключ шестигранный 1,5 мм 7812-0368 ГОСТ 11737-93	По согласованию с заказчиком	1 шт.
Ключ шестигранный 3 мм 7812-0372 ГОСТ 11737-93	По согласованию с заказчиком	1 шт.
Антенна	По согласованию с заказчиком	1 шт.
Заглушка	По согласованию с заказчиком	1 шт.
Провод соединительный	ЛПЦА.685611.265	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ЛПЦА.433642.194 РЭ	1 шт.
Паспорт	ИМБР.433642.XXX ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
Руководство по эксплуатации ЛПЦА.433642.194 РЭ раздел 5 «Установка и подключение измерителей вибрации TIK-WSV на объекте».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к измерителям вибрации TIK-WS

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2772 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения»

ТУ 26.51.66-047-12036948-2020 Измерители вибрации и температуры TIK-WS. Технические условия



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81983-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи мощности измерительные MA24208A

Назначение средства измерений

Преобразователи мощности измерительные MA24208A (далее – преобразователи) предназначены для измерения мощности электромагнитных колебаний в коаксиальных радиотехнических трактах.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на преобразовании мощности входного высокочастотного сигнала в постоянное электрическое напряжение, пропорциональное уровню мощности, аналого-цифровом преобразовании напряжения в двоичный цифровой код в микропроцессоре, и передаче цифрового сигнала по интерфейсу USB 2.0 на внешние устройства.

При подключении к компьютеру на мониторе отображается виртуальная панель “Anritsu PowerXpert”, с помощью которой можно задавать режимы и наблюдать измеряемое значение уровня мощности. Калибровочные коэффициенты для набора частотных точек, определенные при заводской калибровке, записаны на внутреннем микропроцессоре. С помощью встроенного датчика температуры, сигнал которого преобразуется в цифровую форму, микропроцессором производится автоматическая температурная коррекция калибровочных коэффициентов.

Питание преобразователей осуществляется от внешних устройств (компьютера) по интерфейсу USB 2.0.

Конструктивно преобразователи выполнены в виде высокочастотной сборки, заключенной в прочный металлический корпус с защитными резиновыми накладками. На корпусе расположен входной высокочастотный разъем N-типа, разъем интерфейса USB и разъем триггера. На корпусе преобразователей отсутствуют элементы регулировки и подстройки, доступные пользователю. Пломбирование преобразователей не предусмотрено.

Общий вид лицевой панели преобразователей с указанием места нанесения знака утверждения типа и знака поверки в виде самоклеющихся этикеток представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид лицевой панели преобразователей

Общий вид задней панели преобразователей показан на рисунке 2. На ней размещена информационная табличка с заводским (серийным номером), на которой предусмотрено место для нанесения инвентарного (учетного) номера пользователя.



Рисунок 2 – Общий вид задней панели преобразователей

Программное обеспечение

Программное обеспечение (драйвер) “Anritsu PowerXpert”, устанавливаемое на внешний компьютер служит для управления режимами работы и отображения измерительной информации, его метрологически значимая часть предназначена для хранения калибровочных коэффициентов, отображения и записи измеряемых значений. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений «низкий» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование	Anritsu PowerXpert
Номер версии (идентификационный номер)	3.3 и выше

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики представлены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование	Значение
1	2
Диапазон частот, ГГц	от 0,01 до 8
Диапазон измерения мощности, дБм [1)]	от –60 до +20
Разрешение индикации уровня мощности, дБ	0,01
КСВН входа на частотах F, не более	
10 МГц ≤ F < 150 МГц	1,17
150 МГц < F ≤ 2 ГГц	1,12
2 ГГц < F ≤ 8 ГГц	1,22

1) Здесь и далее дБм обозначает уровень мощности в дБ относительно 1 мВт.

Окончание таблицы 2

1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения мощности, дБ [1)]	±0,3
Уровень собственных шумов в поддиапазонах мощности P, нВт (дБм), не более	
–60 дБм ≤ P < –16 дБм	0,123 (–69,10)
–16 дБм ≤ P < +4 дБм	10,1 (–49,95)
+4 дБм ≤ P ≤ +20 дБм	856 (–30,67)
Нулевой уровень в поддиапазонах мощности P, нВт (дБм), не более [2,3)]	
–60 дБм ≤ P < –16 дБм	0,332 (–64,78)
–16 дБм ≤ P < +4 дБм	38,7 (–44,12)
+4 дБм ≤ P ≤ +20 дБм	1070 (–29,70)
Дрейф нулевого уровня в поддиапазонах мощности P, нВт (дБм), не более [2,3)]	
–60 дБм ≤ P < –16 дБм	0,344 (–64,64)
–16 дБм ≤ P < +4 дБм	42,9 (–43,67)
+4 дБм ≤ P ≤ +20 дБм	996 (–30,02)
Пределы допускаемой относительной погрешности калибровочных коэффициентов на частотах F при уровне мощности P, дБ, не более [2,4)]	
10 МГц ≤ F ≤ 50 МГц	
–60 дБм ≤ P < +20 дБм	±0,14
50 МГц < F ≤ 2 ГГц	
–60 дБм ≤ P < +4 дБм	±0,14
+4 дБм ≤ P ≤ +20 дБм	±0,15
2 ГГц < F ≤ 8 ГГц	
–60 дБм ≤ P < –16 дБм	±0,14
–16 дБм ≤ P < +4 дБм	±0,13
+4 дБм ≤ P ≤ +20 дБм	±0,15

1) В рабочем диапазоне температур при уровне мощности свыше –50 дБм. Включают в себя составляющие погрешности, связанные с уровнем собственных шумов, установкой и дрейфом нулевого уровня.
2) Типовые справочные значения.
3) В течение 1 часа при нестабильности температуры окружающего воздуха в пределах ±1 °С, количестве усреднений 256 и временной апертуре 40 мс.
4) С учетом погрешности нелинейности. Без учета составляющих погрешности, связанных с уровнем собственных шумов, установкой и дрейфом нулевого уровня.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование	Значение
Тип высокочастотного входного разъема	N(m)
Номинальное значение силы тока потребления от порта USB, мА	450
Габаритные размеры, мм	
длина	110
высота	46
ширина	26
Масса, г, не более	397
Рабочие условия применения	
температура окружающего воздуха, °С	от 0 до 50
относительная влажность воздуха (без конденсата), %, не более	
при температуре при 30 °С включ.	95
при температуре св. 30 до 40 °С включ.	75
при температуре св. 40 до 50 °С включ.	45

Знак утверждения типа
наносится на лицевую панель корпуса в виде самоклеющейся этикетки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений
представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность преобразователей

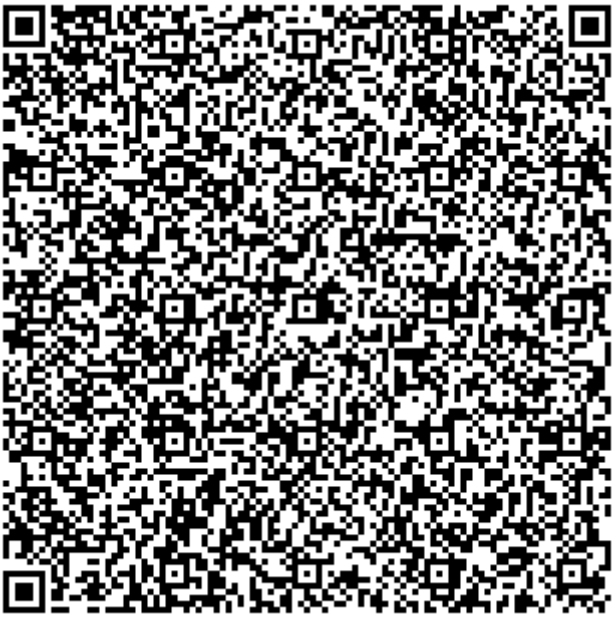
Наименование и обозначение	Кол-во
Преобразователь мощности измерительный MA24208A	1 шт.
Кабель интерфейсный USB 2.0 A - Mini-B	1 шт.
Кабель для подключения к входу триггера BNC(m) - MCX(m)	1 шт.
Руководство по эксплуатации 10585-00020R	1 шт.
Методика поверки MA24208A/МП-2021	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделах 3, 5 эксплуатационного документа.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям мощности измерительным MA24208A

Государственная поверочная схема для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 9 кГц до 37,5 ГГц (приказ Росстандарта от 30.12.2019 г. № 3461)

Техническая документация фирмы “Anritsu Company”, США



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81984-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи мощности измерительные MA24218A

Назначение средства измерений

Преобразователи мощности измерительные MA24218A (далее – преобразователи) предназначены для измерения мощности электромагнитных колебаний в коаксиальных радиотехнических трактах.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на преобразовании мощности входного высокочастотного сигнала в постоянное электрическое напряжение, пропорциональное уровню мощности, аналого-цифровом преобразовании напряжения в двоичный цифровой код в микропроцессоре, и передаче цифрового сигнала по интерфейсу USB 2.0 на внешние устройства.

При подключении к компьютеру на мониторе отображается виртуальная панель “Anritsu PowerXpert”, с помощью которой можно задавать режимы и наблюдать измеряемое значение уровня мощности. Калибровочные коэффициенты для набора частотных точек, определенные при заводской калибровке, записаны на внутреннем микропроцессоре. С помощью встроенного датчика температуры, сигнал которого преобразуется в цифровую форму, микропроцессором производится автоматическая температурная коррекция калибровочных коэффициентов.

Питание преобразователей осуществляется от внешних устройств (компьютера) по интерфейсу USB 2.0.

Конструктивно преобразователи выполнены в виде высокочастотной сборки, заключенной в прочный металлический корпус с защитными резиновыми накладками. На корпусе расположен входной высокочастотный разъем N-типа, разъем интерфейса USB и разъем триггера. На корпусе преобразователей отсутствуют элементы регулировки и подстройки, доступные пользователю. Пломбирование преобразователей не предусмотрено.

Общий вид лицевой панели преобразователей с указанием места нанесения знака утверждения типа и знака поверки в виде самоклеющихся этикеток представлен на рисунке 1.

место нанесения знака утверждения типа и знака поверки



Рисунок 1 – Общий вид лицевой панели преобразователей

Общий вид задней панели преобразователей показан на рисунке 2. На ней размещена информационная табличка с заводским (серийным номером), на которой предусмотрено место для нанесения инвентарного (учетного) номера пользователя.



Рисунок 2 – Общий вид задней панели преобразователей

Программное обеспечение

Программное обеспечение (драйвер) “Anritsu PowerXpert”, устанавливаемое на внешний компьютер служит для управления режимами работы и отображения измерительной информации, его метрологически значимая часть предназначена для хранения калибровочных коэффициентов, отображения и записи измеряемых значений. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений «низкий» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование	Anritsu PowerXpert
Номер версии (идентификационный номер)	3.3 и выше

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики представлены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование	Значение
1	*2*
Диапазон частот, ГГц	от 0,01 до 18
Диапазон измерения мощности, дБм [1)]	от –60 до +20
Разрешение индикации уровня мощности, дБ	0,01
КСВН входа на частотах F, не более	
10 МГц ≤ F < 150 МГц	1,17
150 МГц < F ≤ 2 ГГц	1,12
2 ГГц < F ≤ 12,4 ГГц	1,22
12,4 ГГц < F ≤ 18 ГГц	1,25

1) Здесь и далее дБм обозначает уровень мощности в дБ относительно 1 мВт.

Окончание таблицы 2

1	*2*
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения мощности, дБ [1)]	±0,3
Уровень собственных шумов в поддиапазонах мощности P, нВт (дБм), не более	
–60 дБм ≤ P < –16 дБм	0,123 (–69,10)
–16 дБм ≤ P < +4 дБм	10,1 (–49,95)
+4 дБм ≤ P ≤ +20 дБм	856 (–30,67)
Нулевой уровень в поддиапазонах мощности P, нВт (дБм), не более [2,3)]	
–60 дБм ≤ P < –16 дБм	0,332 (–64,78)
–16 дБм ≤ P < +4 дБм	38,7 (–44,12)
+4 дБм ≤ P ≤ +20 дБм	1070 (–29,70)
Дрейф нулевого уровня в поддиапазонах мощности P, нВт (дБм), не более [2,3)]	
–60 дБм ≤ P < –16 дБм	0,344 (–64,64)
–16 дБм ≤ P < +4 дБм	42,9 (–43,67)
+4 дБм ≤ P ≤ +20 дБм	996 (–30,02)
Пределы допускаемой относительной погрешности калибровочных коэффициентов на частотах F при уровне мощности P, дБ, не более [2,4)]	
10 МГц ≤ F ≤ 50 МГц	
–60 дБм ≤ P < +20 дБм	±0,14
50 МГц < F ≤ 2 ГГц	
–60 дБм ≤ P < +4 дБм	±0,14
+4 дБм ≤ P ≤ +20 дБм	±0,15
2 ГГц < F ≤ 12,4 ГГц	
–60 дБм ≤ P < –16 дБм	±0,14
–16 дБм ≤ P < +4 дБм	±0,13
+4 дБм ≤ P ≤ +20 дБм	±0,15
12,4 ГГц < F ≤ 18 ГГц	
–60 дБм ≤ P < –16 дБм	±0,17
–16 дБм ≤ P < +4 дБм	±0,13
+4 дБм ≤ P ≤ +20 дБм	±0,14

_____

1) В рабочем диапазоне температур при уровне мощности свыше –50 дБм. Включают в себя составляющие погрешности, связанные с уровнем собственных шумов, установкой и дрейфом нулевого уровня.

2) Типовые справочные значения.

3) В течение 1 часа при нестабильности температуры окружающего воздуха в пределах ±1 °С, количестве усреднений 256 и временной апертуре 40 мс.

4) С учетом погрешности нелинейности. Без учета составляющих погрешности, связанных с уровнем собственных шумов, установкой и дрейфом нулевого уровня.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование	Значение
Тип высокочастотного входного разъема	N(m)
Номинальное значение силы тока потребления от порта USB, мА	450
Габаритные размеры, мм	
длина	110
высота	46
ширина	26
Масса, г, не более	397
Рабочие условия применения	
температура окружающего воздуха, °С	от 0 до 50
относительная влажность воздуха (без конденсата), %, не более	
при температуре при 30 °С включ.	95
при температуре св. 30 до 40 °С включ.	75
при температуре св. 40 до 50 °С включ.	45

Знак утверждения типа
наносится на лицевую панель корпуса в виде самоклеющейся этикетки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений
представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность преобразователей

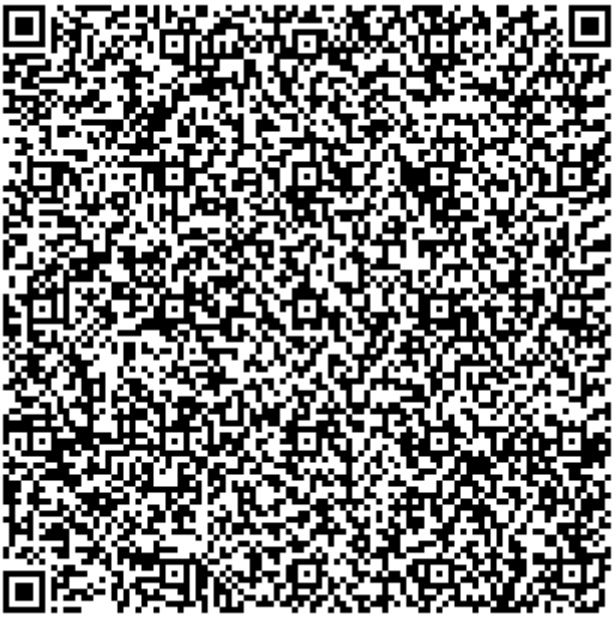
Наименование и обозначение	Кол-во
Преобразователь мощности измерительный MA24218A	1 шт.
Кабель интерфейсный USB 2.0 A - Mini-B	1 шт.
Кабель для подключения к входу триггера BNC(m) - MCX(m)	1 шт.
Руководство по эксплуатации 10585-00020R	1 шт.
Методика поверки MA24208A/МП-2021	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделах 3, 5 эксплуатационного документа.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям мощности измерительным MA24218A

Государственная поверочная схема для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 9 кГц до 37,5 ГГц (приказ Росстандарта от 30.12.2019 г. № 3461)

Техническая документация фирмы “Anritsu Company”, США



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81985-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы лабораторные автоматические Y

Назначение средства измерений

Анализаторы лабораторные автоматические Y (далее - анализаторы) предназначены для измерений содержания винной кислоты, полифенолов, глицерина, железа, меди в воде, вине, соках, напитках и других продуктах пищевой промышленности.

Описание средства измерений

Принцип работы анализаторов лабораторных автоматических Y основан на колориметрическом методе измерения. Анализаторы выполняют измерения оптической плотности проб после инкубации с диагностическими реагентами.

Конструктивно анализаторы состоят из трех основных составляющих: дозатор, система дозирования, реакционный ротор и система считывания, смонтированных в общем корпусе.

Для измерения содержания определяемого компонента в пробе, дозатор набирает определенный объем пробы и соответствующий ему объем реагента, нагревает их и вносит в ячейку реакционного ротора. Проба и реактив попадают в реакционный ротор, с постоянной рабочей температурой 37 °С. Оптическая система проводит измерения абсорбций непосредственно в ячейках ротора. Источник света – галогеновая лампа. Светофильтр с необходимой длиной волны выбирается автоматически на барабане фильтров с 9 позициями фильтров. В анализаторы встроены интерференционные светофильтры с длинами волн максимумов пропускания 340, 405, 420, 480, 520, 560, 600, 620, 670 нм. Свет, проходящий через выбранный компенсационный фильтр, систему линз и ячейки ротора попадает на фотодиод, где преобразуется в электрический сигнал, который оцифровывается. Анализатор, исходя из полученного значения сигнала, рассчитывает абсорбцию – сравнение интенсивности света на определенной длине волны, где прошла реакция и интенсивность без прохождения реакции. Результат измерений отображается на мониторе подключенного к анализатору ПК в виде значений массовой концентрации определяемого компонента.

Анализаторы выпускаются в двух моделях: Y15 и Y25, которые различаются габаритными размерами, дизайном, производительностью и комплектностью.

Общий вид анализаторов представлен на рисунке 1.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.

Места, способы и формат нанесения заводских (серийных) номеров или буквенно-цифровых обозначений, однозначно идентифицирующих каждый экземпляр средств измерений представлены на рисунке 3.



а) Y15



б) Y25

Рисунок 1 - Общий вид анализаторов лабораторных автоматических Y



а) обозначение места нанесения пломбы Y15



б) обозначение места нанесения пломбы Y25



в) обозначение места нанесения знака поверки Y15



г) обозначение места нанесения знака поверки Y25

Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки



а) Y15	б) Y25

Рисунок 3 – Места, способы и формат нанесения заводских номеров или буквенно-цифровых обозначений, однозначно идентифицирующих каждый экземпляр средств измерений.

Программное обеспечение

Анализаторы лабораторные автоматические Y имеют автономное программное обеспечение на базе ОС Windows XP SP2, Windows 7, Windows 10.

Основными функциями автономного ПО анализаторов лабораторных автоматических Y с принадлежностями является управление работой анализатора, просмотр результатов, изменение настроечных параметров анализатора, передача и хранение данных.

Структура программного обеспечения имеет древовидную форму и состоит из разделов, прописанных в соответствующих главах руководства по эксплуатации анализатора.

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

При нормировании метрологических характеристик учтено влияние программного обеспечения.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Y15 (X.Y.Z)*	Y25 (X.Y.Z)*
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	5.2.0	5.2.0
Цифровой идентификатор ПО	39E4E6FF08221E1259 CC2E20202BAB7A**	4DB24153F70401AD4 BB404F8694E470A**
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5	MD5
*- X.Y.Z номер версии не ниже 5.2.0; ** - контрольная сумма указана для версии 5.2.0		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Определяемые компоненты	Характеристики	
	Диапазон измерений массовой концентрации, г/дм^3	Пределы допускаемой относительной погрешности, %*
Винная кислота	от 0,06 до 6,00	±15
Полифенолы	от 0,06 до 3,00	±10
Глицерин	от 0,24 до 20,00	±15
Железо	от 0,0001 до 0,03	±10
Медь	от 0,0004 до 0,007	±10
* - метрологическая характеристика приведена для контрольных водных растворов определяемых компонентов, без предварительного разведения образцов		

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	Y15	Y25
Количество одновременно производимых исследований, тестов/ч, не более	150	240
Напряжение от сети переменного тока с частотой (50/60) Гц, В	от 125 до 230	от 125 до 230
Потребляемая мощность от сети, В·А, не более	200	350
Габаритные размеры, мм, не более: -глубина -высота -длина	 670 615 840	 695 510 1080
Масса, кг, не более	45	73
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, % - диапазон атмосферного давления, кПа	 от +10 до +35 от 35 до 85 от 84 до 106,7	
Средний срок службы, лет	5	
Наработка на отказ, ч, не менее	10 000	

Знак утверждения типа

наносится на корпус анализаторов в виде клеевой этикетки и на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	
		Y15	Y25
Анализатор лабораторный автоматический	Y15 / Y25	1 шт.	1 шт.
Инструкция по распаковке	-	1 шт.	1 шт.
Сертификат проверки	-	1 шт.	1 шт.
Лоток для образцов	-	3 шт.	3 шт.
Лоток для реагентов	-	3 шт.	2 шт.
Реакционный ротор	-	5 шт.	10 шт.
Адаптер первичных пробирок	-	80 шт.	80 шт.
Пустая емкость для моющего раствора	-	1 шт.	1 шт.
Руководство по установке и обслуживанию	-	1 шт.	1 шт.
Сетевой кабель (европейский)	-	1 шт.	1 шт.
Сетевой кабель (американский)	-	1 шт.	1 шт.
USB кабель	-	1 шт.	1 шт.
Предохранители	-	2 шт.	2 шт.
Металлический мандрен для прочисти иглы	-	1 шт.	1 шт.
2 мм шестигранный ключ	-	1 шт.	1 шт.
2,5 мм шестигранный ключ	-	-	1 шт.
Вторичные пробирки	-	1000 шт.	1000 шт.
Трубки емкости моющей системы с поплавком	-	-	1 шт.
Лампа галогеновая 12В 20Ватт	-	-	1 шт.
Лампа галогеновая 6В 10Ватт	-	1 шт.	-
Игла дозирующая	-	1 шт.	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 шт.	1 шт.
Методика поверки	МП-244-0012-2020	1 экз.	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 9, п.9.1 – 9.4 документа «Анализаторы лабораторные автоматические Y15. Руководство по эксплуатации» и в разделе 3, п.3.1 – 3.4 документа «Анализаторы лабораторные автоматические Y25. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам лабораторным автоматическим Y

Техническая документация компании «BioSystems S.A.», Испания

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81986-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы T-I Max HF

Назначение средства измерений

Газоанализаторы T-I Max HF (далее – газоанализаторы) предназначены для измерений объемной доли фторида водорода (HF) в воздушных средах.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов T-I Max HF – оптический, основан на спектроскопии внутрирезонаторного затухания. Метод заключается в измерении времени затухания излучения в оптическом резонаторе высокой добротности, который заполняется анализируемой пробой газовой смеси.

Генерируемое лазерное излучение поступает в резонатор и многократно отражается от расположенных внутри зеркал. Каждый раз, отражаясь от выходного зеркала, излучение частично покидает резонатор и регистрируется полупроводниковым приемником. В результате обработки поступающего с приемника сигнала определяется время затухания излучения, которое обратно пропорционально содержанию HF в анализируемой пробе газовой смеси. На входе газовой пробы в газоанализатор расположены фильтр для очистки от пыли и вентиль тонкой регулировки. Отбор пробы осуществляется газоанализатором принудительно, в непрерывном циклическом режиме.

Газоанализаторы являются стационарными приборами, в состав которых входят:

– измерительный блок, включающий аппаратное и аппаратно-программное обеспечение для управления, сбора и передачи данных;

– внешний вакуумный насос, обеспечивающий вакуум, необходимый для прохождения пробы анализируемого газа через газоанализатор.

Результаты измерений выводятся на жидкокристаллический дисплей, расположенный на лицевой панели.

На лицевой панели газоанализатора расположены:

– жидкокристаллический дисплей;
– USB разъем;
– кнопка включения/выключения газоанализатора.

На задней панели газоанализатора расположены:

– USB разъем;
– разъемы для подачи анализируемой газовой смеси;
– порт Ethernet;
– порт RS-232;
– порт RS-485.

Заводской номер указывается на задней панели газоанализатора типографским методом.

Общий вид средства измерений, схема пломбировки от несанкционированного доступа, место нанесения знака поверки представлены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид газоанализатора T-I Max HF

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение (ПО).

ПО осуществляет функции:

– расчет содержания определяемого компонента;

– отображение результатов измерений на дисплее;

– передачу результатов измерений по интерфейсу связи с компьютером;

– контроль целостности программных кодов ПО, настроечных и калибровочных констант;

– контроль общих неисправностей (связь, конфигурация);

– контроль архивации измерений;

– отображения результатов измерений и управления по цифровому интерфейсу RS-232 и MODBUS TCP на ПК.

Влияние встроенного ПО учтено при нормировании метрологических характеристик газоанализаторов.

Газоанализаторы имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты – «средний» по Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	встроенное ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	не ниже 1.0.7
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний объемной доли фторида водорода, млн$^{-1}$	от 0 до 2
Диапазон измерений объемной доли фторида водорода, млн$^{-1}$	от 0 до 0,022 включ. св. 0,022 до 1,2
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений объемной доли фторида водорода, %, в диапазоне от 0 до 0,022 млн$^{-1}$ включ.	±20

Продолжение Таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объемной доли фторида водорода, %, в диапазоне св. 0,022 до 1,2 млн$^{-1}$	±20
Предел допускаемой вариации показаний, в долях от предела допускаемой основной погрешности	0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от влияния изменения температуры окружающей среды от 20 ºС в пределах условий эксплуатации на каждые 10 °С, в долях от предела допускаемой основной погрешности	±0,18
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от влияния изменения относительной влажности окружающей среды в пределах условий эксплуатации в долях от предела допускаемой основной погрешности	±0,7
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от влияния содержания неизмеряемых компонентов, указанных в таблице 3, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,17
Предел допускаемого изменения выходного сигнала за 24 часа непрерывной работы, в долях от предела допускаемой основной погрешности	0,5
Нормальные условия измерений -температура окружающей среды, ºС -атмосферное давление, кПа -относительная влажность, %	 от 15 до 25 от 84 до 106 от 30 до 80
Предельно допустимая концентрация фторида водорода в атмосферном воздухе - 0,022 млн$^{-1}$ в соответствии с ГН 2.1.6.3492-17, в воздухе рабочей зоны - 0,603 млн$^{-1}$ в соответствии с ГН 2.2.5.3532-18.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время прогрева, мин, не более	60
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	 от 90 до 250 50/60
Масса, кг, не более - измерительный блок - внешний вакуумный насос *	 15 6,7
Габаритные размеры газоанализатора, мм, не более -длина -ширина -высота	 600 218 223
Потребляемая мощность, В·А, не более - измерительный блок - внешний вакуумный насос *	 40 60
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, ºС - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	 от 10 до 40 от 30 до 80 от 84 до 106

Продолжение Таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Объемный расход газовой смеси на входе газоанализатора, $дм^3$/мин, не более	2,0
Содержание неизмеряемых компонентов, $млн^{-1}$, не более:	
- озон (O_3)	0,128
- оксид углерода (CO)	25000,0
- диоксид углерода (CO_2)	1847,8
- формальдегид (CH_2O)	0,44
- диоксид серы (SO_2)	10,0
Средний срок службы, лет	25
Средняя наработка на отказ, ч	40000
* допускается применение аналогичных вакуумных насосов, обеспечивающих требуемое давление в резонаторе измерительного блока	

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист руководства по эксплуатации (типографским методом) и на табличку на задней панели газоанализатора (методом шелкографии или типографским методом).

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность газоанализатора

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор	T-I Max HF	1 шт.
Насос вакуумный	-	1 шт. по запросу
Руководство по эксплуатации	РЭ	1 экз.
Методика поверки	МП-242-2403-2020	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в руководстве по эксплуатации «Газоанализаторы T-I Max HF. Руководство по эксплуатации» ред. 28.01.2021 п. № 3.9 «Начало работы».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газоанализатору T-I max HF

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2664 от 14.12.2018 г. Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах

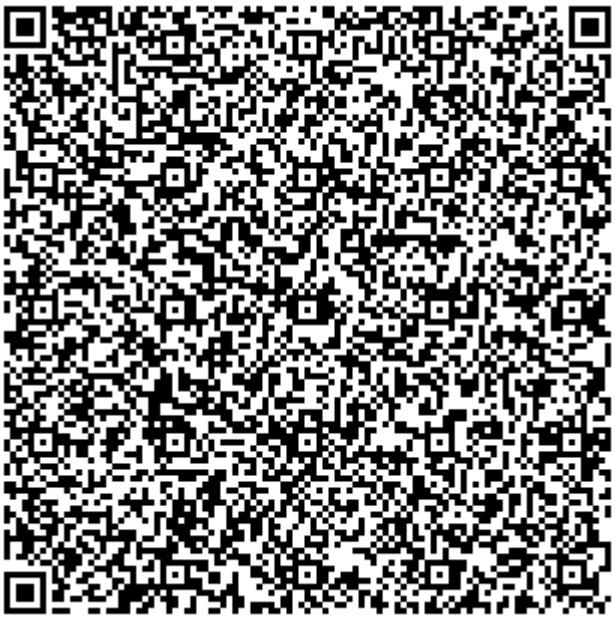
ГОСТ Р 50760-95 Анализаторы газов и аэрозолей для контроля атмосферного воздуха. Общие технические условия

РД 52.04.186-89 Руководство по контролю загрязнения атмосферы

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

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия

Техническая документация фирмы «Tiger Optics, LLC», США



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81987-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки для контроля электрических параметров потенциометров ЛС-701

Назначение средства измерений

Установки для контроля электрических параметров потенциометров ЛС-701 предназначены для измерений электрического сопротивления (переходного сопротивления подвижного контакта, полного сопротивления), коэффициента деления напряжения, угла поворота.

Описание средства измерений

Принцип действия установок для контроля электрических параметров потенциометров ЛС-701 (далее по тексту – установки) основан на аналого-цифровом преобразовании измеряемых величин в цифровой код и дальнейшей обработке результатов измерений в цифровом виде на компьютере в программе «Потенциометры».

Установка конструктивно выполнена в виде двух блоков: приборного блока и измерительного преобразователя. Приборный блок подключается к внешнему компьютеру (не входящему в состав установки) посредством интерфейса USB. Потенциометр устанавливается в измерительный преобразователь, вал потенциометра фиксируется цанговым зажимом и через сильфонную муфту соединяется с валом шагового двигателя. На валу шагового двигателя установлен энкодер, измеряющий угол поворота вала потенциометра. Присоединение выводов потенциометра к электрической схеме установки осуществляется с помощью пружинных контактов. При запуске измерений установка выбирает требуемую секцию потенциометра с помощью коммутаторов сигналов и подключает ее к входу аналого-цифрового преобразователя, который осуществляет преобразование измеряемых параметров в цифровой код.

Общий вид средства измерений, обозначение места нанесения знака поверки, знака утверждения типа и схема пломбировки представлены на рисунках 1 и 2.

Заводской номер, состоящий из цифр, наносится на этикетку, крепящуюся в месте, указанном на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид измерительного преобразователя,
обозначение места нанесения знаков поверки, утверждения типа и схема пломбировки



Рисунок 2 – Общий вид приборного блока,
обозначение места нанесения знака поверки, знака утверждения типа и схема пломбировки

Программное обеспечение

Метрологически значимая часть программного обеспечения представляет собой прикладную программу «Потенциометры» Potentiometer.exe, работающую под управлением операционных систем семейства Windows в составе внешнего персонального компьютера, и встроенное ПО LS701.bin.

Прикладная программа «Потенциометры» Potentiometer.exe обеспечивает формирование заданий для контроля электрических параметров потенциометров, управление работой установки в процессе контроля, отображение хода и результата контроля в удобном для пользователя виде, анализ данных и протоколирование результатов.

Встроенное ПО LS701.bin — это внутреннее ПО приборного блока, обеспечивающее в соответствии с командами прикладного ПО управление шаговым двигателем и получение результатов угловых и электрических измерений.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	Значение
Идентификационное наименование ПО	Potentiometer.exe	LS701.bin
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 1.0	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО	66B1F0E6	5DFE0505
Алгоритм вычисления контрольной суммы цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений коэффициента деления напряжения	от 0 до 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента деления напряжения	±0,00012
Диапазон измерений полного сопротивления, кОм	от 0,4 до 25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений полного сопротивления, %	±0,5
Диапазон измерений переходного сопротивления подвижного контакта, Ом	от 40 до 2500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений переходного сопротивления подвижного контакта, %	±1
Диапазон измерений угла поворота, градус	от 0 до 360
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла поворота, секунда	±45

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры приборного блока, мм, не более: – высота – ширина – длина	 120 175 225
Масса приборного блока, кг, не более	2
Габаритные размеры измерительного преобразователя, мм, не более: – высота – ширина – длина	 160 115 270
Масса измерительного преобразователя, кг, не более	5
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	 от 110 до 245 от 47 до 63
Потребляемая мощность, Вт, не более	60
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность окружающего воздуха (при температуре 25 °С), %, не более – атмосферное давление, кПа	 от +10 до +35 80 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на приборный блок в месте, указанном на рисунке 2, в виде наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации способом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Измерительный преобразователь	АШПН.401264.001	*
Приборный блок	АШПН.411611.001	1 шт.
Соединительные кабели	–	2 шт.
Кабель USB-A – USB-B для подключения к компьютеру	–	1 шт.
Сетевой кабель	–	1 шт.
Носитель данных с программным обеспечением	–	1 шт.
Блок сопряжения	АШПН. 411914.001	1 шт.
Комплект крепежных изделий	–	1 шт.
Зеркало с держателем	–	1 шт.
Паспорт	АШПН.411721.001ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	АШПН.411721.001РЭ	1 экз.
Примечание – * – Установка может комплектоваться несколькими измерительными преобразователями для подключения разных типов потенциометров.		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 2 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации АШПН.411721.001РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам для контроля электрических параметров потенциометров ЛС-701

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 № 3456 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 № 3457 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы

Приказ Росстандарта от 26.11.2018 № 2482 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений плоского угла

АШПН.411721.001ТУ Установк для контроля электрических параметров потенциометров ЛС-701. Технические условия

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81988-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции «Ушково» Октябрьской ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах г. Санкт-Петербург

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции «Ушково» Октябрьской ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах г. Санкт-Петербург (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 трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает 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;

Второй уровень - измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК.

Третий уровень - измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора и обработки данных (ЦСОД) АИИС КУЭ (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных, программное обеспечение (ПО) «Энергия Альфа 2», устройство синхронизации времени УСВ-3 (УСВ), каналы сбора данных с уровня регионального Центра энергоучета, каналы передачи данных субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД регионального Центра энергоучета, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные передаются в ЦСОД ОАО «РЖД», где происходит оформление отчетных документов.

Дальнейшая передача информации от ЦСОД ОАО «РЖД» третьим лицам осуществляется по каналу связи сети Internet в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ.

ЦСОД ОАО "РЖД" 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.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит УСВ, которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов ИВК от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

В состав СОЕВ входят часы счетчиков, УСПД, ИВК.

ИВК оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3 (УСВ). Сравнение показаний часов ИВК и УСВ происходит при каждом сеансе связи ИВК – УСВ. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ±1 с.

Сравнение показаний часов УСПД и ИВК происходит при каждом сеансе связи УСПД – ИВК. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ±1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ±1 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД и сервера отражают: время (дата, 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.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Энергия Альфа 2».

ПО «Энергия Альфа 2» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2», установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.3.16
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

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

Метрологические и технические характеристики
Метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№№ ИК	Наименование присоединения	Состав ИК АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД/ УСВ
ТП «Ушково»					
1	ВВ-1-35 (ВЛ Зел 4)	ТРО 7 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №) 25431-03	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	A1805RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-11	RTU-327 рег. № 41907-09/ УСВ-3 Рег. № 51644-12
2	ВВ-2-35 (ВЛ Зел 3)	ТРО 7 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 25431-03	ЗНОМ-35-65 У1 кл.т. 0,5 Ктн = 35000/√3/100/√3 рег. № 912-07	A1805RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-11	
3	ТП1-35	ТРО 7 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 25431-03	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	A1805RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-11	
4	ТП2-35	ТРО 7 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 25431-03	ЗНОМ-35-65 У1 кл.т. 0,5 Ктн = 35000/√3/100/√3 рег. № 912-07	A1805RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-11	

Примечания

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

2 Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов.

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)									
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (±δ), %				Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %			
		Cos φ = 1,0	cos φ = 0,87	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,87	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1-4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{н1} \le I_1 < 0,05I_{н1}$	2,1	2,4	2,7	4,9	2,4	2,8	3,1	5,1
	$0,05I_{н1} \le I_1 < 0,2I_{н1}$	1,2	1,5	1,7	3,1	1,7	2,0	2,2	3,5
	$0,2I_{н1} \le I_1 < I_{н1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	1,6	1,8	1,9	2,7
	$I_{н1} \le I_1 \le 1,2I_{н1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	1,6	1,8	1,9	2,7

Продолжение таблицы 3

Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)					
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (±δ), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %	
		cos φ = 0,8 (sin φ = 0,6)	cos φ = 0,5 (sin φ = 0,87)	cos φ = 0,8 (sin φ = 0,6)	cos φ = 0,5 (sin φ = 0,87)
1-4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1)	$0,01(0,02)I_{н1} \le I_1 < 0,05I_{н1}$	4,1	2,5	5,2	4,0
	$0,05I_{н1} \le I_1 < 0,2I_{н1}$	2,8	1,9	4,2	3,6
	$0,2I_{н1} \le I_1 < I_{н1}$	2,1	1,5	3,8	3,4
	$I_{н1} \le I_1 \le 1,2I_{н1}$	2,1	1,5	3,8	3,4
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ (±Δ), с		± 5			
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P = 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°С.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, cosφ - температура окружающей среды, °С	 от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, cosφ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УСВ: - антенный блок - блок питания и интерфейсы магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	 от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$ от -40 до +40 от -40 до +65 от +1 до +50 от -40 до +70 от -25 до +60 0,5

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: электросчетчики Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	 120000 72 35000 24 45000 2 0,99 1
Глубина хранения информации электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 45 3,5

Надежность системных решений:

− защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

− резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

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

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

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

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений
В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТРО 7	12 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35	1 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	4 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Методика поверки	МП 206.1-007-2021	1 экз.
Паспорт-формуляр	71319484.411711.001.21.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции «Ушково» Октябрьской ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах г. Санкт-Петербург, аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции «Ушково» Октябрьской ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах г. Санкт-Петербург

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

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81989-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Нутромеры индикаторные Werka

Назначение средства измерений

Нутромеры индикаторные Werka предназначены для контактных измерений внутренних диаметров отверстий относительным методом, а также расстояний между плоскопараллельными поверхностями.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на преобразовании взаимного перемещения измерительных наконечников нутромнра в значение измеряемого размера детали.

Нутромеры состоят из следующих элементов: корпуса, отсчетного устройства, удлинительного стержня, измерительных поверхностей с двухконтактным касанием к измеряемому изделию, центрирующего мостика.

Измерение нутромером происходит двухточечным контактом с измеряемой поверхностью относительным методом. Измерение требуемого размера обеспечивается с помощью одного из входящих в комплект сменных стержней. Настройка производится по установочным кольцам или блокам концевых мер длины с боковиками.

Нутромеры индикаторные выпускаются следующих видов:

- НИ – с аналоговым отсчетным устройством;
- НИЦ – с цифровым отсчетным устройством.

В зависимости от диапазона измерений нутромеры индикаторные имеют общий вид измерительных поверхностей с двухконтактным касанием к измеряемому изделию, который указан на рисунке 3.

Логотип werka или **werka** наносится на паспорт нутромеров индикаторных типографским методом, на отсчетное устройство и футляр нутромеров индикаторных краской или методом лазерной маркировки.

Общий вид нутромеров индикаторных указан на рисунках 1-2.



Рисунок 1 – Общий вид нутромеров индикаторных НИ



Рисунок 2 – Общий вид нутромеров индикаторных НИЦ



Рисунок 3 – Общий вид измерительных поверхностей с двухконтактным касанием к измеряемому изделию в зависимости от диапазона измерений

Пломбирование от несанкционированного доступа не предусмотрено.
Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Основные метрологические характеристики нутромеров

Обозначение нутромера	Диапазон измерений нутромера, мм	Отсчетное устройство		Наименьшее перемещение измерительного стержня нутромера, мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, мм
		Диапазон измерений, мм	Цена деления (шаг дискретности), мм		
НИ	от 6 до 10	от 0 до 5	0,01	0,6	±0,012
	от 10 до 18	от 0 до 5	0,01	0,8	±0,012
	от 18 до 35	от 0 до 10	0,01	1,0	±0,015
	от 18 до 50	от 0 до 10	0,01	1,0	±0,015
	от 35 до 50	от 0 до 10	0,01	1,2	±0,015
	от 50 до 100	от 0 до 10	0,01	1,5	±0,018
	от 50 до 160	от 0 до 10	0,01	1,5	±0,018

Продолжение таблицы 1

Обозначение нутромера	Диапазон измерений нутромера, мм	Отсчетное устройство		Наименьшее перемещение измерительного стержня нутромера, мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, мм
		Диапазон измерений, мм	Цена деления (шаг дискретности), мм		
НИЦ	от 6 до 10	от 0 до 12,7	0,001	0,6	±0,005
	от 10 до 18	от 0 до 12,7	0,001	0,8	±0,005
	от 18 до 35	от 0 до 12,7	0,001	0,8	±0,006
	от 18 до 50	от 0 до 12,7	0,001	0,8	±0,006
	от 35 до 50	от 0 до 12,7	0,001	0,8	±0,006
	от 50 до 100	от 0 до 12,7	0,001	0,8	±0,008
	от 50 до 160	от 0 до 12,7	0,001	0,8	±0,008
	от 6 до 10	от 0 до 12,7	0,002	0,6	±0,006
	от 10 до 18	от 0 до 12,7	0,002	0,8	±0,006
	от 18 до 35	от 0 до 12,7	0,002	0,8	±0,008
	от 18 до 50	от 0 до 12,7	0,002	0,8	±0,008
	от 35 до 50	от 0 до 12,7	0,002	0,8	±0,008
	от 50 до 100	от 0 до 12,7	0,002	0,8	±0,010
	от 50 до 160	от 0 до 12,7	0,002	0,8	±0,010

Таблица 2 - Габаритные размеры и масса нутромеров

Обозначение нутромера	Диапазон измерений, мм	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более
		длина	ширина	высота	
НИ	от 6 до 10	150	40	22	0,45
	от 10 до 18	150	40	22	0,45
	от 18 до 35	310	57	27	0,70
	от 18 до 50	310	57	27	0,80
	от 35 до 50	310	57	27	0,80
	от 50 до 100	390	57	27	3,50
	от 50 до 160	390	57	27	3,50
НИЦ	от 6 до 10	290	63	40	0,45
	от 10 до 18	290	63	40	0,45
	от 18 до 35	330	63	40	0,70
	от 18 до 50	330	63	40	0,80
	от 35 до 50	330	63	40	0,80
	от 50 до 100	410	63	40	3,50
	от 50 до 160	410	63	40	3,50

Таблица 3 – Условия эксплуатации и средний срок службы

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: -температура окружающего воздуха, ºС -относительная влажность, %, не более	 От +15 до +25 80
Средний срок службы, лет, не более	3

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Комплектность
Нутромер индикаторный	-	1 шт
Элемент питания (для нутромеров индикаторных НИЦ)	-	1 шт
Сменные измерительные стержни	-	1 компл.
Ключ	-	1 шт
Футляр		1 шт
Паспорт	НИ.01.001.ПС	1 экз.
Методика поверки	МП 203-69-2020	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 7 «Заметки по эксплуатации, порядок работы, поверка» паспорта нутромеров.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к нутромерам индикаторным Werka

Государственная поверочная схема 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, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2840 от 29 декабря 2018.

Техническая документация WERKA CO., LTD, КНР.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81990-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Зонды цифровые измерительные Testo

Назначение средства измерений

Зонды цифровые измерительные Testo предназначены для измерений климатических параметров: температуры, относительной влажности, скорости воздушного потока, абсолютного давления, освещенности, концентраций монооксида (CO) и диоксида (CO_2) углерода в атмосфере, напряжения и силы постоянного тока от преобразователей с унифицированными выходными сигналами.

Описание средства измерений

Принцип действия зондов цифровых измерительных Testo (далее – зонды Testo) основан на преобразовании измеряемых параметров в эквивалентные электрические сигналы, поступающие на электронную плату, которая преобразует их в цифровой сигнал для дальнейшей передачи на средство отображения.

Зонды Testo состоят из одного или нескольких первичных преобразователей и электронной платы. Зонды Testo выпускаются с жестким интерфейсом связи, проводными или со съемной рукояткой. Съемные рукоятки выпускаются в проводном или беспроводном (с модулем Bluetooth) исполнениях. На рукоятках располагаются световой LED-индикатор и кнопка включения/выключения. Съемные рукоятки предназначены для обеспечения зондов Testo электропитанием, а также передачи от них цифрового сигнала на средство отображения. Съемные рукоятки не влияют на погрешность результатов измерений.

Для индикации результатов измерений зондов Testo используются средства отображения, не входящие в комплект поставки. В качестве средств отображения могут применяться совместимые средства измерений Testo. Средства отображения результатов измерений преобразуют цифровой сигнал от зондов Testo в значения измеренных величин, отображаемых на дисплее, и не влияют на погрешность результатов измерений.

Зонды Testo имеют 26 исполнений, отличающиеся друг от друга количеством измеряемых величин, конструктивным исполнением и диапазонами измерений:

– исполнение 0635 9532 – проводной зонд, предназначен для измерений скорости воздушного потока;

– исполнения 0635 1032, 0635 1052, 0628 0152 – проводные зонды, предназначены для измерений скорости воздушного потока, температуры и абсолютного давления;

– исполнение 0636 9775, 0572 2165 – проводные зонды, предназначены для измерений температуры и относительной влажности;

– исполнения 0618 0070, 0618 0075, 0618 0275, 0618 0073, 0618 7072, 0618 0072, 0618 0071, 0572 2163 – проводные зонды, предназначены для измерений температуры;

– исполнение 0572 2162 – зонд с жестким интерфейсом связи, предназначен для измерений температуры;

– исполнение 0572 2164 – зонд с жестким интерфейсом связи, предназначен для измерений температуры и относительной влажности;

– исполнение 0635 0551 – проводной зонд, предназначен для измерений освещенности;

– исполнение 0632 1270 – зонд со съемной рукояткой, предназначен для измерений концентрации CO в атмосфере;

– исполнения 0636 9730, 0636 9770 – зонды со съемной рукояткой, предназначены для измерений температуры и относительной влажности;

– исполнение 0632 1550 – зонд со съемной рукояткой, предназначен для измерений температуры и относительной влажности, абсолютного давления и концентрации CO_2 в атмосфере;

– исполнения 0635 9370, 0635 9430, 0635 9570 – зонды со съемной рукояткой, предназначены для измерений температуры и скорости воздушного потока;

– исполнение 0635 1570 – зонд со съемной рукояткой, предназначен для измерений температуры и относительной влажности, абсолютного давления и скорости воздушного потока;

– исполнение 0572 2166 – проводной зонд, предназначен для измерений напряжения и силы постоянного тока.

Общий вид зондов цифровых измерительных Testo и их обозначение приведены на рисунках с 1 по 5.



Рисунок 1 – Общий вид зондов Testo 0572 2162 и 0572 2164 с жестким интерфейсом связи



Рисунок 2 – Общий вид проводных зондов Testo



0618 0075



0572 2163



0572 2165



0572 2166



0636 9775



0635 1052



0628 0152



0635 1032



0635 9532

Рисунок 3 – Общий вид проводных зондов Testo



0632 1270



0632 1550



0636 9730
0636 9770



0635 1570



0635 9570



0635 9370



0635 9430

Рисунок 4 – Общий вид зондов Testo со съемной рукояткой

Нанесение знака поверки на зонды Testo не предусмотрено. Заводской (серийный) номер, обеспечивающий идентификацию каждого экземпляра средства измерений, печатается на индивидуальной этикетке и имеет цифровое или буквенно-цифровое обозначение.

Пломбирование зондов Testo не предусмотрено.

Программное обеспечение

Внутреннее (встроенное) программное обеспечение (ПО) является метрологически значимым и предназначено для преобразования результатов измерений в цифровой сигнал и передачи их на средство отображения. ПО устанавливается при изготовлении зондов Testo, пользователь не имеет возможности считывания и модификации ПО.

Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при их нормировании.

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Недоступно пользователю
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Недоступно пользователю
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Недоступно пользователю

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Испол-нения (артикул)	Измеряемая величина	Диапазон показаний*	Диапазон измерений*	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений
0635 9532	Скорость воздушного потока, м/с	–	от 0,6 до 50	$\pm(0{,}2+0{,}015\cdot w_{изм})$ (от 0,6 до 25 м/с включ.) $\pm(0{,}2+0{,}02\cdot w_{изм})$ (св. 25 до 50 м/с)
0635 1032	Скорость воздушного потока, м/с	от 0 до 30	от 0,05 до 30	$\pm(0{,}04+0{,}04\cdot w_{изм})$ (от 0,05 до 20 м/с включ.) $\pm(0{,}5+0{,}05\cdot w_{изм})$ (св. 20 до 30 м/с)
	Температура, °С	–	от -20 до +70	±0,5
	Абсолютное давление, гПа	–	от 700 до 1100	±3
0636 9775	Температура, °С	–	от -20 до +180	±0,5 (от -20 до 0 °С включ.) ±0,4 (св. 0 до +50 °С включ.) ±0,5 (св. +50 до +180 °С)
	Относительная влажность, %	–	от 0 до 100	±3 (от 0 до 10 % включ.) ±2 (св. 10 до 90 % включ.) ±3 (св. 90 до 100 %)
0628 0152	Скорость воздушного потока, м/с	от 0 до 5	от 0,05 до 5	$\pm(0{,}03+0{,}04\cdot w_{изм})$
	Температура, °С	–	от 0 до +50	±0,5
	Абсолютное давление, гПа	–	от 700 до 1100	±3
0635 1052	Скорость воздушного потока, м/с	от 0 до 5	от 0,05 до 5	$\pm(0{,}02+0{,}05\cdot w_{изм})$
	Температура, °С	–	от 0 до +50	±0,5
	Абсолютное давление, гПа	–	от 700 до 1100	±3
0618 0070	Температура, °С	–	от +10 до +60	$\pm(0{,}25+0{,}003\cdot\lvert t_{изм}\rvert)$
0618 0075	Температура, °С		от +5 до +40	$\pm(0{,}25+0{,}003\cdot\lvert t_{изм}\rvert)$

Продолжение таблицы 2

Испол-нения (артикул)	Измеряемая величина	Диапазон показаний*	Диапазон измерений*	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений
0618 0275	Температура, °С	–	от -80 до +300	±0,3 (от -80 до –40 °С включ.) ±(0,1+0,0005·|$t_{изм}$|) (св. -40 до 0 °С невключ.) ±0,05 (от 0 до +100 °С) ±(0,05+0,0005·$t_{изм}$) (св. +100 до +300 °С)
0618 0073	Температура, °С	–	от -100 до +400	±(0,15+0,002·|$t_{изм}$|) (от -100 до 0 °С невключ.) ±(0,15+0,0005·$t_{изм}$) (от 0 до +100 °С включ.) ±(0,15+0,002·$t_{изм}$) (св. +100 до +350 °С) ±(0,5+0,005·$t_{изм}$) (св. +350 до +400 °С)
0618 7072	Температура, °С	–	от -50 до +400	±(0,3+0,003·|$t_{изм}$|) (от -50 до +300 °С включ.) ±(0,4+0,006·$t_{изм}$) (св. +300 до +400 °С)
0618 0072	Температура, °С	–	от -100 до +400	±(0,15+0,002·|$t_{изм}$|) (от -100 до 0 °С невключ.) ±(0,15+0,0005·$t_{изм}$) (от 0 до +100 °С включ.) ±(0,15+0,002·$t_{изм}$) (св. +100 до +350 °С включ.) ±(0,5+0,005·$t_{изм}$) (св. +350 до +400 °С)
0618 0071	Температура, °С	–	от -100 до +265	±(0,3+0,003·|$t_{изм}$|)
0572 2162	Температура, °С	–	от -30 до +50	±0,4
0572 2163	Температура, °С	–	от -85 до +150	±0,55 (от -85 до -50,01 °С включ.) ±0,25 (от -50 до +100 °С включ.) ±0,55 (св. +100 до +150 °С)
0572 2164	Температура, °С	–	от -30 до +50	±0,4
	Относительная влажность, %	от 0 до 100	от 0 до 90	±2
0572 2165	Температура, °С	–	от -30 до +50	±0,4
	Относительная влажность, %	от 0 до 100	от 0 до 90	±2
0635 0551	Освещенность, лк	от 0 до 100000	от 0,01 до 99999	Относительная погрешность ±15 %

Продолжение таблицы 2

Испол-нения (артикул)	Измеряемая величина	Диапазон показаний*	Диапазон измерений*	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений
0632 1270	Концентрация CO, млн$^{-1}$	–	от 0 до 500	Основная при $t_{раб}$=+20 °С: ±(3+0,1·$C_{CO\ изм}$) Дополнительная: + 100 % основной погрешности при отклонении $t_{раб}$ на каждые 10 °С от +20 °С
0636 9730	Температура, °С	–	от -20 до +70	±0,5
	Относительная влажность, %	от 0 до 100	от 5 до 90	±2
0636 9770	Температура, °С	–	от -20 до +70	±0,5 (от -20 до +15 °С включ.) ±0,3 (св. +15 до +30 °С включ.) ±0,5 (св. +30 до +70 °С)
	Относительная влажность, %	–	от 0 до 100	±1 (от 0 до 90 % включ.) ±(1+0,007·$RH_{изм}$) (св. 90 до 100 %)
0632 1550	Температура, °С	–	от 0 до +50	±0,5
	Относительная влажность, %	–	от 5 до 95	±5 (от 5 до 10 % включ.) ±3 (св. 10 до 90 % включ.) ±5 (св. 90 до 95 %)
	Концентрация CO_2, млн$^{-1}$	–	от 0 до 10000	±(100+0,05·$C_{CO2\ изм}$)
	Абсолютное давление, гПа	–	от 700 до 1100	±3
0635 9370	Скорость воздушного потока, м/с	–	от 0,1 до 15	±(0,2+0,015·$w_{изм}$)
	Температура, °С	–	от -20 до +70	±0,5
0635 9430	Скорость воздушного потока, м/с	–	от 0,3 до 35	±(0,1+0,05·$w_{изм}$) (от 0,3 до 20 м/с включ.) ±(0,2+0,05·$w_{изм}$) (св. 20 до 35 м/с)
	Температура, °С	–	от -20 до +70	±0,5
0635 1570	Скорость воздушного потока, м/с	от 0 до 50	от 0,05 до 50	±(0,04+0,05·$w_{изм}$) (от 0,05 до 20 м/с) ±(0,5+0,05·$w_{изм}$) (св. 20 до 50 м/с)
	Температура, °С	–	от -20 до +70	±0,8 (от -20 до 0 °С невключ.) ±0,5 (св. 0 до 70 °С)
	Относительная влажность, %	–	от 5 до 95	±5 (от 5 до 10 % включ.) ±3 (св. 10 до 35 % включ.) ±2 (св. 35 до 65 % включ.) ±3 (св. 65 до 90 % включ.) ±5 (св. 90 до 95 %)
	Абсолютное давление, гПа	–	от 700 до 1100	±3

Окончание таблицы 2

Испол-нения (артикул)	Измеряемая величина	Диапазон показаний*	Диапазон измерений*	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений
0635 9570	Скорость воздушного потока, м/с	–	от 0,6 до 50	±(0,2+0,015·$w_{изм}$) (от 0,6 до 25 м/с включ.) ±(0,2+0,02·$w_{изм}$) (св. 25 до 50 м/с)
	Температура, °С	–	от -10 до +70	±1,8
0572 2166	Сила постоянного тока, мА	–	от 4 до 20	±0,005
	Напряжение постоянного тока, В	–	от 0 до 1 от 0 до 5 от 0 до 10	±0,25 мВ ±1,25 мВ ±2,50 мВ

* – указаны максимальные диапазоны измерений и показаний зондов Testo. Диапазоны могут быть сокращены в зависимости от применяемого средства отображения.

Примечания:

1 $w_{изм}$ – измеренное значение скорости воздушного потока, м/с
2 $t_{изм}$– измеренное значение температуры, °С
3 $C_{CO\ изм}$ – измеренное значение концентрации CO, млн$^{-1}$;
4 $C_{CO2\ изм}$ – измеренное значение концентрации CO_2, млн$^{-1}$;
5 $RH_{изм}$ – измеренное значение относительной влажности, %

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
-температура окружающей среды, °С	
– зонд цифровой измерительный 0635 1032	от -20 до +70
– зонд цифровой измерительный 0635 9532	от -10 до +70
– зонд цифровой измерительный 0636 9775	от -5 до +50
– зонд цифровой измерительный 0628 0152	от 0 до +50
– зонд цифровой измерительный 0635 1052	от 0 до +50
– зонд цифровой измерительный 0618 0070	+10 до +60
– зонд цифровой измерительный 0618 0075	+5 до +40
– зонд цифровой измерительный 0635 0551	от 0 до +50
– зонд цифровой измерительный 0618 0275	от -5 до +50
– зонд цифровой измерительный 0618 0073	от -5 до +50
– зонд цифровой измерительный 0618 7072	от -5 до +50
– зонд цифровой измерительный 0618 0072	от -5 до +50
– зонд цифровой измерительный 0618 0071	от -5 до +50
– зонд цифровой измерительный 0572 2162	от -30 до +50
– зонд цифровой измерительный 0572 2163	от -30 до +50
– зонд цифровой измерительный 0572 2164	от -30 до +50
– зонд цифровой измерительный 0572 2165	от -30 до +50
– зонд цифровой измерительный 0572 2166	от -30 до +50
– зонд цифровой измерительный 0632 1270	от -5 до +50
– зонд цифровой измерительный 0636 9730	от -20 до +70
– зонд цифровой измерительный 0636 9770	от -20 до +70
– зонд цифровой измерительный 0632 1550	от 0 до +50
– зонд цифровой измерительный 0635 9370	от -20 до +70
– зонд цифровой измерительный 0635 9430	от -20 до +70

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
− зонд цифровой измерительный 0635 1570	от -20 до +70
− зонд цифровой измерительный 0635 9570	от -10 до +70
Температура транспортировки и хранения, °С	
− зонд цифровой измерительный 0635 1032	от -20 до +70
− зонд цифровой измерительный 0635 9532	от -10 до +70
− зонд цифровой измерительный 0635 9775	от -20 до +60
− зонд цифровой измерительный 0628 0152	от -20 до +60
− зонд цифровой измерительный 0635 1052	от -20 до +60
− зонд цифровой измерительный 0618 0070	от -20 до +70
− зонд цифровой измерительный 0618 0075	от -20 до +70
− зонд цифровой измерительный 0635 0551	от -20 до +50
− зонд цифровой измерительный 0618 0275	от -20 до +60
− зонд цифровой измерительный 0618 0073	от -20 до +60
− зонд цифровой измерительный 0618 7072	от -20 до +60
− зонд цифровой измерительный 0618 0072	от -20 до +60
− зонд цифровой измерительный 0618 0071	от -20 до +60
− зонд цифровой измерительный 0572 2162	от -30 до +60
− зонд цифровой измерительный 0572 2163	от -30 до +60
− зонд цифровой измерительный 0572 2164	от -30 до +60
− зонд цифровой измерительный 0572 2165	от -30 до +60
− зонд цифровой измерительный 0572 2166	от -30 до +60
− зонд цифровой измерительный 0632 1270	от +10 до +30
− зонд цифровой измерительный 0636 9730	от -20 до +70
− зонд цифровой измерительный 0636 9770	от -20 до +70
− зонд цифровой измерительный 0632 1550	от 0 до +50
− зонд цифровой измерительный 0635 9370	от -20 до +70
− зонд цифровой измерительный 0635 9430	от -20 до +70
− зонд цифровой измерительный 0635 1570	от -20 до +70
− зонд цифровой измерительный 0635 9570	от -10 до +70

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист документа «Зонды цифровые измерительные Testo. Стандарт предприятия ES.DMP (Руководство по эксплуатации)» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Зонд цифровой измерительный Testo	артикул в соответствии с заказом	1 шт.	–
Съемная рукоятка	в соответствии с заказом	в соответствии с заказом	–
Зонды цифровые измерительные Testo. Стандарт предприятия ES.DMP (Руководство по эксплуатации)	–	1 экз.	в электронном виде

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в п. 5.2 «Проведение измерений проводными зондами Testo», п.6.2 «Проведение измерений зондами Testo со съемной рукояткой» и в п. 7 «Аналого-цифровой преобразователь 0572 2166» документа «Зонды цифровые измерительные Testo. Стандарт предприятия ES.DMP (Руководство по эксплуатации)».

Нормативные документы, устанавливающие требования к зондам цифровым измерительным Testo

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры

ГОСТ 8.547-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений влажности газов

Приказ Росстандарта от 25 ноября 2019 № 2815 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений скорости воздушного потока.

Приказ Росстандарта от 06.12.2019 № 2900 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ - $1 \cdot 10^{7}$ Па

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

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 № 3460 Об утверждении Государственная поверочная схема для средств измерений световых величин непрерывного и импульсного излучений

Государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы, утвержденной Приказом Росстандарта от 30 декабря 2019 г. №3457

Государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ ÷100 А, утвержденной Приказом Росстандарта от 1 октября 2018 г. №2091

Регистрационный № 81990-21
Характер производства: серийное
Дата утверждения акта испытаний, на основании которого принято решение об утверждении типа средств измерений: 15.03.2021 г.
Заводские, серийные номера или буквенно-цифровые обозначения средств измерений, изготовленных для испытаний и (или) представленных на испытания: Исполнение 0635 1032: зав. № 20553814, 20635176, 20661921, 20673949, 20661914, 20706711, 20727926, 20741212, 20673788, 20727778, 20727859, 20727870, 20779164, 20787035, 20634957, 20814065, 20812183, 20814063, 20823617. Исполнение 0635 9532: зав. № 20569666, 20666532, 20650724, 20742832, 20742908, 20760983, 20785919, 20785911, 20785871, 20785918, 20785893, 20650841, 20809799, 20760997. Исполнение 0636 9775 зав. № 61068762, 62034258, 62283383, 62283386, 62283339, 62283377, 62283250, 62283308, 62283310, 62283314, 62283255, 62283301, 62283290, 62283303, 62283194, 62283310, 62283198, 62283396, 62283225, Исполнение 0628 0152 зав. № 61130252, 61183721. Исполнение 0635 1052 зав. № 61130257, 61751295, 62592360. Исполнение 0618 0275 зав. № 61568762. Исполнение 0618 0073 зав. № 61568658. Исполнение 0618 7072 зав. № 83004648. Исполнение 0618 0072 зав. № 61588516. Исполнение 0618 0071 зав. № 83004819. Исполнение 0618 0070 зав. № 02AA. Исполнение 0618 0075 зав. № 00N7. Исполнение 0572 2162 зав. № 83053753, 81210169, 81210186, 81210196, 81210213, 81210225, 81210255, 81210281, 81210343, 81215323, 81215327, 81215328, 81215329, 81215330, 81215335, 81215337, 81215338, 81215339, 81215340, 81215341, 81215346, 81215347, 81215348, 81215355, 81215356, 81215357, 81215358, 81215359, 81215360, 81215362, 81215363, 81215364, 81215365, 81215366, 81215367, 81215369, 81215372, 81215376, 81224247, 81221004, 81224257, 81224172, 81224307, 81224311, 81224282, 83042979, 83042984, 83042995, 83042987, 83042991, 83042989, 83042992 ,83042979, 83043014, 83043009, 83043001, 83043011, 83042999, 83043010, 83043005, 83043008, 83043004, 83043013, 83043045, 83043050, 83043019, 83043023, 83043025, 83043048, 83043028, 83043031, 83043018, 83043038, 83053753, 83053773, 83043097, 83043230, 83043066, 83043144, 83043237, 83043087, 83043064, 83043083, 83043052, 83043076, 83043051, 83043140, 83043073, 83043109, 83043090, 83043104, 83043071, 83043074, 83043113, 83043080, 83043137, 83043111, 83043092, 83053845, 83053828, 83043081, 83053808, 83053804, 83053822, 83043147, 83053832, 83053780, 83043059, 83043141, 83043234, 83043098, 83043088, 83043095, 83043101, 83053791, 83043102, 83053753, 83043230, 83043097, 83053773, 83043066, 83115789, 83115826, 83115644, 83115578, 83115813, 83115639, 83115808, 83115804, 83115652, 83115693, 83115640, 83115589, 83115645, 83115682, 83115844, 83115572. Исполнение 0572 2163 зав. № 83073854, 81221039, 81221124, 81221167, 81224145, 81224101, 81224103, 81224114, 81224337, 81224308, 81224274, 81224115, 81224369, 81224221, 81224348, 81224374, 81224313, 81224423, 81224238, 81224477, 81224341, 81224342, 81224474, 81224464, 81224234, 81224338, 81224169, 81224339, 81224322, 81224428, 81224285, 81224362, 81224473, 81224242 ,81224171, 81224407, 81224387, 81224217, 81224167, 83000781, 83000714, 83006171, 83000716, 83000687, 83000796, 81224364, 83000927 ,81224323, 83000744, 83005658, 81224157, 83000916, 83000741, 83006176, 83001354, 83006339, 83000653, 81224349, 83005880, 83006030, 83005704, 83006183, 83006287, 83005560, 83000759, 83006157, 83005579, 83005925, 83006335, 83005950, 83005486, 83006111, 83006197, 83005893, 83006131, 83000749, 83006141, 83006190, 83000752, 83005906, 83006139, 83006160, 83005901, 83006000, 83005937, 83006180, 83005923, 83006291, 83005550, 83002341, 83000615, 83005888, 83006029, 83000735, 83006014, 83005588, 83005563, 83002318, 83006336, 83002312, 83005881, 83002321, 83005912, 83006024, 83002308, 83006184, 83006120, 83006172, 83000750, 83000801, 83002297, 83006103, 83005993, 83005879, 83006321, 83006303, 83006169, 83006194, 83005944, 83005886, 83002315, 83005576, 83000620, 83006325, 83005953, 83006226, 83000695, 83005957, 83006136, 83006209, 83006158, 83005946, 83006121, 83006002, 83005939, 83000867, 83005899, 83006142, 83005894, 83005892, 83000768, 83006227, 83006004, 83006292, 83006148, 83006265, 83005897, 83006135, 83006229, 83001011, 83006269, 83002331, 83006040, 83005938, 83006165, 83000715, 83006218, 83005931, 83006338, 83002337, 83006042, 83005582, 83000626, 83006023,

83005869, 83006250, 83006132, 83006214, 83000697, 83005867, 83002344, 83005909, 83006284, 83006146, 83068100, 83068402, 83067547, 83008007, 83005584, 83007754, 83068567, 83008150, 83067244, 83008044, 83068587, 83067508, 83067237, 83067676, 83067086, 83067199, 83067061, 83007949, 83005462, 83067260, 83005786, 83067362, 83007686, 83067376, 83007976, 83067504, 83067171, 83008021, 83067187, 83067184, 83067490, 83008008, 83007951, 83005469, 83067587, 83067540, 83067342, 83008019, 83067655, 83008216, 83067493, 83069150, 83068062, 83008140, 83067213, 83005479, 83007709, 83008147, 83067422, 83008119, 83005471, 83007821, 83067774, 83067245, 83067388, 83067033, 83067288, 83067040, 83007840, 83067172, 83067309, 83067760, 83067393, 83008136, 83008097, 83006048, 83067765, 83067778, 83067026, 83067153, 83067986, 83067356, 83067385, 83067372, 83067344, 83007927, 83067357, 83007678, 83067149, 83067700, 83008135, 83067331, 83067996, 83067360, 83067211, 83005433, 83067409, 83007812, 83067262, 83067368, 83067343, 83067410, 83008205, 83067080, 83007090, 83067173, 83005464, 83007740, 83008137, 83067021, 83067779, 83007912, 83008095, 83067720, 83068247, 83068087, 83068129, 83067622, 83068795, 83068467, 83008155, 83068217, 83067070, 83067634, 83005443, 83067289, 83067332, 83068457, 83067477, 83067165, 83007670, 83067584, 83067389, 83067358, 83007869, 83007780, 83007892, 83068204, 83007757, 83008085, 83008165, 83067559, 83067563, 83067641, 83005767, 83007651, 83008040, 83008002, 83008169, 83067757, 83067637, 83067639, 83068889, 83005571, 83067620, 83067192, 83008093, 83007839 83008081, 83068634, 83008158, 83067573, 83067188, 83007974, 83007972, 83005465, 83007905, 83006045, 83008004, 83067480, 83067742, 83007926, 83067170, 83068525 ,83007872, 83067396, 83005422, 83068607, 83008152, 83005434, 83008092, 83068534, 83068476, 83068593, 83068478, 83068226, 83007684, 83067166, 83067663, 83067514, 83007876, 83005480, 83067197, 83008025, 83067527, 83068759, 83068537, 83067710, 83007947, 83068122, 83068718, 83068929, 83067367, 83008067, 83067629, 83007822, 83006130, 83005557, 83006199, 83006167, 83006288, 83001416, 83006039, 83006133, 83006017, 81224420, 81224453, 81224314, 81224315, 83006005, 83005994, 83006319, 83005564, 83001423, 83005593, 83000760, 83005882, 83001355, 83006007, 83005567, 83006174, 83006290, 83000737, 83005558, 83005908 83006331, 83006215, 83005979, 83005885, 83005929, 83006162, 83006110, 83006210, 83006333, 83006275, 83001346, 83068034, 83067719, 83005651, 83005954, 83067582, 83002334, 83006021, 83006324, 83001389, 83002329, 83005927, 83000761, 83006304, 83006109, 83006112, 83006036, 83006147, 83067150, 83001264, 83006181, 83000708, 83006240, 83006233, 83001411, 83000829, 83006108, 83006331, 83006215, 83005979, 83005885, 83005929, 83006162, 83006110, 83006210, 83006333, 83006275, 83001346, 83068034, 83067719, 83005651, 83005954, 83067582, 83002334, 83006021, 83006324, 83001389, 83002329, 83005927, 83000761, 83006304, 83006109, 83006112, 83006036, 83006147, 83067150, 83001264, 83006181, 83000708, 83006240, 83006233, 83001411, 83000829, 8300610. Исполнение 0572 2164 зав. № 83062021, 83002581, 81222047, 83012213, 83002496, 83012202, 83012229, 83012222, 83002511, 83012208, 81222616, 83012220, 81222576, 83012206, 81222585, 83002583, 83012200, 83002572, 83002557, 83012227, 83012209, 83012221, 81222435, 83002513, 83012231, 83012207, 83002519, 83012225, 83012201, 83000358, 83002587, 83002584, 83002920, 83012215, 83002472, 83002515, 83012198, 83002582, 83002455, 83012234, 83012199, 83012211, 83002547, 83012235, 83012224, 83012233, 83012212, 83012210, 83012218, 83012232, 83012219, 83002517, 83002475, 83002576, 83002436, 83012216, 83012214, 83022791, 83022800, 83022892, 83002474, 83022797, 83022699, 83013945, 83013895, 83022858, 83022700, 83022698, 83013909, 83022693, 83013947, 83022709, 83022804, 83013950, 83013897, 83022856, 83002556, 83013969, 83002486, 83022805, 83019240, 83013942 ,83002464, 83013920, 83022886, 83013901 ,83022802, 83022798, 83013906, 83022773, 83022803, 83002465, 83013961, 83022806, 83013949, 83022799, 83002522, 83022868, 83013902, 83013917, 83022792, 83013965, 83002469, 83002552, 83013905, 83022820, 83013964, 83013943, 83002468, 83002473, 83013918, 83022684, 83022885, 83013948, 83013900, 83013908, 83022695, 83013893, 83022790, 83013921, 83002565, 83013934, 83013910, 83022793, 83002558, 83022807, 83013962, 83013899, 83002564, 83013911, 83013963, 83002549, 83002562, 83022710, 83013903, 83002463, 83002467, 83013904, 83013927, 83022861, 83013960, 83002478, 83002419, 83002411, 83002535, 83013938, 83013930, 83002534, 83002422, 83002407, 83013935, 83002428, 83002923, 83002930, 83002932, 83002501, 83002433, 83002490, 83002550, 83002570, 83022874, 83002922, 83002553, 83002569, 83002457, 83002548, 83002567, 81226244, 83002518, 83002590, 83002470, 83002446, 83002487, 83002412, 83002448, 83002413, 83002415, 83002421, 83002532, 83013952, 83002451, 83013928, 83022849, 83022650, 83022891, 83022854, 83013957, 83022719, 83022844, 83022852, 83022705, 83022842, 83022670, 83022657, 83022643, 83022644, 83002538, 83002537, 83002447, 83002541, 83002526, 83002928, 83002443, 83022712, 83022722, 83022659, 83022660, 83022716, 83022843, 83002432, 83013931, 83022857, 83022715, 83022832, 83022846, 83022829, 83022662, 83022841, 83022697, 83013884, 83022845, 83022850, 83022714, 83013958, 83022838, 83022853, 83022703, 83022665, 83022674, 83022664, 83022706, 83022648, 83013959, 83022713, 83022667, 83022673, 83022704, 83022672, 83022876, 83022702, 83022708, 83022718, 83022666, 83022668, 83022649, 83022720 ,83013936, 83013951, 83013915, 83002424 ,83002485, 83002431, 83013941, 83013946, 83002416, 83002423, 83013939, 83013944, 83002484, 83002529, 83002521, 83013940, 83013914, 83002477, 83002410, 83002540, 83002414, 83022759, 83022774, 83022824, 83022814, 83022827, 83022813, 83022769, 83062353, 83062337, 83062062, 83062310, 83062304, 83062028, 83062322, 83062241, 83062209, 83062264, 83062333, 83062327, 83062286, 83013956, 83022762, 83062134, 83062355, 83062243, 83062012, 83022848, 83022771, 83022795, 83022825, 83056476, 83056419, 83056432, 83056467, 83022823, 83022779, 83056516, 83062318, 83062015, 83062307, 83062016, 83062000, 83062229, 83062083, 83062303, 83062289, 83062024, 83062239, 83062019, 83056472, 83022748, 83062044, 83062116, 83022729, 83022734, 83019248, 83022731, 83022735, 83061986, 83022751, 83022818, 83062284, 83022746, 83056480, 83062076, 83031619, 83031498, 83031487, 83031477, 83031510, 83062032, 83077036, 83077076, 83077043, 83077106, 83076762, 83077083, 83077094, 83077017, 83086838, 83086844, 83086839, 83077109, 83077001, 83077058, 83077052, 83077062, 83077037, 83077101, 83077075, 83077056, 83076977, 83077039, 83077035, 83062157, 83077100, 83077087, 83093873, 83093853, 83100721, 83093918, 83100845, 83100713, 83100737, 83100787, 83100843, 83100821, 83093917, 83092812, 83093905, 83093903, 83100766, 83100765, 83100740, 83100769, 83100780, 83093920, 83100687, 83100857, 83100758, 83100809, 83100755, 83100722, 83093881, 83100775, 83093883, 83093851, 83093923, 83093798, 83093882, 83093866, 83093877, 83093862 83093844, 83093849, 83100729, 83093863, 83093845, 83093922, 83093919, 83100742, 83093886, 83100804, 83100855, 83100744, 83100865, 83100735, 83100748, 83100815, 83093848, 83093921, 83093936, 83100710, 83100837, 83100700, 83100704, 83100853, 83100732, 83100708, 83093887, 83100699, 83100718, 83100728, 83093855, 83100801, 83093847, 83100693, 83093841, 83100818, 83100706, 83100819, 83100677, 83100690, 83100681, 83100679, 83100672, 83100791, 83100858, 83100869, 83100762, 83100803, 83100692, 83100847, 83100763, 83100866, 83100831, 83093842, 83100682, 83100739, 83093874, 83100711, 83100841, 83100867, 83100733, 83093884 ,83100753, 83100750, 83100746, 83100817, 83100726, 83100716, 83100862, 83100747, 83100836, 83093876, 83100812, 83100832, 83100849, 83100806, 83100851, 83100698, 83100694, 83100724, 83100840, 83100835, 83100860, 83093846, 83100751, 83093864, 83093946, 83093888, 83093952, 83093951, 83100830, 83093904, 83092632, 83092651, 83093949, 83092635, 83092636, 83092630, 83092646, 83092633, 83100813, 83093890, 83093891, 83100793, 83100703, 83100796, 83093941, 83093854, 83093898, 83093956, 83093889, 83100778, 83093958, 83093900, 83093902, 83093850, 83093953, 83100808, 83093938, 83100823, 83093885, 83100771, 83093926, 83100825, 83100757, 83093954, 83093925, 83100790, 83093914, 83093913, 83093896, 83100686, 83100783, 83093937, 83093940, 83093915, 83093907, 83100684, 83093943, 83093924,

83093906, 83093950, 83100781, 83093955, 83093857, 83093878, 83093865, 83076945, 83093967, 83093856, 83076949, 83093859, 83100826, 83093840, 83093861, 83093965, 83093911, 83076947, 83093852, 83100797, 83076951, 83093908, 83093933, 83093895, 83093899, 83093945, 83093912, 83093843, 83093960, 83100696, 83100799, 83093934, 83093928, 83093893, 83093916, 83100760, 83100785, 83093910, 83093948, 83093909, 83093947, 83093939, 83093894, 83093930, 83093931, 83093959, 83093961, 83093963, 83093929, 83093932, 83093935, 83093968, 83093964, 83100829, 83093892, 83093966, 83093944, 83093860, 83093927, 83093858, 83093957, 83093897, 83093942, 83093962, 83116036, 83116033, 83116479, 83116246, 83116156, 83116270, 83116099, 83116069, 83116103, 83116268, 83116096, 83116052, 83116149, 83116474, 83116224, 83116202, 83116482, 83116165, 83116091, 83116251, 83116489, 83116120, 83116255, 83116152, 83116483, 83116118, 83116138, 83116095, 83116097, 83116100, 83116060, 83116130, 83116257, 83116071, 83116167, 83116248, 83116074, 83116263, 83116403, 83116146, 83116170, 83116043, 83116213, 83116317, 83116083, 83116250, 83116193, 83116080, 83116463, 83116089, 83116081, 83116174, 83116402, 83116066, 83116461, 83116237, 83116197, 83116484, 83116475, 83116155, 83116113, 83116186, 83116169, 83116045, 83116424, 83116443, 83116110, 83116141, 83116427, 83116078, 83116314, 83116111 ,83116143, 83116207, 83116192, 83116181, 83116087, 83116228, 83116470, 83116022, 83116008, 83116249, 83116233, 83116253, 83116204, 83116020, 83116154, 83116190, 83116218, 83116264, 83116370, 83116121,83116493, 83116092, 83116166, 83116352, 83116068, 83116075, 83116026, 83116125, 83116373, 83116010, 83116003, 83116029, 83116267, 83116028, 83116037, 83116376, 83116024, 83116025, 83116203, 83116017, 83116047, 83116094, 83116208, 83116150, 83116278, 83116012, 83116009, 83116221, 83116260, 83116117, 83116058, 83116056, 83056473, 83056438, 83062319, 83062252, 83062125, 83062191, 83062223, 83061995, 83062205, 83062211, 83062201, 83056415, 83022819, 83022760, 83056429, 83062285, 83062271, 83056483, 83077022, 83077019, 83076979, 83077102, 83056420, 83056434, 83022811, 83022826, 83022730, 83116199, 83116287, 83115401, 83116347, 83116331, 83116215, 83116384, 83116129, 83116325, 83116411, 83116311, 83116405, 83116349, 83116123, 83116299 ,83116359, 83116406, 83116171, 83116201, 93116280, 83116139, 83116472, 83116412, 83116460, 83022752, 83002431, 83135636, 83124373, 83138505, 83135600, 83124009, 83135495, 83135726, 83135652, 83135161, 83135437, 83135283, 83135608, 83135567, 83135281, 83116466, 83199508, 83199616, 83199504, 83199730, 83199804, 83199610, 83199506, 83168510, 83168398, 83135184, 83179636, 83179671, 83179630, 83179642, 83179598, 83179776, 83179652, 83179769, 83179802, 81212802, 81212759, 81212757, 81212811, 81212809, 81212737, 81212791, 81212800, 81212739, 81212765. Исполнение 0572 2165 зав. № 83000428, 83000369, 83000237, 83000345, 83000335, 83000394, 83000498, 83000537, 83000367, 83000232, 83000421, 83000271, 83000247, 83002968, 83003535. Исполнение 0572 2166 зав. № 83005329. Исполнение 0635 0551 зав. № 81208048. Исполнение 0632 1270 зав. № 20567414, 20656454. Исполнение 0636 9730 зав. № 81209787, 81223135, 81223632, 81222320, 83092770, 83092730, 83092724, 81221825, 81222490, 83116332, 81222248, 83150394,83124803, 83124249, 81223444, 83135206. Исполнение 0636 9770 зав. № 81209474, 83009360, 81217088, 81217012, 81216532. Исполнение 0632 1550 зав. № 58602153, 58607327, 58605950, 58610490, 58606659. Исполнение 0635 9370 зав. № 20560689, 20560704, 20575456, 20622091. Исполнение 0635 9430 зав. № 20553568, 20626600, 20654441, 20812700, 20737230, 20737212, 20626600, 20679526, 20787426, 20612691, 20806179, 20654536,20661429, 20704475, 20701547, 20602457, 20654443. Исполнение 0635 1570 зав. № 58602209, 20737565, 20654105, 20795202, 20786907, 20619031. Исполнение 0635 9570 зав. № 20553768, 20601180, 20659581, 20650628, 20720746, 20601069, 20740799, 20601180, 20668882, 20775624, 20686486

Код идентификации производства средств измерений: ОС

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81991-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система учета авиационного топлива при приеме из автомобильных цистерн

Назначение средства измерений

Система учета авиационного топлива при приеме из автомобильных цистерн предназначены для измерений объема авиационного топлива.

Описание средства измерений

Измерения объема проводятся методом прямых измерений счетчиками жидкости лопастными.

В состав системы учета авиационного топлива при приеме из автомобильных цистерн входят: счетчик жидкости лопастной МКА Master 800 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 54254-13); термопреобразователь сопротивления Pt100; блок сбора, обработки и передачи информации; компьютер с программным обеспечением АТФ60-48; трубопроводы с запорной арматурой; средства фильтрации.

Заводской номер указан на маркировочной табличке в виде буквенно-цифрового обозначения.

Знак поверки наносится на пломбы, установленные на счетчик жидкости лопастной МКА Master 800, в виде оттиска поверительного клейма.

Общий вид средства измерений представлен на рисунке 1.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.



Р и с у н о к 1 – Общий вид средства измерений



Р и с у н о к 2 - Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение

Программное обеспечение служит для обработки результатов измерений, ввода, отображения информации, в том числе измерительной, печати отчетов и передачи информации в систему верхнего уровня.

Влияние программного обеспечения не приводит к выходу метрологических характеристик системы учета авиационного топлива при приеме из автомобильных цистерн за пределы допускаемых значений.

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

Т а б л и ц а 1 – Идентификационное данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Модуль АТФ60-48
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.10
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	2b4c7216a0db613a2 31221c5c7675c2b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	SHA-1

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объёмного расхода авиационного топлива, $м^3/ч$	от 3 до 78
Минимальная доза выдачи авиационного топлива, $дм^3$	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема авиационного топлива, %	±0,15

Т а б л и ц а 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	1
Диапазон рабочего давления на входе в систему, МПа	от 0,5 до 1,25
Условия эксплуатации: − температура окружающей среды, ºС; − температура авиационного топлива, ºС;	 от -40 до +50 от -40 до +50
Условия эксплуатации блока сбора, обработки и передачи информации: − температура окружающей среды, ºС; − относительная влажность без конденсации влаги, %, не более − атмосферное давление, кПа, не более	 от -5 до +30 от 5 до 95 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа
наносят на маркировочную табличку методом наклейки, типографским способом на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система учета авиационного топлива при приеме из автомобильных цистерн	–	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ПГМВ.401250.126-РЭ.03.1	1 экз.
Паспорт	ПГМВ.401250.126 ПС3	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений массы и объема нефтепродуктов системой учета авиационного топлива при приеме из автомобильных цистерн ПГМВ.401250.126-МИ.2» № ФР.1.29.2019.35852, аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», аттестат аккредитации № RA.RU.311703.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе учета авиационного топлива при приеме из автомобильных цистерн

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 № 256 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объёма жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объёмного расходов жидкости (часть 2)

Техническое задание на изготовление, поставку, шефмонтаж и пусконаладку комплекса технологического оборудования авиатопливообеспечения с интегрированной автоматизированной системой управления технологическими процессами (АСУ ТП) и учетными операциями (АСУ ОУ) для единого топливозаправочного комплекса



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81992-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы учета авиационного топлива при наливе в топливозаправщики аэродромные

Назначение средства измерений

Системы учета авиационного топлива при наливе в топливозаправщики аэродромные предназначены для измерений объема авиационного топлива.

Описание средства измерений

Измерения объема проводятся методом прямых измерений счетчиками жидкости лопастными.

В состав систем учета авиационного топлива при наливе в топливозаправщики аэродромные входят: счетчик жидкости лопастной МКА Master 3350 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 54254-13); термопреобразователи сопротивления Pt100; блок сбора, обработки и передачи информации; компьютер с программным обеспечением АТЛАС-Эксперт; трубопроводы с запорной арматурой; средства фильтрации.

К системам данного типа относятся системы учета авиационного топлива при наливе в топливозаправщики аэродромные с заводскими номерами А05.17.088 и А05.17.089.

Заводские номера указаны на маркировочной табличке в виде буквенно-цифрового обозначения.

Знак поверки наносится на пломбы, установленные на счетчик жидкости лопастной МКА Master 3350, в виде оттиска поверительного клейма.

Общий вид средства измерений представлен на рисунке 1.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.



Р и с у н о к 1 – Общий вид средства измерений



Р и с у н о к 2 - Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение

Программное обеспечение служит для обработки результатов измерений, ввода, отображения информации, в том числе измерительной, печати отчетов и передачи информации в систему верхнего уровня.

Влияние программного обеспечения не приводит к выходу метрологических характеристик системы учета авиационного топлива при наливе в топливозаправщики аэродромные за пределы допускаемых значений.

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

Т а б л и ц а 1 – Идентификационное данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АТЛАС-Эксперт
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.10
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	5c4d7417a0fb642a 01122c5c7775c2d
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	SHA-1

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объёмного расхода авиационного топлива, $м^3/ч$	от 6 до 180
Минимальная доза выдачи авиационного топлива, $дм^3$	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема авиационного топлива, %	±0,15

Т а б л и ц а 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	2
Диапазон рабочего давления на входе в систему, МПа	от 0,5 до 1,25
Условия эксплуатации: − температура окружающей среды, ºС; − температура авиационного топлива, ºС;	 от -40 до +50 от -40 до +50
Условия эксплуатации блока сбора, обработки и передачи информации: − температура окружающей среды, ºС; − относительная влажность без конденсации влаги, %, не более − атмосферное давление, кПа, не более	 от -5 до +30 от 5 до 95 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа
наносят на маркировочную табличку методом наклейки, на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 4 – Комплектность средства измерений

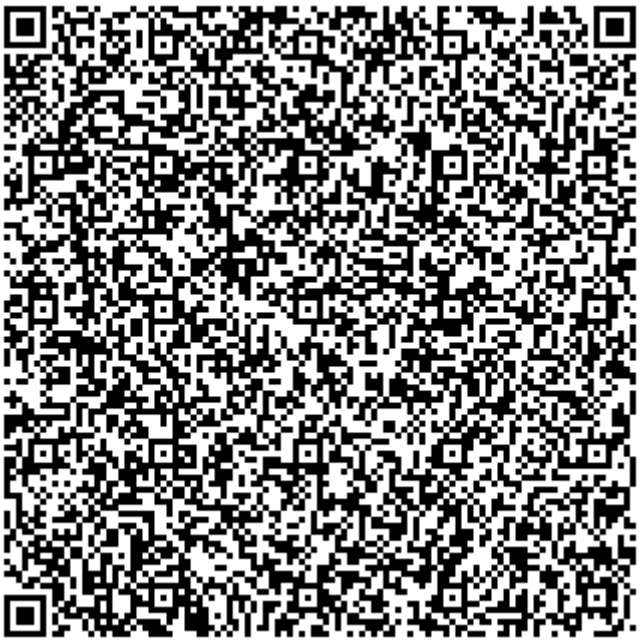
Наименование	Обозначение	Количество
Система учета авиационного топлива при наливе в топливозаправщики аэродромные	–	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ПГМВ.401250.126-РЭ.04.1	1 экз.
Паспорт	ПГМВ.401250.126 ПС4	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений массы и объема нефтепродуктов системой учета авиационного топлива при наливе в топливозаправщики аэродромные ПГМВ.401250.126-МИ.1» № ФР.1.29.2019.35849, аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», аттестат аккредитации № RA.RU.311703.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам учета авиационного топлива при наливе в топливозаправщики аэродромные

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 № 256 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объёма жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объёмного расходов жидкости (часть 2)

Техническое задание на изготовление, поставку, шефмонтаж и пусконаладку комплекса технологического оборудования авиатопливообеспечения с интегрированной автоматизированной системой управления технологическими процессами (АСУ ТП) и учетными операциями (АСУ ОУ) для единого топливозаправочного комплекса



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81993-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Вакуумметры терморезистивные цифровые ВТ-РЦ01

Назначение средства измерений

Вакуумметры терморезистивные цифровые ВТ-РЦ01 предназначены для преобразования абсолютного давления негорючих газов в электрический цифровой сигнал для использования в автоматизированных вакуумных системах.

Описание средства измерений

Принцип действия вакуумметров терморезистивных цифровых ВТ-РЦ01 основан на изменении теплопроводности газа под воздействием измеряемого абсолютного давления, что приводит к изменению электрической мощности, расходуемой для поддержания постоянной температуры нити накала. Электронный блок, являющийся программируемым микропроцессорным устройством, обеспечивает постоянную температуру нити датчика и преобразовывает сигнал мощности, необходимой для поддержания температуры нити, в цифровой сигнал величины давления. Выходной сигнал передаётся через цифровой интерфейс RS-485 по протоколу Modbus на управляющий компьютер или контроллер автоматизированной вакуумной системы.

Конструктивно вакуумметры терморезистивные цифровые ВТ-РЦ01 выполнены в виде корпуса, в который встроены электронный блок и держатель с разъёмом для установки датчика теплового ДТВ-01.

Вакуумметры терморезистивные цифровые ВТ-РЦ01 могут комплектоваться информационной программируемой панелью оператора ИПП120, подключаемой через цифровой интерфейс RS-485.

Нанесение знака поверки на вакуумметр терморезистивный цифровой ВТ-РЦ01 не предусмотрено.

Информация о типе, заводском номере, годе выпуска и изготовителе, однозначно идентифицирующая каждый экземпляр средства измерений, указывается на корпусе вакуумметра.

Общий вид вакуумметра терморезистивного цифрового ВТ-РЦ01 представлен на рисунке 1. Общий вид информационной программируемой панели оператора ИПП120 представлен на рисунке 2. Место пломбирования вакуумметра терморезистивного цифрового блокировочного ВТ-РЦ01 представлено на рисунке 3.



Рисунок 1 - Общий вид вакуумметра терморезистивного цифрового ВТ-РЦ01



Рисунок 2 - Общий вид информационной программируемой панели оператора ИПП120



Рисунок 3 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа

Пломбирование вакуумметров терморезистивных цифровых ВТ-РЦ01 осуществляется разрушающейся пломбой-наклейкой, наносимой на корпус.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) вакуумметров терморезистивных цифровых ВТ-РЦ01 по аппаратному обеспечению является встроенным. Преобразование измеряемых величин и обработка измерительных данных выполняется с использованием внутренних аппаратных и программных средств. ПО хранится внутри аппаратных средств в энергонезависимой памяти. Программный код постоянен, средства и пользовательская оболочка для программирования или изменения ПО отсутствуют.

Внешнее программное обеспечение (ПО), предназначенное для взаимодействия вакуумметра терморезистивного цифрового ВТ-РЦ01 с компьютером или контроллером автоматизированной вакуумной системы, не оказывает влияния на метрологические характеристики вакуумметров и служит для просмотра результатов измерений.

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

Идентификационные данные встроенного ПО вакуумметров терморезистивных цифровых ВТ-РЦ01 приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО:	ВТ-РЦ01
Номер версии (идентификационный номер) ПО:	не ниже V 1.00
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	0X743AC52F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного (контрольная сумма)	CRC 32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений абсолютного давления, Па	от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^{3}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений абсолютного давления, %	±30

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение постоянного тока, В, не более	от 21,6 до 26,4
Потребляемая мощность, Вт, не более	6,0
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более	136×55×60
Масса, кг, не более	0,25
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %	 от +10 до +35 от 30 до 75

Знак утверждения типа
наносится типографским способом в верхнем правом углу титульного листа руководства по эксплуатации, а также на боковой поверхности корпуса, методом диффузионной фотохимии или другим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

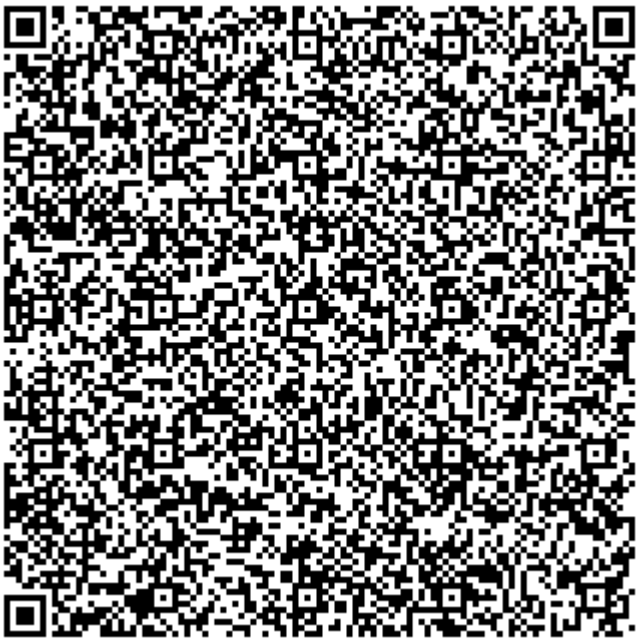
Наименование	Обозначение	Количество
Вакуумметр терморезистивный цифровой	ВТ-РЦ01	1 шт.
Датчик тепловой	ДТВ-01	входит в состав вакуумметра
Информационная программируемая панель оператора ИПП120	ИПП120	по заказу
Паспорт на датчик тепловой	ЕМТК.000.000.00 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ЛЦМК.310.00.00.00.000 РЭ	1 экз.
Упаковка	-	1 комплект

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в Разделе 2 "Использование по назначению" руководства по эксплуатации ЛЦМК.310.00.00.00.000 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к вакуумметрам терморезистивным цифровым ВТ-РЦ01

ГОСТ 8.107-81 ГСИ. Государственный специальный эталон и государственная общесоюзная поверочная схема для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-8} \div 1 \cdot 10^{3}$ Па

ТУ 26.51.5-001-17555009-2019 Вакуумметры терморезистивные цифровые ВТ-РЦ01. Технические условия



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81994-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1225 ООО «Транснефть - Порт Приморск»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1225 ООО «Транснефть - Порт Приморск» (далее по тексту - СИКН) предназначена для измерений массы и показателей качества нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефтепродуктов с помощью кориолисовых преобразователей массового расхода (счетчиков-расходомеров массовых). Выходные электрические сигналы от счетчиков-расходомеров массовых, преобразователей давления, плотности, температуры, преобразователя объемного расхода в блоке измерений показателей качества нефтепродуктов поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который вычисляет массу нефтепродуктов по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и конструктивно состоит из:

- блока измерительных линий (БИЛ) в составе двух рабочих и одного контрольно - резервного измерительных каналов массы;
- блока измерений показателей качества нефтепродуктов (далее по тексту - БИК);
- системы сбора, обработки информации и управления (далее по тексту - СОИ);
- системы дренажа;
- блока установки поверочной.

СИКН состоит из трех (двух рабочих и одного контрольно-резервного) измерительных каналов массы нефтепродуктов, а также измерительных каналов температуры, давления, плотности и объемного расхода в БИК.

В вышеприведенные технологические блоки входят измерительные компоненты, по своему функционалу участвующие в измерениях массы нефтепродуктов, контроле и измерении показателей качества нефтепродуктов, контроле технологических режимов работы СИКН. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

Измерительные компоненты СИКН, участвующие в измерении массы нефтепродуктов, контроле и измерении показателей качества нефтепродуктов, приведены в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (модификации DS, DH, DT, CMF, F, R, T, CNG050, H, LF) модификации CMF 400 в комплекте с преобразователями серии 2700 (далее по тексту - СРМ)	45115-10
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion, состоящий из первичного преобразователя модели CMF 400 и электронного преобразователя модели 2700 (далее по тексту - СРМ)	45115-16
Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P, модели Rosemount 3144P	56381-14
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-11
Датчики температуры Rosemount 644, Rosemount 3144P, модели Rosemount 3144P	63889-16
Термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Датчики давления типа КМ35, модели КМ35-И 4033 и модели КМ35-Д 4433	56680-14
Преобразователи давления измерительные КМ35, модели КМ35-И 4033	71088-18
Преобразователь плотности жидкости измерительный моделей 7835, 7845, 7847, модели 7835 (далее - ПП)	52638-13
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (далее - УЗР)	57762-14
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07	53852-13
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-400	15773-11
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее - ТПУ)	20054-12

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефтепродуктов утвержденных типов.

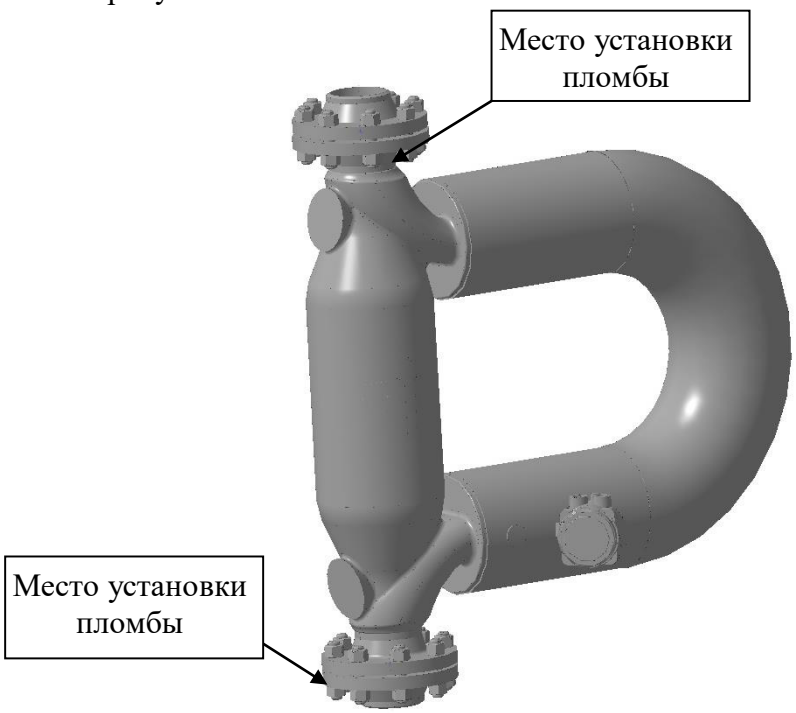
СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы и массового расхода нефтепродуктов прямым методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления и плотности нефтепродуктов;
- автоматическое измерение плотности нефтепродуктов;
- измерение давления и температуры нефтепродуктов автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления, температуры, нефтепродуктов соответственно;
- контроль разности давления на фильтрах БИЛ и БИК с применением средств измерений давления;
- автоматическое измерение объемного расхода нефтепродуктов в БИК;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) и поверку СРМ с применением ТПУ и ПП;
- проведение КМХ рабочих СРМ с помощью контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного;

- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефтепродуктов, паспортов качества нефтепродуктов;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией СРМ предусмотрены места установки пломб, несущих на себе оттиск клейма поверителя, который наносится методом давления на свинцовую (пластмассовую) пломбу, установленную на проволоке, пропущенной через существующие технологические отверстия в шпильках на фланцевых соединениях первичного преобразователя и на крышке электронного преобразователя).

Схемы пломбировки от несанкционированного доступа с местами установки пломб представлены на рисунках 1 и 2.



.

Рисунок 1 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа первичного преобразователя модели CMF 400



Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа электронного преобразователя модели 2700

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) (измерительно-вычислительного комплекса ИМЦ-07 (далее - ИВК ИМЦ-07) и автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора «ГКС расход НТ» обеспечивают реализацию функций СИКН. Сведения о ПО указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК ИМЦ-07	АРМ оператор «ГКС Расход НТ»
Идентификационное наименование ПО	EMC07.Metrology.dll	metrological_char.jar
Номер версии (идентификационный номер ПО)	РХ.7000.01.04	3.0
Цифровой идентификатор ПО (CRC)	A204D560	15f95747

Уровень защиты ПО СИКН «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

Основные метрологические и технические характеристики СИКН, в том числе показатели точности, приведены в таблицах 3, 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтепродукта*, т/ч	от 41,0 до 635,5
Пределы допускаемой относительной погрешности системы измерений массы нефтепродукта, %	±0,25
* - указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений.	

Таблица 4 - Состав и основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1	ИК массы и массового расхода нефтепродуктов	1 (БИЛ – ИЛ1)	СРМ	ИВК ИМЦ-07	От 48 до 313 т/ч	±0,25 %* ±0,20 %** (относительная)
2, 3	ИК массы и массового расхода нефтепродуктов	2 (БИЛ – ИЛ2, ИЛ3)	СРМ	ИВК ИМЦ-07	От 50 до 307 т/ч	±0,25 % (относительная)
4, 5, 6, 7, 8, 9	ИК температуры нефтепродуктов	6 (БИЛ, БИК, ТПУ)	1) Комплект: - датчики температуры Rosemount 644, Rosemount	ИВК ИМЦ-07	От -5 до 30 °С	±0,3 °С (абсолютная)

Продолжение таблицы 4

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
			3144P; -термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065; 2) Комплект: - преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P; - термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65.			
10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17	ИК избыточного давления	8 (БИЛ, БИК, вход и выход БИЛ и ПУ)	Датчики давления типа КМ35	ИВК ИМЦ-07	От 0,3 до 6,3 МПа	±0,5 % (приведенная)
18	ИК плотности нефтепродуктов	1 (БИК)	ПП	ИВК ИМЦ-07	От 820 до 845 кг/м^3	±0,3 кг/м^3 (абсолютная)
19	ИК объемного расхода нефтепродуктов	1 (БИК)	УЗР	ИВК ИМЦ-07	От 0,9 до 35,3, м^3/ч	±5,0 % (относительная)

* - пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода нефтепродуктов с СРМ, применяемым в качестве резервного;
** - пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода нефтепродуктов с СРМ, применяемым в качестве контрольного.

Таблица 5 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Режим работы СИКН	Непрерывный
Параметры электрического питания: -напряжение переменного тока, В -частота переменного тока, Гц	 380±38, трехфазное 220±22, однофазное 50
Параметры измеряемой среды:	
Содержание свободного газа	Не допускается
Измеряемая среда	Топливо дизельное - ЕВРО по ГОСТ 32511-2013 (EN 590:2009) «Топливо дизельное ЕВРО.

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
	Технические условия (с Изменением №1)»
Избыточное давление, МПа	от 0,3 до 6,3
Температура, ºС	от - 5 до +30
Плотность при 15 ºС и избыточном давлении 0 МПа, кг/м^3	от 820 до 845
Кинематическая вязкость при 40 ºС, мм^2/с (сСт)	от 2 до 4,5

Знак утверждения типа
наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
СИКН, заводской № 1225	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	МП 1137-14-2020	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «ГКС-007-2020 Инструкция. ГСИ. Масса нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов СИКН № 1225», регистрационный номер ФР.1.29.2020.38310.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1225 ООО «Транснефть - Порт Приморск»

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81995-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Заря №720

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Заря №720 (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ±1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ±5 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	КЛ 10 кВ фидер № 103	ТЛК-СТ кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 58720-14	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	ТК16L рег.№ 36643-07
2	КЛ 10 кВ фидер № 803	ТЛК-СТ кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 58720-14	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), (±Δ), с					5

Примечания

1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для cosφ=1,0 нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для cosφ<1,0 нормируются от $I_{2\%}$.

2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 99 до 101
- ток, % от $I_{ном}$	от 1 до 120
- коэффициент мощности	0,87
- частота, Гц	от 49,85 до 50,15
температура окружающей среды, °С:	
- для счетчиков электрической энергии	от +21 до +25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- ток, % от $I_{ном}$	от 1 до 120
- коэффициент мощности, не менее	0,5
- частота, Гц	от 49,6 до 50,4
диапазон рабочих температур окружающей среды, °С:	
- для ТТ и ТН	от -45 до +40
- для счетчиков	от +10 до +30
- для УСПД	от +10 до +30
- для сервера, УССВ	от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
счетчики электроэнергии Dialog ZMD:	
- средний срок службы, лет	30
- среднее время восстановления работоспособности, ч	72
УСПД ТК16L:	
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	55000
радиосервер точного времени РСТВ-01:	
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	55000
Глубина хранения информации	
счетчики электроэнергии:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
при отключенном питании, лет, не менее	3
ИВК:	
- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

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

– в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:
- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчиков электроэнергии;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
  - пароль на счетчиках электроэнергии;
  - пароль на УСПД;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:
- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Dialog ZMD	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.042.259.ФО	1 экз.

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 ЕНЭС ПС 220 кВ Заря №720», аттестованной ФБУ «Ростест-Москва», регистрационный номер RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Заря №720

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81996-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Западная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Западная (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ±1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ±5 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	Фидер 20 кВ №109	GIS-24 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 28402-04	GE 24S кл.т. 0,5 Ктн = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 30372-05	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
2	Фидер 20 кВ №209	GIS-24 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 28402-04	GE 24S кл.т. 0,5 Ктн = (20000/√3)/(100/√3) рег. № 30372-05	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,9	2,9	2,1	2,1
	0,5	3,2	2,1	1,6	1,5
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	6,1	3,7	2,6	2,5
	0,5	4,4	2,8	2,1	2,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), (±Δ), с					5

Примечания

1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для cosφ=1,0 нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для cosφ<1,0 нормируются от $I_{2\%}$.

2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии - для счетчиков реактивной энергии	 от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	 от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325L: - средняя наработка до отказа, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	 120000 72 100000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

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

– в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

– наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  – счетчиков электроэнергии;
  – промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  – испытательной коробки;
  – УСПД.
– наличие защиты на программном уровне:
  – пароль на счетчиках электроэнергии;
  – пароль на УСПД;
  – пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

– счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
– УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	GIS-24	6 шт.
Трансформатор напряжения	GE 24S	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.042.260.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

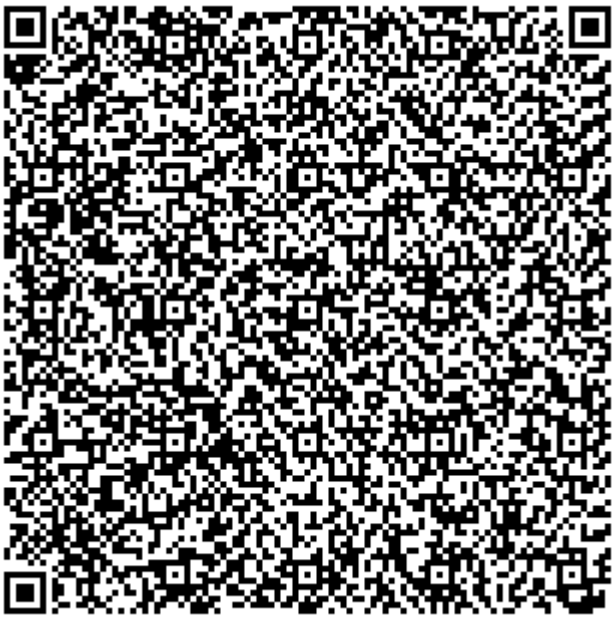
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Западная», аттестованной ФБУ «Ростест-Москва», регистрационный номер RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Западная

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81997-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Северная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Северная (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ±1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ±5 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Метрологически значимая часть ПО	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВГ1 500кВ ВЛ ПГРЭС	AGU-525 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 40087-08	DFK 525 кл.т. 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 23743-02	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 рег.№ 17049-09
2	ВГ2 500кВ ВЛ ПГРЭС	AGU-525 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 40087-08	DFK 525 кл.т. 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 23743-02	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
3	ВЛ 220 кВ Северная - Яйвинская ГРЭС 1 (ВЛ 220 кВ Яйва1)	TG245 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 30489-05	VCU кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
4	ВЛ 220 кВ Северная - Космос 1 (ВЛ 220 кВ Космос 1)	TG 245 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 15651-06	VCU кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
5	ВЛ 220 кВ Северная - Космос 2 (ВЛ 220 кВ Космос 2)	TG 245 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 15651-06	VCU кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	КВЛ 220 кВ Северная - Строгановская I цепь (КВЛ 220 кВ Строгановская1)	TG кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 30489-09	VCU кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег.№ 17049-09
7	КВЛ 220 кВ Северная - Строгановская II цепь (КВЛ 220 кВ Строгановская2)	TG кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 30489-09	VCU кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
8	ВЛ 220 кВ Яйвинская ГРЭС - Северная 2 (ВЛ 220 кВ Яйва2)	AGU-245 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 37848-08	VCU кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
9	КВЛ 220 кВ Яйвинская ГРЭС - Северная 4 (КВЛ 220 кВ Яйва4)	TG кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 30489-09	VCU кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
10	КВЛ 220 кВ Северная – КамаКалий (КВЛ 220 кВ КамаКалий)	TG кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 30489-09	VCU кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
11	ОВГ 220 кВ	AGU-245 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 37848-08	VCU кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1 – 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1 – 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1 – 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1 – 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), (±Δ), с					5

Примечания

1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для cosφ=1,0 нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для cosφ<1,0 нормируются от $I_{2\%}$.

2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 99 до 101
- ток, % от $I_{ном}$	от 1 до 120
- коэффициент мощности	0,87
- частота, Гц	от 49,85 до 50,15
температура окружающей среды, °С:	
- для счетчиков электрической энергии	от +21 до +25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- ток, % от $I_{ном}$	от 1 до 120
- коэффициент мощности, не менее	0,5
- частота, Гц	от 49,6 до 50,4
диапазон рабочих температур окружающей среды, °С:	
- для ТТ и ТН	от -45 до +40
- для счетчиков	от +10 до +30
- для УСПД	от +10 до +30
- для сервера, УССВ	от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
счетчики электроэнергии Альфа А1800:	
- средняя наработка до отказа, ч, не менее	120000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	72
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М:	
- средняя наработка до отказа, ч	140000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	72
УСПД ЭКОМ-3000:	
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	75000
радиосервер точного времени РСТВ-01:	
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	55000
Глубина хранения информации	
счетчики электроэнергии:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
при отключенном питании, лет, не менее	3
ИВК:	
- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

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

– в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:

– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:
– наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
– счетчиков электроэнергии;
– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
– испытательной коробки;
– УСПД.
– наличие защиты на программном уровне:
– пароль на счетчиках электроэнергии;
– пароль на УСПД;
– пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:
– счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
– УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	AGU-525	6 шт.
Трансформатор тока	TG245	3 шт.
Трансформатор тока	TG 245	6 шт.
Трансформатор тока	AGU-245	6 шт.
Трансформатор тока	TG	12 шт.
Трансформатор напряжения	DFK 525	3 шт.
Трансформатор напряжения	VCU	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	9 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.032.254.ФО	1 экз.

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 ЕНЭС ПС 500 кВ Северная», аттестованной ФБУ «Ростест-Москва», регистрационный номер RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Северная

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81998-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Пахра №509

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Пахра №509 (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ±1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ±5 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	КЛ 10 кВ Фидер №1 ООО "Моспродбаза"	ТЛК-10 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 42683-09	НТМИ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-53	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	ТК16L рег.№ 36643-07
2	КЛ 10 кВ Фидер №2 ООО "Моспродбаза"	ф. А: ТВК-10 кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 8913-82 ф. В: ТПЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-53	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	
3	КЛ 10 кВ Фидер №304	ТЛК-10 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 9143-06	ЗНОЛП-10 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	
4	КЛ 10 кВ Фидер №4 Пахра-Дружба-2	ТЛК-10 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 9143-06	ЗНОЛП-10 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	
5	КЛ 10 кВ Фидер №404	ТЛК-10 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 9143-06	ЗНОЛП-10 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	
6	КЛ 10 кВ Фидер №5 ООО "Финанс учет"	ТЛК-10 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 9143-06	ЗНОЛП-10 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	КЛ 10 кВ Фидер №6 ООО "Финанс учет"	ТЛК-10 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 9143-06	ЗНОЛП-10 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	ТК16L рег.№ 36643-07
8	КЛ 10 кВ Фидер №7 ООО "Финанс учет"	ТЛК-10 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 9143-06	ЗНОЛП-10 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	
9	КЛ 10 кВ Фидер №8 ООО "Финанс учет"	ТЛК-10 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 9143-06	ЗНОЛП-10 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	
10	КЛ 10 кВ Фидер №9 ПС "Садовая"	ф. А, С: ТЛО-10 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 25433-07 ф. В: ТЛО-10 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 25433-06	НТМИ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-53	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	
11	КЛ 10 кВ Фидер №11 Пахра-Дружба-1	ТЛК-10 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 9143-06	ЗНОЛП-10 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	
12	КЛ 10 кВ Фидер №12 ООО "Вертикаль"	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 51623-12	НТМИ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-53	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	
13	КЛ 10 кВ Фидер №13 ООО "Вертикаль"	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 51623-12	НТМИ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-53	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	
14	КЛ 0,4 кВ - Насосная 1	ТК-20 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1407-60	-	Dialog ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 22422-07	
15	КЛ 0,4 кВ - Насосная 2	ТК-20 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1407-60	-	Dialog ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 22422-07	
16	КЛ 0,4 кВ - Мегафон осн.	Т-0,66 У3 кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 36382-07	-	Dialog ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 22422-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
17	КЛ 0,4 кВ - Мегафон рез.	Т-0,66 У3 кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 36382-07	-	Dialog ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 22422-07	ТК16L рег.№ 36643-07
18	КЛ 0,4 кВ ф. СПП	ТШ-40 кл.т. 0,5 Ктт = 1500/5 рег. № 1407-60	-	Dialog ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 22422-07	

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 3 – 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
14 – 18 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,7	1,9

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 3 – 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
14 – 18 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	4,5	2,4	1,8
	0,5	-	2,9	1,6	1,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 3 – 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
14 – 18 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	2,1	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	1,9	1,7
	0,5	-	5,5	3,0	2,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\ \%}$,	$\delta_{20\ \%}$,	$\delta_{100\ \%}$,
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 3 – 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
14 – 18 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	5,4	3,9	3,5
	0,5	-	4,1	3,4	3,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), (±Δ), с					5

Примечания

1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для cosφ=1,0 нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для cosφ<1,0 нормируются от $I_{2\%}$.

2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 99 до 101
- ток, % от $I_{ном}$	от 1(5) до 120
- коэффициент мощности	0,87
- частота, Гц	от 49,85 до 50,15
температура окружающей среды, °С:	
- для счетчиков электроэнергии	от +21 до +25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- ток, % от $I_{ном}$	от 1(5) до 120
- коэффициент мощности, не менее	0,5
- частота, Гц	от 49,6 до 50,4
диапазон рабочих температур окружающей среды, °С:	
- для ТТ и ТН	от -45 до +40
- для счетчиков	от +10 до +30
- для УСПД	от +10 до +30
- для сервера, УССВ	от +18 до +24

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Dialog ZMD: - средний срок службы, лет - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	 30 72 55000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

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

– в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
  – параметрирования;
  – пропадания напряжения;
  – коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

– наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  – счетчиков электроэнергии;
  – промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  – испытательной коробки;
  – УСПД.
– наличие защиты на программном уровне:
  – пароль на счетчиках электроэнергии;
  – пароль на УСПД;
  – пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

– счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
– УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТЛК-10	26 шт.
Трансформатор тока	ТВК-10	1 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТК-20	6 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	6 шт.
Трансформатор тока	ТШ-40	3 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Dialog ZMD	18 шт.
Устройство сбора и передачи данных	TK16L	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.042.255.ФО	1 экз.

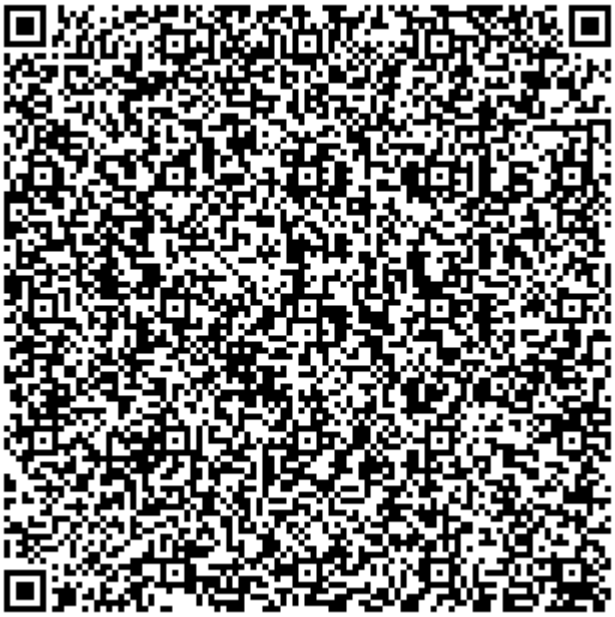
Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Пахра №509», аттестованной ФБУ «Ростест-Москва», регистрационный номер RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Пахра №509

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81999-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Машины электромеханические универсальные испытательные TINIUS OLSEN серии HxK-M

Назначение средства измерений

Машины электромеханические универсальные испытательные TINIUS OLSEN серии HxK-M (далее – машины) предназначены для измерения силы и перемещения при проведении механических испытаний образцов различных материалов на растяжение и сжатие.

Описание средства измерений

Принцип действия машин заключается в измерении величины силы (нагрузки), приложенной к испытуемому образцу, и величины перемещения траверсы.

Конструктивно машины состоят из основания, на котором установлены одна или две направляющие колонны и нагружающего устройства – подвижной траверсы.

Измерение силы происходит при помощи датчика силы, установленного на подвижной траверсе. Перемещение измеряется энкодером, установленным на валу двигателя, с последующим пересчётом импульсов в значение перемещения. Датчик силы является датчиком «двунаправленного» действия, поэтому используется для испытаний как на растяжение, так и на сжатие. Полученная информация отображается на компьютере или консольной панели в единицах измерения, выбранных при настройке конфигурации машины. Каждая машина может иметь несколько сменных датчиков силы. Идентификация дополнительных датчиков машиной происходит автоматически при подключении посредством считывания калибровочных данных и характеристик с модуля согласования сигнала датчика силы.

Модификации H1KS/T-M, H5KS/T-M имеют одну направляющую колонну, настольное исполнение с приводом в основании машины.

Модификации H10KS/T-M, H25KS/T-M, H50KS/T-M, H75KS/T-M, H100KS/T-M имеют две направляющие колонны, настольное исполнение с приводом в основании машины.

Модификации H100KU-M, H150KU-M, H200KU-M, H300KU-M имеют две направляющие колонны, напольное исполнение с приводом в основании машины.

Все модификации машин могут выпускаться с увеличенным ходом подвижной траверсы. В этом случае в модификацию машины добавляется буквенное обозначение E.

Модификации машин отличаются наибольшим пределом нагрузки, габаритными размерами, массой, исполнением. Все модификации имеют идентичные метрологические характеристики, контроллер управления и сбора данных и внешнее программное обеспечение. Машины выпускаются в тридцати двух модификации и имеют следующую структуру обозначения:

HxKS/T/U(E)-M, где:

- x – значение номинальной нагрузки в кН;
- S – настольная машина со встроенной консолью управления;
- T – настольная машина без внешней консоли;
- U – напольная машина;
- E – увеличенный ход подвижной траверсы.



Рисунок 1 – Общий вид машины электромеханической универсальной испытательные TINIUS OLSEN серии HxK-M модификации HxKS-M



Рисунок 2 – Общий вид машины электромеханические универсальные испытательные TINIUS OLSEN серии HxK-M модификации HxKT-M



Рисунок 3 – Общий вид машины электромеханической универсальной испытательные TINIUS OLSEN серии HxK-M модификации HxKU-M

Наименование модификации указано на заводской табличке, расположенной на задней части основания машины. Идентификация машины осуществляется последовательным визуальным осмотром рамы и заводских табличек датчиков силы, входящих в состав машины, отображающих информацию о верхних пределах измерений.

Пломбирование машин электромеханических универсальных испытательных TINIUS OLSEN серии HxK-M не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение машины ПО Horizon устанавливается на отдельный персональный компьютер под управлением операционной системы MS Windows.

ПО Horizon производит управление испытательной машиной в соответствии с испытательными методиками пользователя оборудования. Программное обеспечение позволяет управлять работой машины и в автоматическом режиме осуществлять измерения, запись результатов измерений в графической форме, а также в форме различных протоколов.

ПО Horizon является метрологически незначимой частью.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения Horizon

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Horizon
Номер версии ПО	V.10.0.8.0 и выше
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 –Метрологические характеристики

Модификация	Наименование характеристики / Значение		
	Диапазон измерений силы (нагрузки) на сжатие, кН*	Диапазон измерений силы (нагрузки) на растяжение, кН*	Диапазон измерений перемещения подвижной траверсы без нагрузки, мм
H1KS-M H1KT-M	от 0,00005 до 0,00500 от 0,00010 до 0,01000	от 0,00005 до 0,00500 от 0,00010 до 0,01000	от 0 до 445
H1KSE-M H1KTE-M	от 0,00025 до 0,02500 от 0,00050 до 0,05000 от 0,00100 до 0,10000 от 0,00250 до 0,25000 от 0,00500 до 0,50000 от 0,01000 до 1,00000	от 0,00025 до 0,02500 от 0,00050 до 0,05000 от 0,00100 до 0,10000 от 0,00250 до 0,25000 от 0,00500 до 0,50000 от 0,01000 до 1,00000	от 0 до 695
H5KS-M H5KT-M	от 0,00005 до 0,00500 от 0,00010 до 0,01000 от 0,00025 до 0,02500	от 0,00005 до 0,00500 от 0,00010 до 0,01000 от 0,00025 до 0,02500	от 0 до 750
H5KSE-M H5KTE-M	от 0,00050 до 0,05000 от 0,00100 до 0,10000 от 0,00250 до 0,25000 от 0,00500 до 0,50000 от 0,01000 до 1,00000 от 0,02500 до 2,50000 от 0,05000 до 5,00000	от 0,00050 до 0,05000 от 0,00100 до 0,10000 от 0,00250 до 0,25000 от 0,00500 до 0,50000 от 0,01000 до 1,00000 от 0,02500 до 2,50000 от 0,05000 до 5,00000	от 0 до 1000
H10KS-M H10KT-M	от 0,00005 до 0,00500 от 0,00010 до 0,01000 от 0,00025 до 0,02500	от 0,00005 до 0,00500 от 0,00010 до 0,01000 от 0,00025 до 0,02500	от 0 до 1100
H10KSE-M H10KTE-M	от 0,00050 до 0,05000 от 0,00100 до 0,10000 от 0,00250 до 0,25000 от 0,00500 до 0,50000 от 0,01000 до 1,00000 от 0,02500 до 2,50000 от 0,05000 до 5,00000 от 0,10000 до 10,00000	от 0,00050 до 0,05000 от 0,00100 до 0,10000 от 0,00250 до 0,25000 от 0,00500 до 0,50000 от 0,01000 до 1,00000 от 0,02500 до 2,50000 от 0,05000 до 5,00000 от 0,10000 до 10,00000	от 0 до 1400

Продолжение таблицы 2

Модификация	Наименование характеристики / Значение		
	Диапазон измерений силы (нагрузки) на сжатие, кН	Диапазон измерений силы (нагрузки) на растяжение, кН	Диапазон измерений перемещения подвижной траверсы без нагрузки, мм
H25KS-M H25KT-M	от 0,00005 до 0,00500 от 0,00010 до 0,01000 от 0,00025 до 0,02500 от 0,00050 до 0,05000	от 0,00005 до 0,00500 от 0,00010 до 0,01000 от 0,00025 до 0,02500 от 0,00050 до 0,05000	от 0 до 1100
H25KSE-M H25KTE-M	от 0,00100 до 0,10000 от 0,00250 до 0,25000 от 0,00500 до 0,50000 от 0,01000 до 1,00000 от 0,02500 до 2,50000 от 0,05000 до 5,00000 от 0,10000 до 10,00000 от 0,25000 до 25,00000	от 0,00100 до 0,10000 от 0,00250 до 0,25000 от 0,00500 до 0,50000 от 0,01000 до 1,00000 от 0,02500 до 2,50000 от 0,05000 до 5,00000 от 0,10000 до 10,00000 от 0,25000 до 25,00000	от 0 до 1400
H50KS-M H50KT-M	от 0,00005 до 0,00500 от 0,00010 до 0,01000 от 0,00025 до 0,02500 от 0,00050 до 0,05000	от 0,00005 до 0,00500 от 0,00010 до 0,01000 от 0,00025 до 0,02500 от 0,00050 до 0,05000	от 0 до 1100
H50KSE-M H50KTE-M	от 0,00100 до 0,10000 от 0,00250 до 0,25000 от 0,00500 до 0,50000 от 0,01000 до 1,00000 от 0,02500 до 2,50000 от 0,05000 до 5,00000 от 0,10000 до 10,00000 от 0,25000 до 25,00000 от 0,50000 до 50,00000	от 0,00100 до 0,10000 от 0,00250 до 0,25000 от 0,00500 до 0,50000 от 0,01000 до 1,00000 от 0,02500 до 2,50000 от 0,05000 до 5,00000 от 0,10000 до 10,00000 от 0,25000 до 25,00000 от 0,50000 до 50,00000	от 0 до 1400
H75KS-M H75KT-M	от 0,00005 до 0,00500 от 0,00010 до 0,01000 от 0,00025 до 0,02500 от 0,00050 до 0,05000	от 0,00005 до 0,00500 от 0,00010 до 0,01000 от 0,00025 до 0,02500 от 0,00050 до 0,05000	от 0 до 930
H75KSE-M H75KTE-M	от 0,00100 до 0,10000 от 0,00250 до 0,25000 от 0,00500 до 0,50000 от 0,01000 до 1,00000 от 0,02500 до 2,50000 от 0,05000 до 5,00000 от 0,10000 до 10,00000 от 0,25000 до 25,00000 от 0,50000 до 50,00000 от 0,75000 до 75,00000	от 0,00100 до 0,10000 от 0,00250 до 0,25000 от 0,00500 до 0,50000 от 0,01000 до 1,00000 от 0,02500 до 2,50000 от 0,05000 до 5,00000 от 0,10000 до 10,00000 от 0,25000 до 25,00000 от 0,50000 до 50,00000 от 0,75000 до 75,00000	от 0 до 1230

Продолжение таблицы 2

Модификация	Наименование характеристики / Значение		
	Диапазон измерений силы (нагрузки) на сжатие, кН	Диапазон измерений силы (нагрузки) на растяжение, кН	Диапазон измерений перемещения подвижной траверсы без нагрузки, мм
H100KS-M H100KT-M	от 0,00005 до 0,00500 от 0,00010 до 0,01000 от 0,00025 до 0,02500 от 0,00050 до 0,05000	от 0,00005 до 0,00500 от 0,00010 до 0,01000 от 0,00025 до 0,02500 от 0,00050 до 0,05000	от 0 до 1100
H100KSE-M H100KTE-M	от 0,00100 до 0,10000 от 0,00250 до 0,25000 от 0,00500 до 0,50000 от 0,01000 до 1,00000 от 0,02500 до 2,50000 от 0,05000 до 5,00000 от 0,10000 до 10,00000 от 0,25000 до 25,00000 от 0,50000 до 50,00000 от 0,75000 до 75,00000 от 1,00000 до 100,00000	от 0,00100 до 0,10000 от 0,00250 до 0,25000 от 0,00500 до 0,50000 от 0,01000 до 1,00000 от 0,02500 до 2,50000 от 0,05000 до 5,00000 от 0,10000 до 10,00000 от 0,25000 до 25,00000 от 0,50000 до 50,00000 от 0,75000 до 75,00000 от 1,0000 до 100,00000	от 0 до 1400
H100KU-M	от 0,025 до 2,500 от 0,050 до 5,000 от 0,100 до 10,000 от 0,250 до 25,000 от 0,500 до 50,000 от 1,000 до 100,000	от 0,025 до 2,500 от 0,050 до 5,000 от 0,100 до 10,000 от 0,250 до 25,000 от 0,500 до 50,000 от 1,000 до 100,000	от 0 до 1200
H150KU-M	от 0,025 до 2,500 от 0,050 до 5,000 от 0,100 до 10,000 от 0,250 до 25,000 от 0,500 до 50,000 от 1,000 до 100,000 от 1,500 до 150,000	от 0,025 до 2,500 от 0,050 до 5,000 от 0,100 до 10,000 от 0,250 до 25,000 от 0,500 до 50,000 от 1,000 до 100,000 от 1,500 до 150,000	от 0 до 1200
H200KU-M	от 0,025 до 2,500 от 0,050 до 5,000 от 0,100 до 10,000 от 0,250 до 25,000 от 0,500 до 50,000 от 1,000 до 100,000 от 1,500 до 150,000 от 2,000 до 200,000	от 0,025 до 2,500 от 0,050 до 5,000 от 0,100 до 10,000 от 0,250 до 25,000 от 0,500 до 50,000 от 1,000 до 100,000 от 1,500 до 150,000 от 2,000 до 200,000	от 0 до 1200
H300KU-M	от 0,025 до 2,500 от 0,050 до 5,000 от 0,100 до 10,000 от 0,250 до 25,000 от 0,500 до 50,000 от 1,000 до 100,000 от 1,500 до 150,000 от 2,000 до 200,000 от 3,000 до 300,000	от 0,025 до 2,500 от 0,050 до 5,000 от 0,100 до 10,000 от 0,250 до 25,000 от 0,500 до 50,000 от 1,000 до 100,000 от 1,500 до 150,000 от 2,000 до 200,000 от 3,000 до 300,000	от 0 до 1150
* – в таблице приведены все возможные диапазоны измерений силы (нагрузки) для каждой рамы при использовании различных сменных датчиков силы.			

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы (нагрузки) на сжатие в диапазоне от 1 % до 2 % включ. от наибольшего предела измерений (НПИ) датчика силы, %	±1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы (нагрузки) на растяжение в диапазоне измерения от 1 % до 2 % включ. от наибольшего предела измерений (НПИ) датчика силы, %	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы (нагрузки) на сжатие в диапазоне св. 2 % до наибольшего предела измерений (НПИ) датчика силы, %	±0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы (нагрузки) на растяжение в диапазоне св. 2 % до наибольшего предела измерений (НПИ) датчика силы, %	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений перемещения подвижной траверсы в диапазоне от 0 до 10 мм включ. без нагрузки, мкм	±50
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений перемещения подвижной траверсы в диапазоне св. 10 мм до наибольшего предела измерений (НПИ) без нагрузки, %	±0,5

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Модификация / Значение				
	H1KS-M H1KT-M	H5KS-M H5KT-M	H10KS-M H10KT-M	H25KS-M H25KT-M	H50KS-M H50KT-M
Габаритные размеры, мм, не более –длина –ширина –высота	 360 360 820 (1074)*	 450 490 1140 (1540)*	 450 650 1575 (1875)*		 500 720 1620 (1920)*
Диапазон задания скорости перемещения подвижной траверсы без нагрузки, мм/мин	от 0,05 до 1000				от 0,05 до 500
Масса, кг, не более	25	50	115	120	140
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 207 до 253 50/60				
Потребляемая мощность, Вт, не более	500				
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от +10 до +35 80				
Вероятность безотказной работы за 2000 ч	0,98				
Примечание: * – в скобках приведены значения для модификации с увеличенным ходом подвижной траверсы.					

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Модификация / Значение					
	H75KS-M H75KT-M	H100KS-M H100KT-M	H100KU-M	H150KU-M	H200KU-M	H300KU-M
Габаритные размеры, мм, не более –длина –ширина –высота	 500 720 1620 (1920)*	 502 720 1657 (1957)*	 685 1133 2440			
Диапазон скорости перемещения подвижной траверсы, мм/мин	от 0,05 до 500					
Масса, кг, не более	240	270	750	907	970	1050
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	230±23 50/60			380±38 50/60		
Потребляемая мощность, Вт	500	2000		3450		4600
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от +10 до +35 80					
Вероятность безотказной работы за 2000 ч	0,98					
Примечание: * – в скобках приведены значения для модификации с увеличенным ходом подвижной траверсы.						

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Машина электромеханическая универсальная испытательная TINIUS OLSEN серии HxK-M в составе: - рама; - датчик силы;		1 шт.
Программное обеспечение	Horizon	1 шт.
Дополнительный датчик силы (количество по требованию заказчика)		-

Продолжение таблицы 6

Наименование	Обозначение	Количество
Захваты (по заказу)		1 шт.
Преобразователи перемещений (экстензометры) (количество по требованию заказчика)		-
Руководство пользователя	«Руководство пользователя. Машины электромеханические универсальные испытательные TINIUS OLSEN серии HxK-M»	1 экз.
Руководство пользователя на ПО	«Руководство пользователя. Программное обеспечение Horizon»	1 экз.
Методика поверки	МП ТИнТ 237-2019 «ГСИ. Машины электромеханические универсальные испытательные TINIUS OLSEN серии HxK-M. Методика поверки»	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в Руководстве пользователя на ПО в Разделе «Закладка испытания с универсальными машинами (УИМ)».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к машинам электромеханическим универсальным испытательным TINIUS OLSEN серии HxK-M

Государственная поверочная схема для средств измерений силы (утверждённая приказом Росстандарта от 22 октября 2019 №2498);

Техническая документация «Tinius Olsen Ltd.», Великобритания.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 82000-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы для измерений параметров света фар автотранспортных средств, серия CAM-Box

Назначение средства измерений

Приборы для измерений параметров света фар автотранспортных средств, серия CAM-Box (далее – приборы) предназначены для измерений углов наклона светового пучка фары в вертикальной и горизонтальной плоскости.

Описание средства измерений

Принцип действия приборов основан на фокусировке светового пучка фары автотранспортного средства с помощью оптической линзы на светочувствительную электронно-оптическую матрицу и измерениях углов наклона светотеневой границы пучка ближнего света к плоскости рабочей площадки, на которую устанавливается автотранспортное средство.

Измерения могут производиться в ручном или автоматическом режимах работы приборов. В процессе измерений световой поток фары попадает на светочувствительную электронно-оптическую матрицу, размещенную в экране прибора, расположенному за линзой. Световой поток, попадающий на экран, преобразуется в электрические сигналы в электронных системах предварительной обработки, далее эти данные передаются в компьютер системы управления для окончательной обработки, отображения и хранения измерительной информации.

Приборы конструктивно состоят из:

- блок оптической камеры, в которой размещены: линза, светочувствительная электронно-оптическая матрица, которые служат для измерений углов наклона в вертикальной и углов отклонений в горизонтальной плоскости светотеневой границы пучка света фар, электронные узлы и блоки предварительной обработки измерительной информации;
- механических элементов для крепления и установки оптической камеры прибора относительно внешних фар автотранспортных средств;
- электромеханической системы позиционирования автомобиля перед оптической камерой;
- приборной стойки с пультом управления и компьютером.

Заводской номер приборов указывается на маркировочной наклейке, расположенной на задней части блока оптической камеры

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид приборов представлен на рисунке 1.

Общий вид блока оптической камеры представлен на рисунке 2.

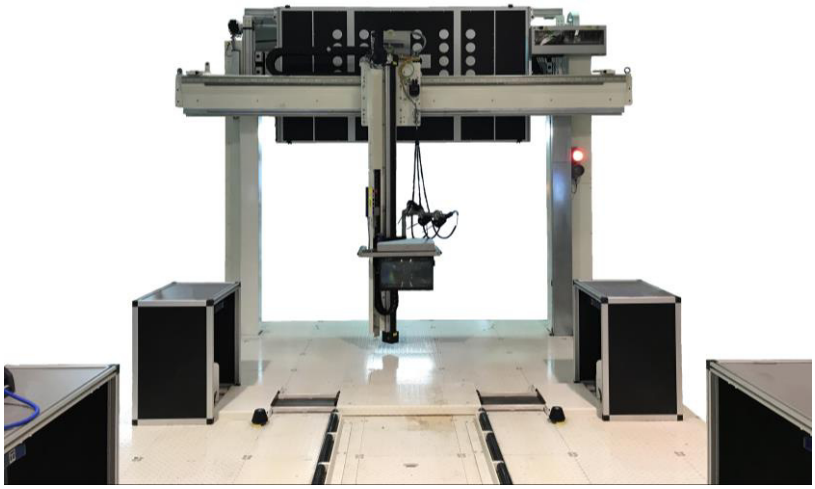


Рисунок 1 – Общий вид приборов



Рисунок 2 – Общий вид блока оптической камеры

Пломбирование приборов не предусмотрено.

Программное обеспечение

Для работы с приборами используется предустановленное в компьютер системы управления программное обеспечение «LoggingServer», «DsaServer», «DsaProtocolViewer», «IdServer», «PrintServer», «PlcServer», «FramegrabberServer», «HlaServer», «Manager», «SensorServer» (далее – ПО), устанавливаемое на персональный компьютер. ПО «LoggingServer», «DsaServer», «DsaProtocolViewer», «IdServer», «PrintServer», «PlcServer», «Manager» предназначено для управления функциональными возможностями приборов, подготовки к измерениям и отображения результатов измерений. ПО «FramegrabberServer», «HlaServer», «SensorServer» используется для проведения измерений и обработки результатов измерений

Аппаратная и программная части, работая совместно, обеспечивают заявленные точности конечных результатов измерений.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО
LoggingServer	7.2.6.0	-
DsaServer	1.0.0.1	-
DsaProtocolViewer	1.0.0.1	-
IdServer	1.0.0.1	-
PrintServer	1.0.0.1	-
PlcServer	1.0.0.1	-
FramegrabberServer	7.1.3.0	-
HlaServer	1.0.0.1	-
Manager	1.0.0.1	-
SensorServer	1.16.1.0	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений углов наклона светового пучка фары в вертикальной и горизонтальной плоскости, º:	± 5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений углов отклонения светового пучка фары в вертикальной и горизонтальной плоскости, º:	± 0,0859

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальная высота измерений, мм:	1000
Минимальная высота измерений, мм:	200
Напряжение питания, В:	24
Габаритные размеры блока оптической камеры (Д×Ш×В), мм, не более:	800×600×480
Масса блока оптической камеры, кг, не более:	44,3
Рабочий диапазон температур, °С:	от +15 до +35

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Прибор для измерений параметров света фар автотранспортных средств, серия CAM-Box	-	1 шт.
Система управления	-	1 шт.
Комплект принадлежностей и приспособлений	-	1 комплект
Руководство по эксплуатации на русском языке	-	1 экз.
Методика поверки	МП АПМ 30-20	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в главе 12 «Прибор для измерений параметров света фар автотранспортных средств, серия CAM-Box. Руководство по эксплуатации»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к приборам для измерений параметров света фар автотранспортных средств серии CAM-Box

Техническая документация BEP EUROPE NV, Бельгия

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 82001-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы цифровые диагностические для измерений геометрических параметров колесных пар подвижного состава «Комплекс-2С»

Назначение средства измерений

Комплексы цифровые диагностические для измерений геометрических параметров колесных пар подвижного состава «Комплекс-2С», (далее – Комплекс-2С) предназначены для измерений геометрических параметров цельнокатаных колес электропоездов, выявления степени износа колесных пар на ходу электропоездов, регистрации неисправностей колесных пар и оперативной передачи полученной информации на ближайший пункт технического обслуживания.

Описание средства измерений

Принцип действия Комплекса-2С основан на самосканировании колес с использованием набора активных измерительных датчиков триангуляционного типа. Для этой цели каждое из колес параллельно и независимо сканируется двумя цифровыми оптическими датчиками (внутренним и наружным). Последующая совместная обработка данных позволяет определить профиль поверхности катания в системе отсчета колеса, после чего рассчитать значения контролируемых геометрических параметров.

Комплекс-2С состоит из вычислительного шкафа и напольного оборудования, которое включает в себя цифровые оптические датчики, датчики синхронизации и опорную раму.

Вычислительный шкаф представляет собой металлический корпус, в котором установлены: блок управления и синхронизации (БУС), блок управления питанием (БУП), управляющая ЭВМ, коммутатор, источник бесперебойного питания (ИБП) и индикатор.

Во время прохождения поезда датчики синхронизации формируют и передают в БУС сигналы о заходе колеса в зону измерений и выходе из нее (прерывания). Из БУСа прерывания передаются в оптические датчики. Цифровые оптические датчики выполняют необходимое количество измерительных циклов. Число циклов соответствует числу колесных пар в составе.

После передачи данных на управляющую ЭВМ проводится вычисление трехмерных координат точек поверхности катания колеса в системе отсчета Комплекса-2С. Далее после совместной обработки данных со всех оптических датчиков вычисляются геометрические параметры колес.

Коммутатор обеспечивает прием-передачу данных от цифровых оптических датчиков, БУСа и БУПа управляющей ЭВМ.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Общий вид Комплекса-2С, место пломбирования представлены на рисунках 1, 2 и 3.



Рисунок 1 – Напольное оборудование Комплекса-2С



Рисунок 2 – Вычислительный шкаф Комплекса-2С



Рисунок 3 – Управляющая ЭВМ
(а) – Место пломбировки от несанкционированного доступа управляющей ЭВМ

Программное обеспечение

Программное обеспечение предназначено для измерения и отображение геометрических параметров цельнокатаных колес электропоездов, выявление степени износа колесных пар на ходу электропоездов, регистрация неисправностей колесных пар и оперативной передачи полученной информации на ближайший пункт технического обслуживания (ПТО)

Уровень защиты программного обеспечения по Р 50.2.077-2014 – «средний».

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Receiver64.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.0.0.223
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	6ACEFF522F1FCD66FFBF62A72A731FEB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	**2**
Диапазон измерений, мм:	
– толщины гребня	от 28 до 34
– высоты гребня	от 27 до 36
– крутизны гребня	от 6 до 11
– ширины обода	от 133 до 137
– разницы диаметров	от 0 до 5
– расстояния между внутренними гранями колес	от 1436 до 1444
Пределы допускаемой абсолютной погрешности единичных измерений (с доверительной вероятностью 0,95), мм:	
– толщины гребня	±0,5
– высоты гребня	±0,5
– крутизны гребня	±0,5
– ширины обода	±0,5
– разницы диаметров	±0,5
– расстояния между внутренними гранями колес	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности серии из 10 измерений (с доверительной вероятностью 0,95), мм:	
– толщины гребня	±0,2
– высоты гребня	±0,2
– крутизны гребня	±0,4
– ширины обода	±0,2
– разницы диаметров	±0,4
– расстояния между внутренними гранями колес	±0,2

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Условия по эксплуатации напольного оборудования:	
– температура окружающего воздуха, °С	от –50 до +50
– относительная влажность при плюс 35 ºС и более низких температурах, без конденсации влаги, %, не более	80
– атмосферное давление, кПа	от 80 до 105

Продолжение таблицы 3

1	2
Условия по эксплуатации вычислительного шкафа: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность при плюс 35 ºС и более низких температурах, без конденсации влаги, %, не более – атмосферное давление, кПа	 от +10 до +35 75 от 80 до 105
Габаритные размеры цифрового оптического датчика ТГБК.001.05, мм, не более – длина – ширина – высота	 600 280 280
Габаритные размеры цифрового оптического датчика ТГБК.001.05-01, мм, не более – длина – ширина – высота	 600 280 280
Габаритные размеры опорной рамы, мм, не более – длина – ширина – высота	 4600 2200 600
Габаритные размеры датчика синхронизации, мм, не более – длина – ширина – высота	 100 70 50
Габаритные размеры вычислительного шкафа, мм, не более – длина – ширина – высота	 600 600 800
Масса, кг, не более – цифрового оптического датчика ТГБК.001.05 – цифрового оптического датчика ТГБК.001.05-01 – опорной рамы – датчика синхронизации – вычислительного шкафа	 15 15 550 3 60
Параметры электрического питания: – напряжение электрического тока, В – частота переменного тока, А	 220±5% 50±0,2
Потребляемая мощность, кВт, не более	3
Наработка на отказ, ч	9000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на табличку методом гравировки, которая крепится на вычислительном шкафе и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность поставки

Наименование	Обозначение	Кол.
1	2	3
Датчик цифровой оптический	ТГБК.001.05	2 шт.
Датчик цифровой оптический	ТГБК.001.05-01	2 шт.
Рама опорная	—	1 шт.
Датчик синхронизации		6 шт.
Шкаф вычислительный		1 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Приспособление калибровочное	5Р.1038.342	1 шт.
Комплект кабелей		1 шт.
Комплект программного обеспечения		1 шт.
Комплект эксплуатационных документов		1 шт.
Методика поверки «ГСИ. Комплексы цифровые диагностические для измерений геометрических параметров колесных пар подвижного состава «Комплекс-2С». Методика поверки»	ТГБК.013МП	1 шт.
Методика измерений «Государственная система обеспечения единства измерений. Геометрические параметры колесных пар подвижного состава. Методика измерений комплексом цифровым диагностическим для измерений геометрических параметров колесных пар подвижного состава «Комплекс-2С»	1015-RA.RU.311735-2020	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в методике измерений 1015-RA.RU.311735-2020 «Государственная система обеспечения единства измерений. Геометрические параметры колесных пар подвижного состава. Методика измерений комплексом цифровым диагностическим для измерений геометрических параметров колесных пар подвижного состава «Комплекс-2С».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к комплексам цифровым диагностическим для измерений геометрических параметров колесных пар подвижного состава «Комплекс-2С»

ТГБК.013 ТУ «Комплексы цифровые диагностические для измерений геометрических параметров колесных пар подвижного состава «Комплекс-2С». Технические условия»

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 82002-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерительные C-VIEW

Назначение средства измерений

Системы измерительные C-VIEW (далее по тексту – системы) предназначены для измерений параметров сетей связи, характеризующих качество услуг связи, их целостность и устойчивость функционирования по количеству передаваемой/принимаемой информации, длительности, скорости, вариациям задержки и потерям в передачи/приеме информации, разности (расхождения) применяемых шкал времени относительно национальной шкалы времени Российской Федерации UTC(SU).

Описание средства измерений

Принцип действия систем основан на определении характеристик трафика в точках подключения к сети связи и выполнении процедур сбора, обработки, передачи и представления результатов измерений.

Функционально конструкция систем состоит из средств:

- проведения измерений характеристик трафика;
- сбора результатов измерений;
- передачи результатов измерений;
- обработки и представления результатов измерений.

Структурно-функциональная схема системы показана на рисунке 1.

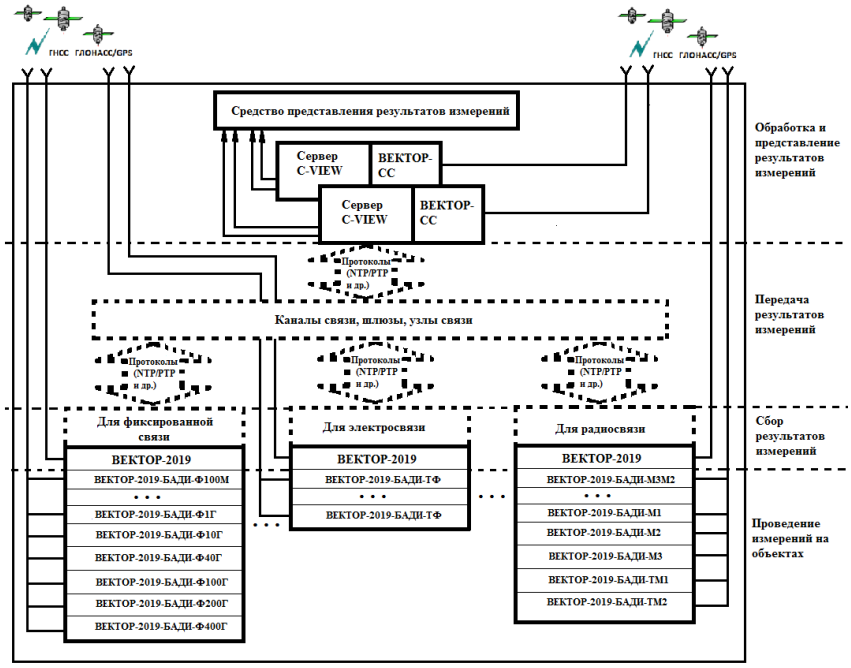


Рисунок 1 – Структурно-функциональная схема системы

Внешний вид составных частей системы представлен на рисунке 2.

Место нанесения знака утверждения типа

Модуль приемовычислительный ВЕКТОР-СС

Место пломбировки



Сервер C-VIEW



Комплекс измерительный ВЕКТОР-2019



Блок аппаратный для дистанционных измерений параметров сетей передачи данных серии ВЕКТОР-2019-БАДИ-XXXXX модели ВЕКТОР-2019-БАДИ-Ф10Г



Блок аппаратный для дистанционных измерений параметров сетей передачи данных серии ВЕКТОР-2019-БАДИ-XXXXX модели ВЕКТОР-2019-БАДИ-М3М2

Рисунок 2 – Внешний вид составных частей системы

Программное обеспечение

Специальное программное обеспечение (ПО) систем состоит из ПО для сервера C-VIEW не ниже 1.0 и ПО для комплекса измерительного ВЕКТОР-2019-ПО не ниже 1.0.

Конструкция систем исключает возможность несанкционированного влияния на ПО. Специальных средств защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО не требуется, уровень защиты по рекомендации Р 50.2.077-2014 «низкий».

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	C-VIEW	ВЕКТОР-2019-ПО
Идентификационный номер ПО	не ниже 1.0	не ниже1.0
Цифровой идентификатор ПО	77fed5b1a40bb8617f499231d5505ccf	74376f456fdf25b08979131b33ee3caf
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5	md5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемого смещения внутренней шкалы времени относительно национальной шкалы времени Российской Федерации UTC(SU) в режиме Stratum 1 в течение не менее 2 часов, мкс	±0,25
Пределы допускаемой погрешности хранения внутренней шкалы времени относительно национальной шкалы времени Российской Федерации UTC(SU) в автономном режиме за сутки, мкс	±4,92
Диапазон измерений объема информации, байт	от 10 до 10^{10}
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объема информации, байт	±1
Диапазон измерений длительности соединений по сети передачи данных, с	от 1,0 до 86400
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений длительности соединений по сети передачи данных, с	±0,3
Диапазон измерений скорости передачи информации, бит/с	от 10^4 до 10^{10}
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений скорости передачи информации, %	±1
Диапазон измерения средней задержки передачи пакетов данных (PD), с	от 0 до 1,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения средней задержки передачи пакетов данных, нс	±50
Диапазон измерения вариации задержки передачи пакетов данных (PDV), с	от 0 до 0,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения вариации задержки передачи пакетов данных, нс	±50
Диапазон измерения коэффициента потерь пакетов данных (PL) за период измерений	от 0 до 1

продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Максимальная допускаемая относительная погрешность измерения коэффициента потерь пакетов данных за период измерений, %	$1{,}5 \cdot 10^{-3}$
Диапазон измерения пропускной способности канала передачи данных, бит/с	от 512 до 10^{10}
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения пропускной способности канала передачи данных, %	±1

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	 от 198 до 242 от 49,5 до 50,5
Потребляемая мощность составных частей, В·А, не более - сервер С-VIEW - суммарная потребляемая мощность комплекса измерительного ВЕКТОР-2019	 1000 2000
Габаритные размеры составных частей (длина х ширина х высота), мм, не более - сервер С-VIEW - комплекс измерительный ВЕКТОР-2019 - ВЕКТОР-2019-БАДИ-XXXXX - ВЕКТОР-2019-БАДИ-XXXXX для размещения в стойке 19 дюймов	 483 х 287 х 43 483 х 287 х 483 55×50×35 483 х 287 х 43
Масса, кг, не более - сервер С-VIEW - комплекс измерительный ВЕКТОР-2019 - ВЕКТОР-2019-БАДИ-XXXXX - ВЕКТОР-2019-БАДИ-XXXXX для размещения в стойке 19 дюймов	 4 20 0,075 4
Условия эксплуатации	По группе 2 ГОСТ 22261-94

Знак утверждения типа

Наносится типографским способом на руководство по эксплуатации системы и в виде наклейки на верхние панели составных частей системы.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование, тип	Обозначение	Количество шт./экз.
Система измерительная С-VIEW	-	1*
Руководство по эксплуатации	62.01.12-001-45037638-2020 РЭ	1
Паспорт	62.01.12-001-45037638-2020 ПС	1
Методика поверки	62.01.12-001-45037638-2020 МП	1
* Комплект поставки определяется по согласованию с Заказчиком		

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в разделе 2 руководства по эксплуатации 62.01.12-001-45037638-2020 РЭ

Нормативные документы, устанавливающие технические требования к системам измерительным C-VIEW

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

ГОСТ Р 8.873-2014 ГСИ. Государственная поверочная схема для технических систем и устройств с измерительными функциями, осуществляющих измерения объемов (количества) цифровой информации (данных), передаваемых по каналам Интернет и телефонии

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

62.01.12-001-45037638-2020 ТУ «Системы измерительные C-VIEW. Технические условия»

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 82003-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Машины испытательные универсальные серии AlfaTest X

Назначение средства измерений

Машины испытательные универсальные серии AlfaTest X (далее - машины) предназначены для измерений силы и перемещения подвижной траверсы при испытаниях образцов материалов на растяжение, сжатие, изгиб.

Описание средства измерений

Принцип действия машин основан на преобразовании электромеханическим приводом машины электрической энергии в линейное перемещение подвижной траверсы. При перемещении траверсы к испытуемому образцу одновременно прикладывается сила, которая преобразуется тензорезисторным датчиком силы в электрический сигнал, изменяющийся пропорционально приложенной силе. Перемещение подвижной траверсы с помощью датчика – энкодера также в виде электрического сигнала попадает в систему измерений перемещения.

Конструктивно машины состоят из основания, на котором закреплены нагружающая рама и направляющие колонны с подвижной и неподвижной траверсами, захватами для крепления испытываемого образца на траверсах, привода подвижной траверсы, датчика силы, датчика перемещения подвижной траверсы, системы измерения и управления.

Сила, прикладываемая к испытываемому образцу, измеряется тензорезисторным датчиком силы, размещенным на траверсе, который может работать на растяжение и сжатие.

Диапазон измерений перемещения подвижной траверсы зависит от высоты рамы и установочных приспособлений. Машины могут выпускаться в исполнении L с увеличенным диапазоном измерений перемещений подвижной траверсы. Значения силы и перемещения отображаются на дисплее персонального компьютера.

Система измерений и управления предназначена для управления режимами работы машин, обработки, хранения, отображения и передачи значений силы, перемещения на внешние устройства.

Модификации машин отличаются между собой внешним видом, диапазонами измерений, габаритными размерами и массой:

- машины модификаций AlfaTest X0.1, AlfaTest X0.2, AlfaTest X0.5, AlfaTest X1.0, AlfaTest X2.0, AlfaTest X3.0, AlfaTest X5.0 – одноколонные машины, работающие в режиме растяжения/сжатия;
- машины модификаций AlfaTest X005, AlfaTest X010, AlfaTest X020, AlfaTest X030, AlfaTest X050, AlfaTest X100, AlfaTest X150, AlfaTest X200, AlfaTest X250, AlfaTest X300, AlfaTest X400, AlfaTest X500, AlfaTest X600 – двухколонные машины, работающие в режиме растяжения/сжатия;

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид машин испытательных универсальных серии AlfaTest X представлен на рисунках 1 – 2.



Рисунок 1 – Общий вид машин испытательных универсальных серии AlfaTest X одноколонных



Рисунок 2 – Общий вид машин испытательных универсальных серии AlfaTest X двухколонных

Пломбирование машин не предусмотрено.

Программное обеспечение

Для работы с машинами используется метрологические значимое программное обеспечение «LabX» (далее – ПО), устанавливаемое на персональный компьютер. ПО разработано специально для машин и служит для управления их функциональными возможностями, а также для обработки и отображения результатов измерений.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационное наименование ПО	LabX
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 6.87
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Модификация	Диапазон измерений силы, кН	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы, %	Диапазон измерений перемещений подвижной траверсы, мм	Диапазон измерений перемещений подвижной траверсы для исполнения L, мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений перемещения подвижной траверсы без нагрузки в диапазоне от 0,05 до 10 мм включ., мм	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений перемещения подвижной траверсы без нагрузки в диапазоне св. 10 мм до верхнего предела измерений, %
AlfaTest X0.1	от 0,0002 до 0,1	±0,5	от 0,05 до 980	от 0,05 до 1180	±0,1	±0,5
AlfaTest X0.2	от 0,0004 до 0,2					
AlfaTest X0.5	от 0,001 до 0,5					
AlfaTest X1.0	от 0,002 до 1					
AlfaTest X2.0	от 0,004 до 2					
AlfaTest X3.0	от 0,006 до 3					
AlfaTest X5.0	от 0,01 до 5					
AlfaTest X005	от 0,01 до 5		от 0,05 до 1150	от 0,05 до 1350		
AlfaTest X010	от 0,02 до 10					
AlfaTest X020	от 0,04 до 20					
AlfaTest X030	от 0,06 до 30		от 0,05 до 1050	от 0,05 до 1250		
AlfaTest X050	от 0,1 до 50					
AlfaTest X100	от 0,2 до 100		от 0,05 до 1150	от 0,05 до 1350		
AlfaTest X150	от 0,3 до 150		от 0,05 до 1250	от 0,05 до 1450		
AlfaTest X200	от 0,4 до 200					
AlfaTest X250	от 0,5 до 250					
AlfaTest X300	от 0,6 до 300					
AlfaTest X400	от 0,8 до 400		от 0,05 до 1800	от 0,05 до 2000		
AlfaTest X500	от 1 до 500					
AlfaTest X600	от 1,2 до 600					

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Модификация	Наибольшая скорость перемещения подвижной траверсы, мм/мин	Габаритные размеры, мм (Д×Ш×В), не более	Габаритные размеры для исполнения L, мм (Д×Ш×В), не более	Масса, кг, не более
AlfaTest X0.1	500[1)]	500×380×1600	500×380×1800	120
AlfaTest X0.2				
AlfaTest X0.5				
AlfaTest X1.0				
AlfaTest X2.0				
AlfaTest X3.0				
AlfaTest X5.0				
AlfaTest X005	500[1)]	740×420×1720	740×420×1920	260
AlfaTest X010				
AlfaTest X020				
AlfaTest X030	500	850×480×1865	850×480×2065	460
AlfaTest X050				
AlfaTest X100	500	1000×550×2100	1000×550×2300	850
AlfaTest X150				
AlfaTest X200	500	1050×700×2450	1050×700×2650	1800
AlfaTest X250				
AlfaTest X300				
AlfaTest X400	250	1400×1000×2800	1400×1000×3000	3100
AlfaTest X500				
AlfaTest X600				

[1)] - наибольшая скорость перемещения подвижной траверсы по заказу может быть увеличена до 1000 мм/мин

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания переменного тока, В	220^{+22}_{-22} 380^{+60}_{-20}
Частота, Гц	50/60
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	 от +15 до +35 80

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист эксплуатационной документации и на переднюю поверхность корпуса машины в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Машина испытательная универсальная серии AlfaTest X в комплекте	-	1 шт.
Электронный блок управления	-	1 шт.
Комплект кабелей соединительных	-	1 компл.
Приспособления для проведения испытаний	-	по заказу

Продолжение таблицы 5

Наименование	Обозначение	Количество
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.
Методика поверки	МП АПМ 42-20	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 2 «Машина испытательная универсальная серии AlfaTest X. Руководство по эксплуатации.»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к машинам испытательным универсальным серии AlfaTest X

ТУ 26.51.62-001- 40843429-2020 «Машины испытательные универсальные серии AlfaTest X, AlfaTest H. Технические условия.»

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 82004-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Машины испытательные универсальные серии AlfaTest H

Назначение средства измерений

Машины испытательные универсальные серии AlfaTest H (далее - машины) предназначены для измерений силы и перемещения подвижной траверсы при испытаниях образцов материалов на растяжение, сжатие, изгиб.

Описание средства измерений

Принцип действия машин основан на преобразовании тензометрическим датчиком силы нагрузки, приложенной к испытываемому образцу, либо давления в гидроцилиндре, пропорционального измеряемой силе в электрический сигнал, передающийся в электронный блок управления. Машины используют гидроэнергию масла для перемещения поршня в масляном цилиндре и создания нагрузки.

Машины состоят из силового основания с гидроцилиндром и нижней нагружающей площадкой, четырёх силовых колонн, верхней неподвижной траверсы с верхней нагружающей площадкой, гидростанции гидропривода, датчика силы, установленного на верхней неподвижной траверсе или в нагружающей гидравлической линии, электронного блока управления, установленного в стойке управления.

Испытываемый образец устанавливается в рабочее пространство между нижней и верхней нагружающими площадками. Нагрузка, прикладываемая к испытываемому образцу, измеряется датчиком силы, который работает на сжатие.

Система управления состоит из электронного блока управления. Блок управления представляет собой отдельный модуль с органами управления и индикации и предназначен для управления работой машины, задания параметров испытаний и обработки результатов испытаний.

Максимальная высота рабочего пространства зависит от высоты рамы и установочных приспособлений. Машины могут выпускаться в исполнении L с увеличенной высотой рабочего пространства. Значения силы и перемещения отображаются на дисплее персонального компьютера.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид машин испытательных универсальных серии AlfaTest H и гидравлической насосной станции представлен на рисунках 1 – 2.



Рисунок 1 – Общий вид машин испытательных универсальных серии AlfaTest H



Рисунок 2 – Общий вид гидравлической насосной станции

Пломбирование машин не предусмотрено.

Программное обеспечение

Для работы с машинами используется метрологические значимое программное обеспечение «LabX» (далее – ПО), устанавливаемое на персональный компьютер. ПО разработано специально для машин и служит для управления их функциональными возможностями, а также для обработки и отображения результатов измерений.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационное наименование ПО	LabX
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 9.0
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Модификация	Диапазон измерений силы (нагрузки), кН	Диапазон измерений перемещений подвижной траверсы, мм
AlfaTest H300	от 6 до 300	от 0,05 до 200
AlfaTest H600	от 12 до 600	
AlfaTest H1000	от 20 до 1000	
AlfaTest H1200	от 24 до 1200	
AlfaTest H1500	от 30 до 1500	
AlfaTest H2000	от 40 до 2000	

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы (нагрузки), %	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений перемещения подвижной траверсы без нагрузки в диапазоне от 0,05 до 10 мм включ., мм	±0,1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений перемещения подвижной траверсы без нагрузки в диапазоне св. 10 до 200 мм, %	±0,5

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Модификация	Максимальная высота рабочего пространства, мм	Габаритные размеры испытательной рамы, мм (Д×Ш×В) не более	Масса испытательной рамы, кг, не более
AlfaTest H300	700	745×685×1905	1450
AlfaTest H600		760×690×2055	1750
AlfaTest H1000	750	830×720×2155	2350
AlfaTest H1200			
AlfaTest H1500	1050	920×810×2850	4000
AlfaTest H2000		1100×850×3135	5800

Таблица 5 – Основные технические характеристики исполнения L

Модификация	Максимальная высота рабочего пространства, мм	Габаритные размеры испытательной рамы, мм (Д×Ш×В) не более	Масса испытательной рамы, кг, не более
AlfaTest H300	от 0,05 до 900	745×685×2105	1450
AlfaTest H600		760×690×2255	1750
AlfaTest H1000	от 0,05 до 950	830×720×2355	2350
AlfaTest H1200			
AlfaTest H1500	от 0,05 до 1250	920×810×3050	4000
AlfaTest H2000		1100×850×3335	5800

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры гидравлической насосной станции, мм (Д×Ш×В) не более	1200×700×800
Масса гидравлической насосной станции, кг, не более	300
Диапазон задания скорости перемещения гидроцилиндра, мм/мин	от 0 до 60
Напряжение питания переменного тока, В	380^{+38}_{-38}
Частота, Гц	50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	 от +15 до +35 80

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист эксплуатационной документации и на переднюю поверхность корпуса машины в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Машина испытательная универсальная серии AlfaTest H в комплекте	-	1 шт.
Гидравлическая насосная станция	-	1 шт.
Электронный блок управления	-	1 шт.
Комплект кабелей соединительных	-	1 комплект
Комплект гидравлических шлангов	-	1 комплект
Приспособление для проведения испытаний	-	По заказу
Руководство по эксплуатации на русском языке	-	1 шт.
Паспорт	-	1 шт.

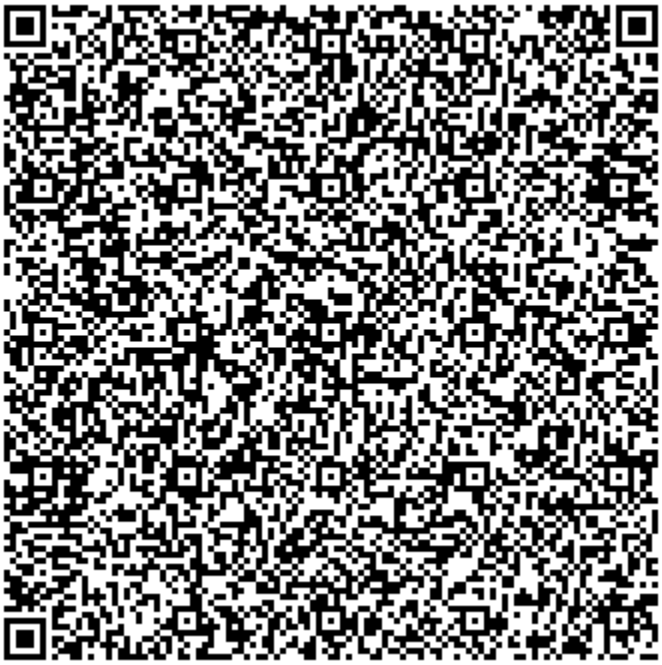
Продолжение таблицы 7

Наименование	Обозначение	Количество
Методика поверки	МП АПМ 43-20	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 2.4 «Руководство по эксплуатации. Машина испытательная универсальная серии AlfaTest H.»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к машинам испытательным универсальные серии AlfaTest H

ТУ 26.51.62-001- 40843429-2020 «Машины испытательные универсальные серии AlfaTest X, AlfaTest H. Технические условия.»



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 82005-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Микроомметры Prime-200, Prime-600

Назначение средства измерений

Микроомметры Prime-200, Prime-600 (далее по тексту – микроомметры) предназначены для измерений электрического сопротивления постоянному току в безиндуктивных и индуктивных цепях.

Описание средства измерений

Принцип действия микроомметров основан на измерении падения напряжения постоянного тока на объекте измерений, возникающего при пропускании через него постоянного тока неизменной силы от внутреннего источника тока и вычислении значения сопротивления по закону Ома. Входной аналоговый сигнал преобразуется с помощью аналого-цифрового преобразователя (АЦП), обрабатывается, и результат измерений отображается на цифровом графическом жидкокристаллическом дисплее (ЖК-дисплее). Управление процессом измерений осуществляется при помощи встроенного микропроцессора.

Микроомметры предназначены как для измерений электрического сопротивления постоянному току в безиндуктивных цепях (контакты выключателей, вводы, шины), так и в индуктивных цепях (обмотки трансформаторов, электродвигателей).

Измерения производятся при двух направлениях тока по 4-х проводной схеме (схеме Кельвина), исключающей влияние сопротивления соединительных проводников.

Микроомметры могут работать в ручном и автоматическом режиме работы, в режиме измерений статического или динамического сопротивления, в режиме измерений электрического сопротивления объекта, заземленного с двух сторон.

Режим измерений динамического сопротивления применяется для измерений сопротивления дугогасительных контактов в момент срабатывания высоковольтного элегазового или вакуумного выключателя, что позволяет сделать вывод о состоянии контактов выключателя и степени их износа.

При измерении электрического сопротивления объекта, заземленного с двух сторон, ток утечки через кабель заземления измеряется специальными токовыми клещами (опция) и вычитается из конечного результата, таким образом, электрическое сопротивление участка цепи измеряется корректно.

Процесс управления всеми функциями микроомметров осуществляется через систему меню с помощью поворотного переключателя или сенсорного ЖК-дисплея.

Результаты измерений могут быть сохранены в памяти микроомметров или на внешнем USB флэш-накопителе, распечатаны на встроенном термопринтере, либо переданы на внешний компьютер через интерфейс связи USB.

В микроомметрах имеются календарь и часы. В целях безопасности микроомметры оснащены функциями автоматического разряда измерительной цепи.

Основные узлы микроомметров: стабилизированный источник постоянного измерительного тока, устройство измерений напряжения постоянного тока, микропроцессор, схема интерфейсов, ЖК-дисплей, источник питания.

Микроомметры выпускаются в двух модификациях: Prime-200 и Prime-600, отличающихся значением выходного тока.

Конструктивно микроомметры выполнены в переносных пластиковых корпусах в виде кейса с откидной крышкой и ручкой для переноски.

На лицевой панели размещены разъем сети питания, предохранитель, клемма заземления, разъемы интерфейса USB, термопринтер, сенсорный ЖК-дисплей, поворотный переключатель управления, разъем для подключения внешнего датчика температуры, разъемы для подключения внешних токовых клещей, разъемы для подключения измерительных кабелей, световые индикаторы.

Питание микроомметров осуществляется от сети переменного тока.

Общий вид микроомметров представлен на рисунках 1 – 2.

Пломбирование микроомметров Prime-200, Prime-600 не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид микроомметров Prime-200



Рисунок 2 – Общий вид микроомметров Prime-600

Программное обеспечение

Микроомметры функционируют под управлением встроенного программного обеспечения (ПО), которое реализовано аппаратно и является метрологически значимым. Метрологические характеристики микроомметров нормированы с учетом влияния ПО. Встроенное ПО заносится в защищенную от записи память микропроцессора микроомметров предприятием-изготовителем и недоступно для потребителя.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	–
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.00
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики микроомметров Prime-200

Измерительный ток, А	Предел измерений	Разрешение (е.м.р.)	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, мкОм, мОм
В режиме измерений статического сопротивления			
от 5 до 200	1000,0 мкОм	0,1 мкОм	±(0,002·Rизм.+1 е.м.р.)
	10,000 мОм	0,001 мОм	
	100,00 мОм	0,01 мОм	
	1000,0 мОм	0,1 мОм	
В режиме измерений динамического сопротивления			
от 5 до 200	10,00 мОм	0,01 мОм	±(0,002·Rизм.+1 е.м.р.)
	100,0 мОм	0,1 мОм	
	1000 мОм	1 мОм	
Примечания Rизм. – измеренное значение электрического сопротивления постоянному току, мкОм, мОм; е.м.р. – единица младшего разряда			

Таблица 3 – Метрологические характеристики микроомметров Prime-600

Измерительный ток, А	Предел измерений	Разрешение (е.м.р.)	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, мкОм, мОм
В режиме измерений статического сопротивления			
от 5 до 600	1000,0 мкОм	0,1 мкОм	±(0,002·Rизм.+1 е.м.р.)
	10,000 мОм	0,001 мОм	
	100,00 мОм	0,01 мОм	
	1000,0 мОм	0,1 мОм	
В режиме измерений динамического сопротивления			
от 5 до 600	10,00 мОм	0,01 мОм	±(0,002·Rизм.+1 е.м.р.)
	100,0 мОм	0,1 мОм	
	1000 мОм	1 мОм	
Примечания Rизм. – измеренное значение электрического сопротивления постоянному току, мкОм, мОм; е.м.р. – единица младшего разряда			

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	 230 50/60
Габаритные размеры, мм, (длина×ширина×высота)	470×357×176
Масса, кг	13,5
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %, не более	 от +10 до +40 80
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	10 000

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель микроомметров способом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Микроомметр Prime-200, Prime-600 (модификация по заказу)	–	1 шт.
Кабели измерительные	–	1 к-т
Зажим типа «крокодил»	–	2 шт.
Наконечник	–	2 шт.
Кабель заземления	–	1 шт.
Кабель USB	–	1 шт.
Кабель питания	–	1 шт.
USB флэш-накопитель	–	1 шт.
Предохранитель 200 мА	–	1 шт.
Предохранитель 25 А	–	1 шт.
Стилус для сенсорного экрана	–	1 шт.
Сумка для кабелей и принадлежностей	–	1 шт.
Токовые клещи	PME-DG-SNS	1 шт. [1)]
Датчик температуры бесконтактный	PME-TMP-SNS	1 шт. [1)]
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	ИЦРМ-МП-218-20	1 экз.
Примечание – [1)] - опция		

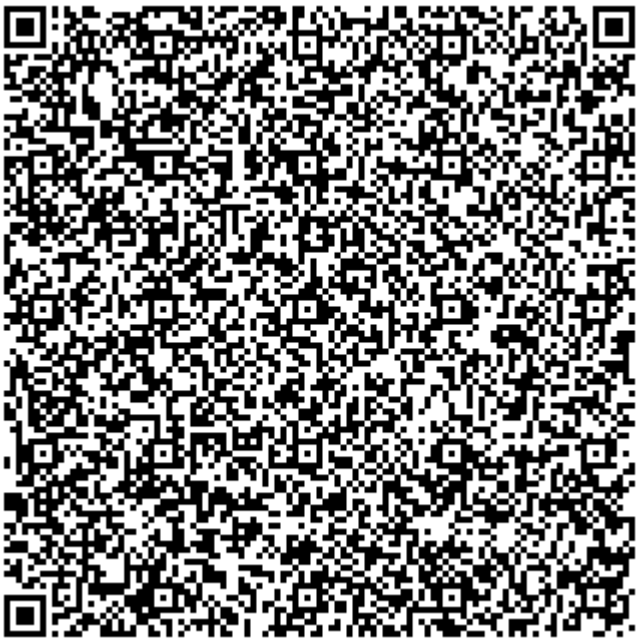
Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в руководстве по эксплуатации в разделе «Проведение испытаний».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к микроомметрам Prime-200, Prime-600

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

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»

Техническая документация компании «EuroSMC, S.A.», Испания



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 82006-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерительного узла налива АСН-Д-100 модели АСН-Д-100-К2

Назначение средства измерений

Системы измерительного узла налива АСН-Д-100 модели АСН-Д-100-К2 (далее - Системы) предназначены для автоматизированных измерений массы и объема нефтепродуктов в рабочих условиях при наливе в автомобильные цистерны.

Описание средства измерений

Принцип действия Систем основан на динамическом методе измерений в потоке количества нефтепродуктов с применением расходомера массового Promass. Перекачка нефтепродукта осуществляется из резервуара с помощью самовсасывающего электронасосного агрегата. Затем нефтепродукт через индикатор предельного давления, фильтр жидкости с автоматическим воздухоотводчиком и манометрами, расходомер массовый Promass, двухпроходный электромагнитный клапан, устройство налива поступает в автомобильные цистерны. Возможно осуществлять перекачку (слив) нефтепродукта из автомобильных цистерн через Систему в резервуар.

Управление работой Системы осуществляется с помощью программного обеспечения «Топаз-Нефтебаза», установленного на персональном компьютере, либо пультом дистанционного управления «Топаз -103М1». Программное обеспечение «Топаз-Нефтебаза» осуществляет:

- отпуск нефтепродуктов по заданной дозе объем (масса);
- учет отпущенного и принятого количества нефтепродукта по каждой Системе;
- индикацию измерительной и технологической информации;
- протоколирование работы Систем и действий оператора.

Пульт дистанционного управления «Топаз -103М1» обеспечивает:

- формирование и выдачу управляющих и аварийных сигналов;
- отпуск нефтепродуктов по заданной дозе объем (масса);
- индикацию измерительной и технологической информации.

Каждая Система представляет собой набор следующих основных блоков:

- монтажная рама с защитным поддоном и облицовкой;
- терминал защиты у управления VM-11;
- устройство отсчётное «Топаз-106К1Е»;
- самовсасывающий электронасосный агрегат;
- индикатор предельного давления;
- фильтр для нефтепродуктов с автоматическим воздухоотводчиком;
- два манометра для контроля загрязнения фильтра для нефтепродуктов;
- расходомер массовый Promass (модификации Promass F 300), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 68358-17;
- двухпроходный электромагнитный клапан;
- устройства налива.

Общий вид систем представлен на рисунке 1.

К системам данного типа относятся системы модели АСН-Д-100-К2 заводские номера 4.19, 5.19, 6.19, 7.19.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа и обозначение места нанесения знака поверки на электронный блок расходомера массового Promass представлена на рисунке 2. Знак поверки наносится давлением на пломбу или специальную мастику, установленную на шлице двух винтов электронного блока расходомера массового Promass.



Рисунок 1 – Общий вид Системы



Рисунок 2 – Схема пломбировки электронного блока расходомера массового Promass

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) Систем является встроенным в устройство отсчётное «Топаз-106К1Е».

Идентификационные данные ПО Систем приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Топаз
Номер версии (идентификационный номер) ПО	561
Цифровой идентификатор ПО	-

Уровень защиты ПО и измерительной информации Систем соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон объемного (массового) расхода, $м^3$/час, (т/ч)	от 25,0 до 100,0 (от 22,7 до 70,0)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %, объёмного (массового) расхода	±0,15 (±0,2)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %, по объёму (по массе)	±0,15 (±0,2)

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Минимальный объём (масса) продукта, л (кг)	2000 (1000)
Число разрядов индикатора, л (т)	99999
Дискретность задания дозы выдаваемого продукта, л (кг)	1 (1)
<u>Рабочие условия эксплуатации:</u> Максимальное давление измеряемой жидкости, МПа Диапазон измерения плотности измеряемой жидкости, $кг/м^3$ Диапазон вязкости измеряемой жидкости, $см^2/с$ (сСт) Диапазон измерения температура измеряемой жидкости, °С Температура окр. среды для систем налива (без ПДУ), °С Температура окр. среды для пульта ДУ, °С Потребляемая мощность, кВт, не более Напряжение питания от сети переменного тока, В, трёхфазного (однофазного)	 0,8 от 700 до 1100 от 0,55 до100 от -40 до +50 от -40 до +40 от +10 до+50 16 380±5% (220±5%)
Масса нетто, не более, кг	900
Габаритные размеры, мм, не более Длина Ширина Высота	 1693 943 1720
Маркировка взрывозащиты	Ex II Gc IIA T3
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист руководства по эксплуатации Систем типографским способом.

Комплектность средства измерений

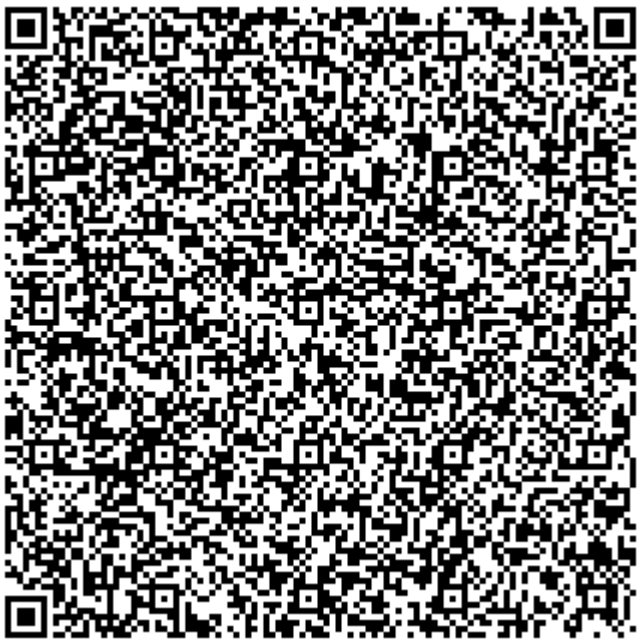
Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Системы измерительного узла налива АСН-Д-100 модели АСН-Д-100-К2, зав. №№ 4.19, 5.19, 6.19, 7.19)	-	4 шт.
Руководство по эксплуатации совмещенное с паспортом. Системы измерительного узла налива АСН-Д-100 модели АСН-Д-100-К2		4 экз.
ГСИ. Системы измерительного узла налива АСН-Д-100 модели АСН-Д-100-К2. Методика поверки.	МП 1157-14-2020	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделах 4 и 5 документа «Руководство по эксплуатации совмещенное с паспортом. Системы измерительного узла налива АСН-Д-100 модели АСН-Д-100-К2».

Нормативные документы, устанавливающие требования к Системам измерительного узла налива АСН-Д-100 модели АСН-Д-100-К2

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 82007-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы элементные LECO 828/928

Назначение средства измерений

Анализаторы элементные LECO 828/928 (далее – анализаторы) предназначены для измерения массовой доли углерода, водорода, азота и серы в органических материалах различного происхождения в соответствии с аттестованными (стандартизованными) методиками (методами) измерений (при использовании в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов основан на сжигании навески образца при высокой температуре в атмосфере чистого кислорода с последующим анализом образующихся газообразных продуктов горения.

В анализаторах 928 серии твердый или жидкий образец перед началом измерения взвешивают в керамической лодочке и помещают ее в автоматический загрузчик проб. При анализе жидких проб допускается использование никелевых вкладышей в лодочки или использование глазурованных лодочек. Загрузчик переносит лодочку с пробой в шлюз горизонтальной трубчатой печи анализатора, где удаляются атмосферные газы. После продувки лодочка автоматически проталкивается толкателем загрузчика в рабочую зону печи, где происходит сгорание пробы. Для обеспечения быстрого и полного сгорания пробы атмосфера печи состоит из чистого кислорода с дополнительным потоком кислорода из керамического кислородного копья, сопло которого расположено непосредственно над пробой в лодочке. Продукты горения через систему пылевых фильтров, железную вату для поглощения химически агрессивных продуктов горения и термоэлектрический охладитель для удаления влаги собираются из печи при помощи насоса в балластной емкости.

В анализаторах 928 серии, в которых происходит определение содержания серы, отсутствуют железная вата и термоэлектрический охладитель, вместо них используется только ангидрон для поглощения влаги. Также, в этих моделях перед балластной емкостью, после насоса устанавливается недисперсионная инфракрасная ячейка (NDIR) SO_2 для контроля хода процесса сжигания и полноты сгорания пробы.

По завершении заполнения балластной емкости, собранные газы перемешиваются и выдавливаются поршнем в одну из двух петлей дозатора 3 $см^3$ или 10 $см^3$. Из петли газовая доза вымывается инертным газом-носителем гелием или аргоном в NDIR ячейки для определения серы (в виде SO_2), углерода (в виде CO_2) и в ячейку по теплопроводности (ТС) для определения азота (в виде N_2). В отличие от NDIR ячеек, ТС ячейка химически неспецифична, поэтому для обеспечения точного количественного обнаружения N_2 перед ячейкой используется комплект реагентов и скрубберов для удаления посторонних газов и восстановления оксидов азота. Для удаления диоксида углерода используется реактив на основе щелочи (Lecosorb), для удаления влаги – ангидрон, для удаления кислорода - горячая металлическая медь. При сжигании пробы часть азота переходит в форму оксидов вида (NOx) которые необходимо восстановить до N_2. Для этого применяется нагреваемая восстановительная трубка, заполненная патентованным восстановительным реагентом (N-catalyst).

В анализаторах 828 серии, образец перед началом анализа взвешивают в оловянной капсуле или в чашечке из оловянной фольги и помещают в загрузчик карусельного типа, расположенный над вертикальной кварцевой печью анализатора. Также допускается использование желатиновых капсул при определении только азота. Анализатор сначала сбрасывает образец в герметичную камеру продувки, где удаляется атмосферный газ. После продувки проба автоматически сбрасывается далее в керамический пористый тигель внутри рабочей зоны печи. Возможен ручной ввод жидких проб при помощи шприца, непосредственно в печной тигель при использовании специальной загрузочной головки с септой. Для обеспечения полного и быстрого сгорания пробы атмосфера печи состоит из чистого кислорода с дополнительным потоком кислорода, направляемым к образцу в тигле через кварцевое кислородное копье. Газообразные продукты сгорания удаляются из печи и собираются в балластном объеме. Газообразные продукты сгорания эвакуируются из печи через вторичную печь, заполненную окисью кальция для удаления галогенов, галидов и далее через систему пылевых фильтров собираются в балластной емкости. В моделях анализатора FP828/828P, измеряющих только азот, перед балластной емкостью дополнительно установлены трубка с железной ватой, для удаления химически агрессивных соединений и термоэлектрический охладитель для удаления влаги. По завершении заполнения балластной емкости, собранные газы перемешиваются и выдавливаются поршнем в одну из двух петлей дозатора 3 $см^3$ или 10 $см^3$, а также часть газов выдавливается непосредственно в NDIR ячейку H_2O для количественного определения водорода, в моделях анализатора предусматривающих измерение водорода. Из петли газовая доза вымывается инертным газом-носителем гелием или аргоном в NDIR ячейку для определения углерода (в виде CO_2) и в ячейку по теплопроводности (ТС) для определения азота (в виде N_2). В отличие от NDIR ячеек, ТС ячейка химически неспецифична, поэтому для обеспечения точного количественного обнаружения N_2 перед ячейкой используется комплект реагентов и скрубберов для удаления посторонних газов и восстановления оксидов азота. Для удаления диоксида углерода используется реактив на основе щелочи (Lecosorb), для удаления влаги – ангидрон, для удаления кислорода - горячая металлическая медь. При сжигании пробы часть азота переходит в форму оксидов вида (NOx) которые необходимо восстановить до N_2. Для этого применяется нагреваемая восстановительная трубка, заполненная патентованным восстановительным реагентом (N-catalyst). Для моделей, измеряющих содержание серы используется дополнительный печной модуль с горизонтальной керамической печью где происходит параллельное, независимое сжигание навески в керамической лодочке, а образовавшиеся газы при помощи насоса, через трубки с ангидроном для удаления влаги эвакуируются в NDIR ячейку для определения серы (в виде SO_2), расположенную в основном аналитическом блоке.

Конструктивно анализаторы состоят из основного аналитического блока, системного блока компьютера, сенсорного экрана, системы подачи газов, керамической горизонтальной и/или кварцевой U-образной печей для сжигания образцов, колонок для восстановления азота, поглощения воды, оксида углерода и химически агрессивных продуктов сжигания. Для проведения измерений на анализаторе используют следующие газы: кислород чистотой не менее 99,999 %, гелий чистотой не менее 99,999 % или аргон чистотой не менее 99,999 %, сжатый воздух или азот чистотой не менее 99,6 % (без примеси масла, паров воды или пыли). Гелий или аргон используются в качестве газа-носителя.

Анализ выполняется автоматически под управлением программного обеспечения, которое проводит все вычисления, контролирует параметры анализатора, отслеживает состояние основных узлов анализатора, их диагностику и т.д. Окончательный результат выдается в массе или массовой доле азота, углерода, водорода и серы. В результаты можно ввести поправку на содержание влаги в анализируемой пробе для автоматического расчета результатов на сухую основу. Имеется возможность в автоматическом режиме выводить результат измерения азота в пересчете на белок различной природы.

Анализаторы выпускаются 10 моделей, которые отличаются измеряемыми параметрами и техническими характеристиками: FP928, CN928, CNS928, NS928, FP828, FP828P, CN828, CN828S, CHN828, а также модели CHN828+ S832, CN828+ S832, где S832 – отдельный блок для определения серы. Блок S832 подключается к основному блоку CN828 или CHN828 и может работать только в паре с основным.

Общий вид анализаторов приведен на рисунках 1-4.



Рисунок 1 – Общий вид анализатора CHN828+S832



Рисунок 2 - Общий вид анализаторов CNS928



Рисунок 3 – Общий вид анализаторов FP828



Рисунок 4 – Общий вид анализаторов FP928

Пломбирование анализаторов не предусмотрено. Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

Анализаторы оснащены программным обеспечением, позволяющим осуществлять настройку параметров анализа, контроль и сбор данных во время процесса измерений, обрабатывать и сохранять полученные результаты измерений, проводить их статистическую обработку и архивирование, передавать результаты измерений на принтер, экспортировать результаты измерений во внешние автоматические системы сбора и хранения данных. Так же программное обеспечение позволяет осуществлять удалённый мониторинг работы анализаторов через Интернет.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения (в таблице – ПО)

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	Cornerstone
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.9.4
Цифровой идентификатор ПО	отсутствует

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики анализаторов 928 серии

Наименование характеристики	Значение характеристики для модели			
	FP928	CN928	CNS928	NS928
Диапазоны измерений массовой доли* (массы), % (мг):				
- азота	от 0,01 до 100 (от 0,02 до 300)	от 0,01 до 100 (от 0,02 до 300)	от 0,01 до 100 (от 0,02 до 300)	от 0,01 до 100 (от 0,02 до 300)
- углерода	-	от 0,01 до 100 (от 0,02 до 200)	от 0,01 до 100 (от 0,02 до 200)	-
- водорода	-	-	-	-
- серы	-	-	от 0,01 до 25 (от 0,02 до 50)	от 0,01 до 25 (от 0,02 до 50)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массовой доли элемента**, %:				
- азота	± 8	± 8	± 8	± 8
- углерода	-	± 8	± 8	-
- водорода	-	-	-	-
- серы	-	-	± 8	± 8

* Диапазон измерений массовой доли азота, углерода, водорода и серы приведен для массы навески 200 мг.
** Значения погрешности нормированы для ГСО 11337-2019 и ГСО 10825-2016

Таблица 3 – Метрологические характеристики анализаторов 828 серии

Наименование характеристики	Значение характеристики для модели					
	FP828	FP828P	CHN828	CHN828+ S832	CN828	CN828+ S832
Диапазоны измерений массовой доли* (массы), % (мг):						
- азота	от 0,02 до 100 (от 0,04 до 300)	от 0,01 до 100 (от 0,02 до 300)	от 0,01 до 100 (от 0,02 до 300)	от 0,01 до 100 (от 0,02 до 300)	от 0,01 до 100 (от 0,02 до 300)	от 0,01 до 100 (от 0,02 до 300)
- углерода	-	-	от 0,01 до 87,5 (от 0,02 до 175)	от 0,01 до 87,5 (от 0,02 до 175)	от 0,01 до 87,5 (от 0,02 до 175)	от 0,01 до 87,5 (от 0,02 до 175)
- водорода	-	-	от 0,01 до 8,5 (от 0,02 до 17)	от 0,01 до 8,5 (от 0,02 до 17)	-	-
- серы	-	-	-	от $4 \cdot 10^{-3}$ до 15 (от 0,008 до 30)	-	от $4 \cdot 10^{-3}$ до 15 (от 0,008 до 30)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массовой доли элемента**, %:						
- азота	± 8	± 8	± 8	± 8	± 8	± 8
- углерода	-	-	± 8	± 8	± 8	± 8
- водорода	-	-	± 8	± 8	-	-
- серы	-	-	-	± 8	-	± 8

* Диапазон измерений массовой доли азота, углерода, водорода и серы приведен для массы навески 200 мг.
** Значения погрешности нормированы для ГСО 11337-2019 и ГСО 10825-2016

Таблица 4 - Основные технические характеристики анализаторов 828 серии

Наименование характеристики	Значение характеристики для модели					
	FP828	FP828P	CHN828	CHN828+S832	CN828	CN828+S832
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	230±23 50/60					
Потребляемая мощность, В·А, не более	2760	2760	2760	6210	2760	6210
Габаритные размеры, см, не более: - высота - ширина - длина	 59 79 80	 59 79 80	 59 79 80	 145 125 159	 59 79 80	 145 125 159
Масса, кг, не более	113	113	113	201	113	201
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %	от 15 до 35 от 20 до 80					

Таблица 5 - Основные технические характеристики анализаторов 928 серии

Наименование характеристики	Значение характеристики для модели			
	FP928	CN928	CNS928	NS928
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	230±23 50/60			
Потребляемая мощность, В·А, не более	2760			
Габаритные размеры, см, не более: - высота - ширина - длина	 112 150 76	 112 150 76	 112 150 76	 112 150 76
Масса, кг, не более	188	188	188	188
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %	от 15 до 35 от 20 до 80			

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

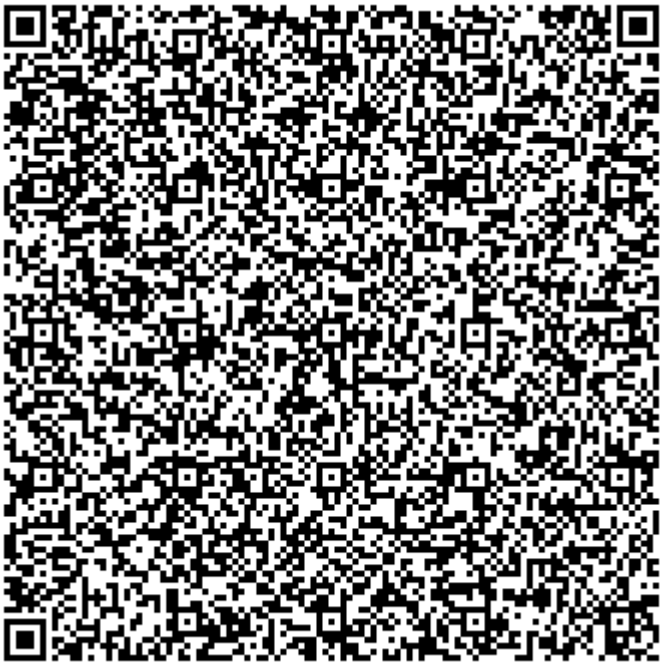
Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор элементный	LECO 828/928	1 шт.
Программное обеспечение	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	МП 108-241-2020	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 3 Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам элементным LECO 828/928

Техническая документация фирмы «LECO Corporation», США



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 82008-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики воды крыльчатые Home

Назначение средства измерений

Счетчики воды крыльчатые Home (далее по тексту – счетчики) предназначены для измерений объема холодной питьевой воды по СанПиН 2.1.4.1074-01 и горячей воды по СанПиН 2.1.4.2496-09, протекающих по трубопроводам систем горячего и холодного водоснабжения.

Описание средства измерений

Принцип работы счетчиков основан на измерении числа оборотов крыльчатки, которая вращается в корпусе счетчика под воздействием потока протекающей воды. Количество оборотов крыльчатки пропорционально объему воды, протекающий через счетчики.

Поток воды, пройдя фильтр, подается в корпус счетчиков, поступает в измерительную полость, внутри которой на специальных опорах вращается крыльчатка. Вода, пройдя зону вращения крыльчатки, поступает в выходной патрубок. Передача вращения крыльчатки в счетный механизм осуществляется при помощи магнитной связи.

Масштабирующий редуктор счетного механизма приводит число оборотов крыльчатки к значениям протекшей воды в $м^3$. Индикаторное устройство имеет барабанчики для указания количества $м^3$, а также стрелочные указатели для указания долей $м^3$. На шкале индикаторного устройства имеется сигнальная звездочка, обеспечивающая повышение разрешающей способности счетчика.

Конструктивно счетчики состоят из:

- корпуса (проточной части);
- счетного механизма с индикаторным устройством.

Счетчики изготовлены из коррозионно-устойчивых материалов. Детали, соприкасающиеся с водой, изготовлены из материалов, не снижающих качество воды, стойких к ее воздействию в пределах рабочего диапазона температур.

По метрологическим характеристикам счетчики относятся к классу В при горизонтальной установке, к классу А при вертикальной установке по ГОСТ Р 50193.1- 92.

Пример условного обозначения счетчиков:

Home-20/90i

- Импульсный выход
- Исполнение:
  90 - счётчики горячей воды;
  40 – счётчики холодной воды.
- Диаметр:
  15-15 мм; 20–20 мм; 25-25 мм; 32-32 мм; 40-40 мм; 50-50 мм.
- Счетчик воды крыльчатый.

Общий вид счетчиков приведен на рисунке 1. Пломбирование или нанесение знака поверки осуществляется при помощи нанесения оттиска поверительного клейма на свинцовую пломбу. Место пломбирования или нанесения знака поверки приведено на рисунке 2.

Знак поверки наносится в паспорт и/или на свидетельство о поверке в соответствии с действующим законодательством, а также в виде оттиска поверительного клейма на свинцовую пломбу в соответствии с рисунком 2.



Рисунок 1 – Общий вид счетчиков

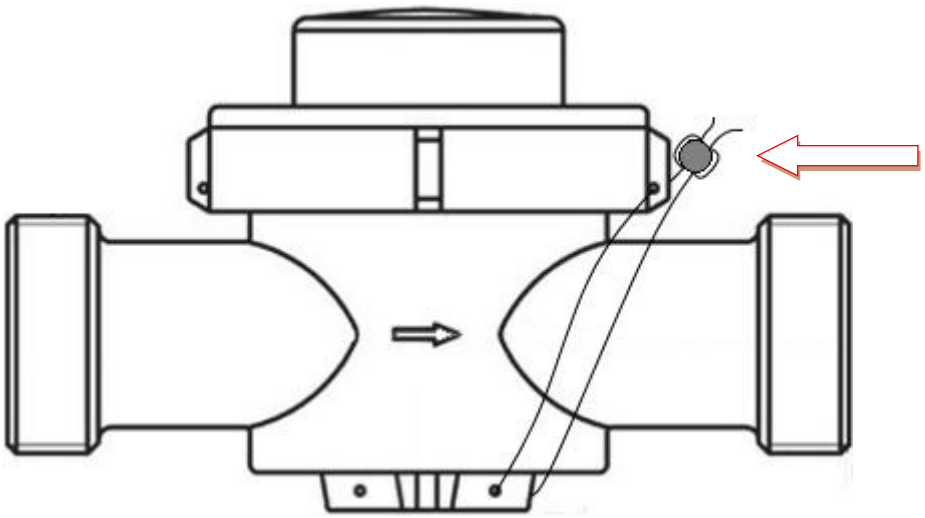


Рисунок 2 - Место пломбирования или нанесения знака поверки

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение					
1	2					
Диаметр условного прохода Ду, мм	15	20	25	32	40	50
Метрологический класс по ГОСТ Р 50193.1-92	А (вертикальная установка) В (горизонтальная установка)					
Минимальный расход Q_{min}, $м^3$/ч, для счетчиков: - класса А - класса В	 0,06 0,03	 0,10 0,05	 0,14 0,07	 0,24 0,12	 0,40 0,20	 1,20 0,45
Переходный расход Q_t, $м^3$/ч, для счетчиков: - класса А - класса В	 0,15 0,12	 0,25 0,20	 0,35 0,28	 0,60 0,48	 1,00 0,80	 4,50 3,00
Номинальный расход Q_n, $м^3$/ч	1,5	2,5	3,5	6,0	10,0	15,0
Максимальный расход Q_{max}, $м^3$/ч	3	5	7	12	20	30
Порог чувствительности, $м^3$/ч, не более	$0,5Q_{min}$					
Пределы допускаемой относительной погрешности, % -в диапазоне расходов от Q_{min} до Q_t -в диапазоне расходов от Q_t до Q_{max} включительно	 ±5 ±2					

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение					
1	2					
Диаметр условного прохода Ду, мм	15	20	25	32	40	50
Потеря давления при максимальном расходе, МПа, не более	0,1					
Цена наименьшего деления шкалы индикаторного устройства, $м^3$	0,0001				0,001	
Емкость индикаторного устройства, $м^3$	99999,999					
Максимальное рабочее избыточное давление воды, МПа	1,6					
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP 68					
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +90					
Условия эксплуатации: - диапазон температуры окружающей среды, °С - относительная влажность при 35 °С, без конденсации влаги, %, не более	 от +5 до +50 80					
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	240×140×145					
Масса, кг, не более	5,4					
Средний срок службы, лет, не менее	12					
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	104000					

Знак утверждения типа

типа наносится на лицевую панель счетчиков методом фотопечати и на титульный лист руководства по эксплуатации счетчиков типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик воды крыльчатый Home	По заказу	1 шт.
Руководство по эксплуатации		1 экз.
Паспорт		1 экз.
Комплект монтажных частей	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в Разделе 1 «Описание и работа» «Счетчики воды крыльчатые HOME. Руководство по эксплуатации».

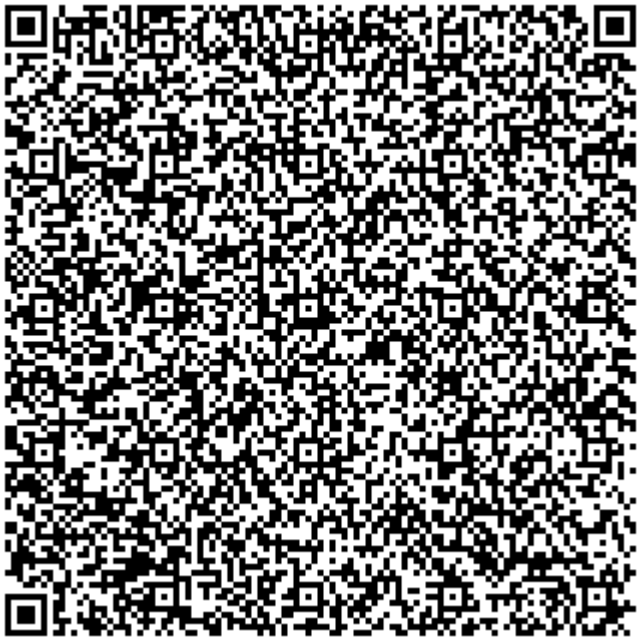
Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам воды крыльчатым Home

ГОСТ Р 50193.1-92 Измерение расхода воды в закрытых каналах. Счетчики холодной питьевой воды. Технические требования

ГОСТ Р 50193.3-92 Измерение расхода воды в закрытых каналах. Счетчики холодной питьевой воды. Методы испытаний

ГОСТ Р 50601-93 Счетчики питьевой воды крыльчатые. Общие технические условия

ТУ 4213-001-81722229-2020 Счетчики воды крыльчатые Home. Технические условия



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 82009-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики тахометрические GROEN

Назначение средства измерений

Счетчики тахометрические GROEN (далее по тексту – счетчики) предназначены для измерений объема питьевой воды по СанПиН 2.1.4.1074-01, воды в тепловых сетях и системах теплоснабжения по СанПиН 2.1.4.2496-09.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на измерении числа оборотов чувствительного элемента (крыльчатки или турбинки), вращающегося под действием потока протекающей воды. Количество оборотов чувствительного элемента пропорционально объему воды, протекающей через счетчик.

Конструктивно счетчики состоят из:

- корпуса;
- счетного механизма.

Поток воды, через фильтр, подается в корпус счетчика, поступает в измерительную полость, внутри которой установлен чувствительный элемент (крыльчатка или турбинка - в зависимости от модификации). Передача вращения чувствительного элемента в счетный механизм, в зависимости от модели, осуществляется при помощи магнитной связи или посредством прямой кинематической связи чувствительного элемента с измеряемой средой. Вода, пройдя зону вращения чувствительного элемента, поступает в выходной патрубок. Механический редуктор счетного механизма приводит число оборотов чувствительного элемента к значениям протекшей воды в $м^3$. Индикаторное устройство имеет барабанчики для указания количества объема в $м^3$, а также стрелочные указатели для указания долей $м^3$. На шкале индикаторного устройства имеется сигнальная звездочка, обеспечивающая повышение разрешающей способности счетчика.

Счетчики изготовлены из коррозионно-устойчивых материалов. Детали, соприкасающиеся с водой, изготовлены из материалов, не снижающих качество воды, стойких к ее воздействию в пределах рабочего диапазона температур.

В зависимости от исполнения счетчики отличаются:

- метрологическими характеристиками;
- диаметром условного прохода;
- конструктивным исполнением;
- габаритными размерами;
- массой.

Счетчики выпускаются в модификациях WR, DR, WT, WI, Dual, Dual BY. Все модификации счетчиков имеют исполнение с импульсным выходом. Счетчики модификаций WR могут иметь исполнение GL, в котором камера счетного механизма заполнена раствором глицерина. Счетчики модификации Dual - комбинированные счётчики холодной воды. Счётчик состоит из основного счётчика воды, клапана и дополнительного счётчика воды, которые объединены в одном. Различаются две модификации данных приборов: Dual - основной и дополнительный счётчик расположены на одной линии, Dual BY - основной и дополнительный счётчик расположены параллельно, то есть дополнительный счётчик стоит в обводной линии в корпусе с фланцами, как единый измерительный узел.

Общий вид счетчиков приведен на рисунках 1 - 5. Место нанесения знака утверждения типа и место нанесения знака поверки приведены на рисунках 6 - 10. Знак поверки наносится в паспорт и/или на свидетельство о поверке в соответствии с действующим законодательством, а также в виде оттиска поверительного клейма на свинцовую пломбу в соответствии с. Заводской номер наносится на индикаторное устройство.

Пример условного обозначения приведен ниже.

Пример условного обозначения счетчиков:

GROEN	XX	X	XX	X	XX	XX

BY – с обводной линией
Примечание: только для модификации Dual

GL – с измерительной камерой заполненной глицерином
Примечание: только для модификаций WR

i - импульсный выход

Диаметр:
15-15 мм; 20–20 мм; 25-25 мм; 32-32 мм; 40-40 мм; 50-50 мм; 65-65 мм; 80-80 мм; 100-100 мм; 125-125 мм; 150-150 мм; 200-200 мм; 250-250 мм; 300-300 мм; 400-400 мм.

C – холодной воды
H – горячей воды

Модификация:
WR – мокроходный, крыльчатый
DR – сухоходный многоструйный крыльчатый
WT - турбинный
WI - турбинный
Dual - комбинированный

Счетчик воды



Рисунок 1 - Общий вид счетчиков модификаций WR



Рисунок 2 - Общий вид счётчиков модификаций DR



Рисунок 3 - Общий вид счетчиков модификаций WT и WI



Рисунок 4 – Общий вид счетчиков модификаций Dual



Рисунок 5 – Общий вид счетчиков Dual BY

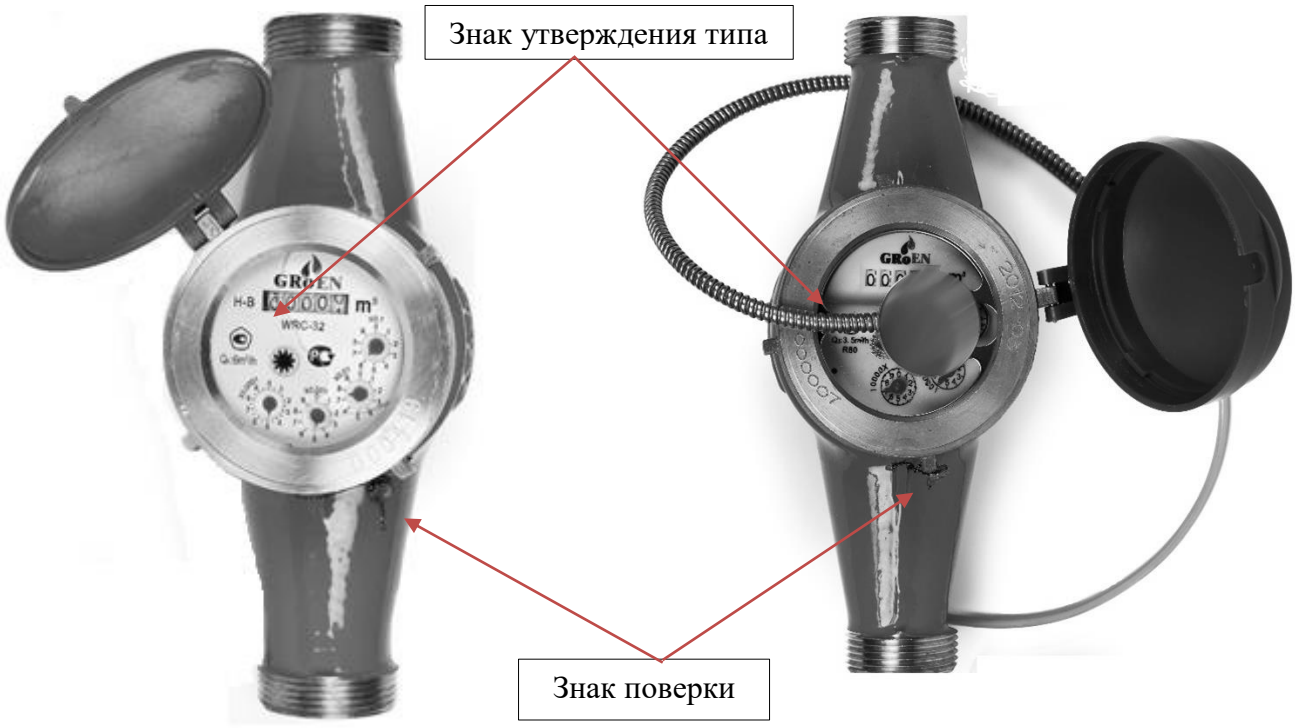


Рисунок 6 - Схема пломбирования счетчиков модификаций WR



Рисунок 7 – Схема п… …чиков модификаций DR



Рисунок 8 – Схема пломбирования счетчиков модификаций WT и WI

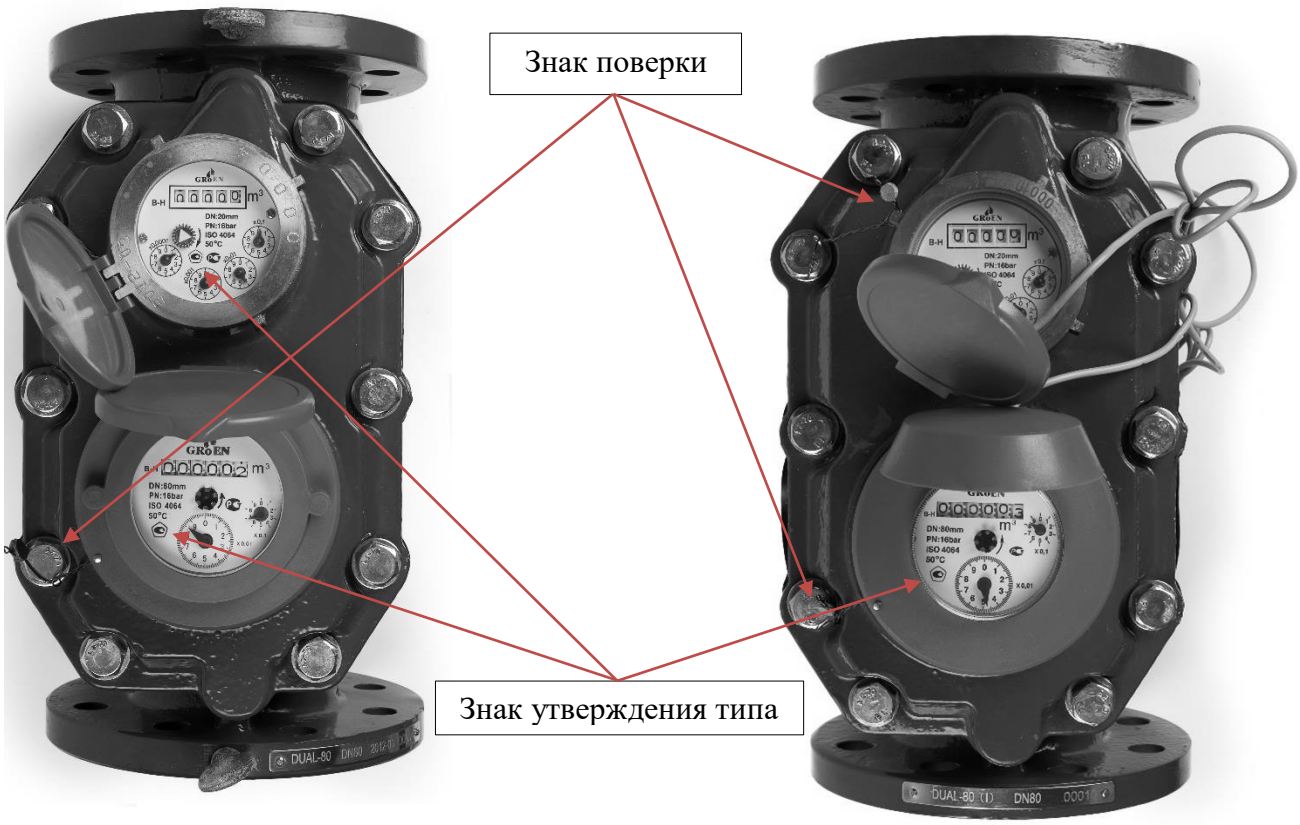


Рисунок 9 – Схема пломбирования счетчиков модификаций Dual

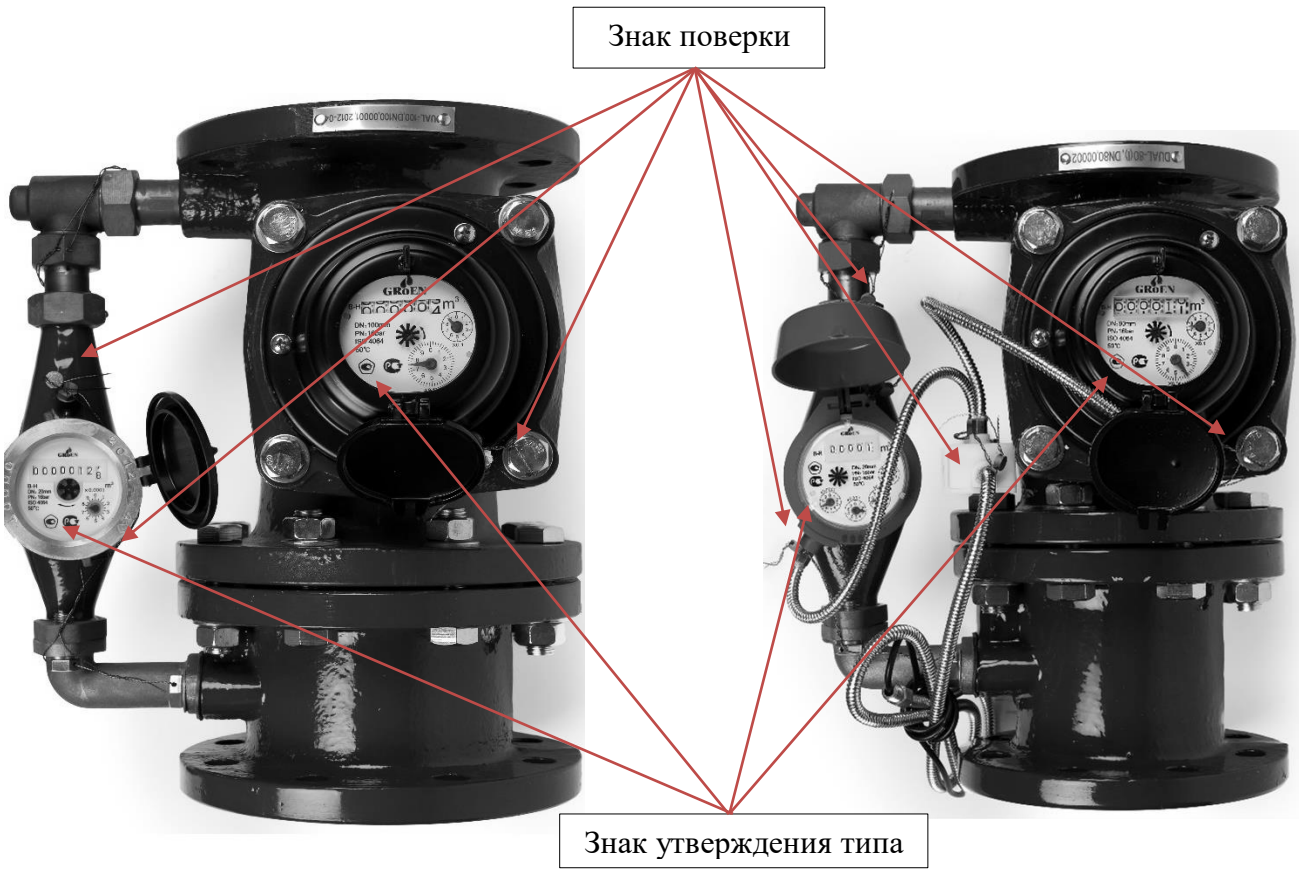


Рисунок 10 – Схема пломбирования счетчиков модификаций Dual BY

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики
Метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 1 - 12.

Таблица 1 – Метрологические характеристики модификаций WT

Наименование характеристики	Значение													
1	2		3		4		5		6		7		8	
Диаметр условный, Ду	40		50		65		80		100		125		150	
Метрологический класс	B	C	B	C	B	C	B	C	B	C	B	C	B	C
Минимальный расход воды, Q_{min}, $м^3/ч$:	0,20	0,09	0,45	0,09	0,75	0,15	1,20	0,20	1,80	0,36	3,00	0,60	4,50	0,90
Переходный расход воды, Q_t, $м^3/ч$:	0,80	015	3,00	0,23	5,00	0,38	8,00	0,60	12,00	0,90	20,00	1,50	30,00	2,25
Максимальный расход воды, Q_{max}, $м^3/ч$	20,00		30,00		50,00		80,00		120,00		200,00		300,00	
Номинальный расход воды, Q_n, $м^3/ч$:	10,00		15,00		25,00		40,00		60,00		100,00		150,00	
Порог чувствительности, $м^3/ч$, не более	$0,5Q_{min}$													
Пределы допускаемой относительной погрешности, % -в диапазоне расходов от Q_{min} до Q_t не включ. -в диапазоне расходов от Q_t до Q_{max} включ.	±5 ±2													

Таблица 2 – Метрологические характеристики модификаций WT

Наименование характеристики	Значение				
1	2		3	4	5
Диаметр условный, Ду	200		250	300	400
Метрологический класс	B	C	B	B	B
Минимальный расход воды, Q_{min}, $м^3/ч$:	7,50	1,50	12,00	18,00	30,00

Продолжение таблицы 2

Переходный расход воды, Q_t, м^3/ч:	50,00	3,75	80,00	120,00	200,00
Максимальный расход воды, Q_{max}, м^3/ч	500,00		800,00	1200,00	2000,00
Номинальный расход воды, Q_n, м^3/ч:	250,00		400,00	600,00	1000,00
Порог чувствительности, м^3/ч, не более	$0,5Q_{min}$				
Пределы допускаемой относительной погрешности, % -в диапазоне расходов от Q_{min} до Q_t не включ. -в диапазоне расходов от Q_t до Q_{max} включ.	±5 ±2				

Таблица 3 – Метрологические характеристики модификаций WR

Наименование характеристики	Значение											
1	2		3		4		5		6		7	
Диаметр условный, Ду	15		20		25		32		40		50	
Метрологический класс	B	C	B	C	B	C	B	C	B	C	B	C
Минимальный расход воды, Q_{min}, м^3/ч:	0,03	0,03	0,05	0,05	0,07	0,07	0,12	0,12	0,20	0,20	0,45	0,45
Переходный расход воды, Q_t, м^3/ч:	0,12	0,12	0,20	0,20	0,28	0,28	0,48	0,48	0,80	0,80	3,00	3,00
Максимальный расход воды, Q_{max}, м^3/ч	3,00		5,00		7,00		12,00		20,00		30,00	
Номинальный расход воды, Q_n, м^3/ч:	1,50		2,50		3,50		6,00		10,00		15,00	
Порог чувствительности, м^3/ч, не более	$0,5Q_{min}$											

Продолжение таблицы 3

Пределы допускаемой относительной погрешности, % -в диапазоне расходов от Q_{min} до Q_t не включ. -в диапазоне расходов от Q_t до Q_{max} включ.	 ±5 ±2

Таблица 4 – Метрологические характеристики модификаций WI

Наименование характеристики	Значение						
1	2	3	4	5	6	7	8
Диаметр условный, Ду	50	65	80	100	125	150	200
Метрологический класс	A	A	A	A	A	A	A
Минимальный расход воды, Q_{min}, $м^3/ч$:	1,20	2,00	3,20	4,80	8,00	12,00	20,00
Переходный расход воды, Q_t, $м^3/ч$:	4,50	7,50	12,00	18,00	30,00	45,00	75,00
Максимальный расход воды, Q_{max}, $м^3/ч$	30,00	50,00	80,00	120,00	200,00	300,00	500,00
Номинальный расход воды, Q_n, $м^3/ч$:	15,00	25,00	40,00	60,00	100,00	150,00	250,00
Порог чувствительности, $м^3/ч$, не более	$0,5Q_{min}$						
Пределы допускаемой относительной погрешности, % -в диапазоне расходов от Q_{min} до Q_t не включ. -в диапазоне расходов от Q_t до Q_{max} включ.	 ±5 ±2						

Таблица 5 – Метрологические характеристики модификаций DR

Наименование характеристики	Значение											
1	2		3		4		5		6		7	
Диаметр условный, Ду	15		20		25		32		40		50	
Метрологический класс	B	C	B	C	B	C	B	C	B	C	B	C
Минимальный расход воды, Q_{min}, $м^3/ч$:	0,03	0,15	0,05	0,025	0,07	0,035	0,12	0,06	0,20	0,09	0,45	0,10
Переходный расход воды, Q_t, $м^3/ч$:	0,12	0,023	0,20	0,035	0,28	0,053	0,48	0,09	0,80	0,15	3,00	0,225
Максимальный расход воды, Q_{max}, $м^3/ч$	3,00		5,00		7,00		12,00		20,00		30,00	
Номинальный расход воды, Q_n, $м^3/ч$:	1,50		2,50		3,50		6,00		10,00		15,00	
Порог чувствительности, $м^3/ч$, не более	$0,5Q_{min}$											
Пределы допускаемой относительной погрешности, % -в диапазоне расходов от Q_{min} до Q_t не включ. -в диапазоне расходов от Q_t до Q_{max} включ.	±5 ±2											

Таблица 6 – Метрологические характеристики модификаций DUAL

Наименование характеристики	Значение											
1	2		3		4		5		6		7	8
Диаметр условный, Ду	50/15		50/20		65/20		80/20		100/20		150/40	200/50
Метрологический класс	B	C	B	C	B	C	B	C	B	C	B	B
Минимальный расход воды, Q_{min}, $м^3/ч$:	0,03	0,015	0,05	0,025	0,05	0,025	0,05	0,025	0,05	0,025	0,20	0,45
Переходный расход воды, Q_t, $м^3/ч$:	0,12	0,023	0,20	0,038	0,20	0,038	0,20	0,038	0,20	0,038	0,80	3,00
Максимальный расход воды, Q_{max}, $м^3/ч$	30,00		30,00		50,00		80,00		120,00		300,00	500,00

Продолжение таблицы 6

Номинальный расход воды, Q_n, $м^3/ч$:	15,00	15,00	25,00	40,00	60,00	150,00	250,00
Порог чувствительности, $м^3/ч$, не более	$0,5Q_{min}$						
Пределы допускаемой относительной погрешности, % -в диапазоне расходов от Q_{min} до Q_t не включ. -в диапазоне расходов от Q_t до Q_{max} включ.	±5 ±2						

Таблица 7 – Основные технические характеристики модификаций WT

Наименование характеристики	Значение						
1	2	3	4	5	6	7	8
Диаметр условного прохода Ду, мм	40	50	65	80	100	125	150
Потеря давления при максимальном расходе, МПа, не более	0,1						
Цена наименьшего деления шкалы индикаторного устройства, $м^3$	0,0001					0,001	
Емкость индикаторного устройства, $м^3$	99999,999						
Максимальное рабочее избыточное давление воды, МПа	1,6						
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP 68						
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +90						
Рабочие условия измерений: - диапазон температуры окружающей среды, °С - относительная влажность при 35 °С, без конденсации влаги, %, не более	от +5 до +50 80						
Габаритные размеры Д×Ш×В, мм, не более	350×350×300						
Масса, кг, не более	27						
Средний срок службы, лет, не менее	12						
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	104000						

Таблица 8 – Основные технические характеристики модификаций WT

Наименование характеристики	Значение			
1	2	3	4	5
Диаметр условного прохода Ду, мм	200	250	300	400
Потеря давления при максимальном расходе, МПа, не более	0,1			
Цена наименьшего деления шкалы индикаторного устройства, $м^3$	0,001			
Емкость индикаторного устройства, $м^3$	99999,999			
Максимальное рабочее избыточное давление воды, МПа	1,6			
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP 68			
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +90			
Рабочие условия измерений: - диапазон температуры окружающей среды, °С - относительная влажность при 35 °С, без конденсации влаги, %, не более	от +5 до +50 80			
Габаритные размеры Д×Ш×В, мм, не более	600×631×590			
Масса, кг, не более	168			
Средний срок службы, лет, не менее	12			
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	104000			

Таблица 9 – Основные технические характеристики модификаций WR

Наименование характеристики	Значение					
1	2	3	4	5	6	7
Диаметр условный, Ду	15	20	25	32	40	50
Потеря давления при максимальном расходе, МПа, не более	0,1					
Цена наименьшего деления шкалы индикаторного устройства, $м^3$	0,0001				0,001	
Емкость индикаторного устройства, $м^3$	99999,999					
Максимальное рабочее избыточное давление воды, МПа	1,6					
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP 68					
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +90					
Рабочие условия измерений: - диапазон температуры окружающей среды, °С - относительная влажность при 35 °С, без конденсации влаги, %, не более	от +5 до +50 80					
Габаритные размеры Д×Ш×В, мм, не более	300×145×205					
Масса, кг, не более	168					

Таблица 10 – Основные технические характеристики модификаций WI

Наименование характеристики	Значение						
1	2	3	4	5	6	7	8
Диаметр условный, Ду	50	65	80	100	125	150	200
Потеря давления при максимальном расходе, МПа, не более	0,1						
Цена наименьшего деления шкалы индикаторного устройства, $м^3$	0,0001					0,001	
Емкость индикаторного устройства, $м^3$	99999,999						
Максимальное рабочее избыточное давление воды, МПа	1,6						
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP 68						
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +90						
Рабочие условия измерений: - диапазон температуры окружающей среды, °С - относительная влажность при 35 °С, без конденсации влаги, %, не более	от +5 до +50 80						
Габаритные размеры Д×Ш×В, мм, не более	350×340×335						
Масса, кг, не более	45						

Таблица 11 – Основные технические характеристики модификаций DR

Наименование характеристики	Значение					
1	2	3	4	5	6	7
Диаметр условный, Ду	15	20	25	32	40	50
Потеря давления при максимальном расходе, МПа, не более	0,1					
Цена наименьшего деления шкалы индикаторного устройства, $м^3$	0,0001					0,001
Емкость индикаторного устройства, $м^3$	99999,999					
Максимальное рабочее избыточное давление воды, МПа	1,6					
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP 68					
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +90					
Рабочие условия измерений: - диапазон температуры окружающей среды, °С - относительная влажность при 35 °С, без конденсации влаги, %, не более	от +5 до +50 80					
Габаритные размеры Д×Ш×В, мм, не более	259×145×204					
Масса, кг, не более	5,5					

Таблица 12 – Основные технические характеристики модификаций DUAL

Наименование характеристики	Значение характеристики						
1	2	3	4	5	6	7	8
Диаметр условный, Ду	50/15	50/20	65/20	80/20	100/20	150/40	200/50
Потеря давления при максимальном расходе, МПа, не более	0,1						
Цена наименьшего деления шкалы индикаторного устройства, $м^3$	0,0001					0,001	
Емкость индикаторного устройства, $м^3$	99999,999						
Максимальное рабочее избыточное давление воды, МПа	1,6						
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP 68						
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +90						
Рабочие условия измерений: - диапазон температуры окружающей среды, °С - относительная влажность при 35 °С, без конденсации влаги, %, не более	от +5 до +50 80						
Габаритные размеры Д×Ш×В, мм, не более	500×445×351						
Масса, кг, не более	63						

Знак утверждения типа

наносится на индикаторное устройство любым технологическим способом, обеспечивающим четкое изображение этого знака, его стойкость к внешним воздействующим факторам, а также сохранность и на титульном листе паспорта счетчика типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 13 – Комплектность счетчиков

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик тахометрический GROEN	По заказу	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.
Методика поверки	МП-216/10-2020	1 экз.
Комплект монтажных частей*	-	1 шт.
Примечание: *- По требованию заказчика допускается комплектность без комплекта присоединительных частей прокладок и обратного клапана.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Разделе 1 «Описание и работа» «Счетчики тахометрические GROEN. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам тахометрическим GROEN

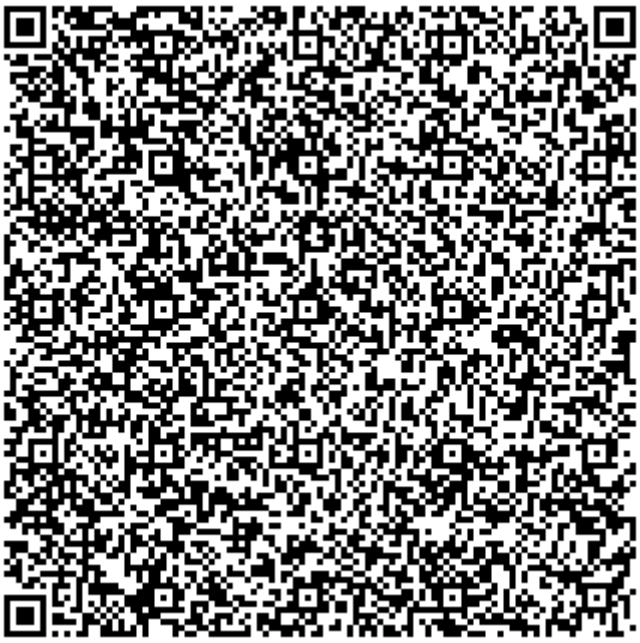
Приказ Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости

ГОСТ Р 50193.1-92 Измерение расхода воды в закрытых каналах. Счетчики холодной питьевой воды. Технические требования

ГОСТ Р 50601-93 Счетчики питьевой воды крыльчатые. Общие технические условия

ГОСТ 14167-83 Счетчики холодной воды турбинные. Технические условия

ТУ 4213-002-81722229-2020 Счетчики тахометрические GROEN. Технические условия



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 82010-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы автоматические биохимические ДДС-240

Назначение средства измерений

Анализаторы автоматические биохимические ДДС-240 (далее – анализаторы) предназначены для измерения оптической плотности пробы при проведении биохимических и турбидиметрических анализов в рамках диагностики in vitro, в т.ч. при определении неклеточных компонентов в клиническом образце (моче, сыворотке, плазме крови или спинномозговой жидкости).

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов основан на измерении значений оптической плотности смеси реагентов с биологической пробой и последующем пересчете, с помощью встроенных программ, полученного значения оптической плотности в необходимый параметр лабораторного теста в соответствии с методикой медицинского лабораторного исследования.

Световой поток от галогеновой лампы фокусируется в тонкий пучок двояковыпуклой линзой, проходит через установленный программой для каждого метода дихроическое зеркало, далее через реакционную кювету, в которой происходит поглощение света и, далее попадает на фотоприёмник (фотодиод) оптической системы, который обеспечивает приём и детектирование сигнала, на плате фотоприёмника также расположен предварительный усилитель аналогового сигнала. Продетектированный и усиленный сигнал попадает на плату аналого-цифрового преобразователя, и, далее, в соответствии с программой обработки, попадает на плату центрального процессора, который обеспечивает расчёт значения лабораторного теста по закону Бугера-Ламберта-Бера

Анализатор состоит из диска для реагентов и образцов, реакционного диска, механизма дозирования реагентов/ образцов, оптического модуля, перемешивающего механизма.

По запросу пользователя, анализатор может включать ионоселективный блок.

Управление анализатором и обработка результатов измерений производится с внешнего, либо встроенного персонального компьютера с применением специализированного программного обеспечения.

Общий вид средства измерений и схема пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунках 1 и 2. Нанесение знака поверки на анализаторы не предусмотрено.



Рисунок 1 - Общий вид анализатора автоматического биохимического ДДС-240



Рисунок 2 - Общий вид анализатора автоматического биохимического ДДС-240 со встроенным ПК

Программное обеспечение

Анализаторы имеют встроенное и автономное программное обеспечение (далее – ПО).

Встроенное ПО предназначено для управления анализатором, обработки и передачи информации, полученной в процессе проведения измерений, хранения результатов измерений.

Автономное ПО предназначено для вывода на экран компьютера, подключенного к анализатору, диалогового окна интерфейса и измерительной информации, диагностики анализатора, настройки его параметров, защиты измерительной информации.

Уровень защиты встроенного и автономного ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077 - 2014.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ДДС-240
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже **1.0.17(xxx)**
Цифровой идентификатор ПО	Данные являются собственностью производителя и являются защищёнными для доступа дилера и пользователей

Метрологические и технические характеристики
представлены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений оптической плотности, Б	от 0,01 до 3,50
Пределы абсолютной погрешности измерений оптической плотности, Б, в диапазоне измерений от 0,01 до 2,00 Б включ.	±0,06
Пределы абсолютной погрешности измерений оптической плотности, Б, в диапазоне измерений св. 2,00 до 3,50 Б	±0,60

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие длины волн, нм	340, 405, 450, 510, 546, 578, 630, 670
Напряжение питания, В при частоте, Гц	220±22 50±1
Потребляемая мощность, В·А, не более	350
Габаритные размеры (ДхГхВ), мм, не более	855×550×580
Масса, кг, не более	75
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа	 от +10 до +30 85 от 86 до 106

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист руководства по эксплуатации анализаторов типографским способом и на заднюю панель анализатора методом наклеивания.

Комплектность средства измерений
представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность анализаторов

Наименование	Обозначение	Количество, не более
Анализатор автоматический биохимический	ДДС-240	1 шт.
Системный блок с операционной системой	-	1 шт.*
Встроенный компьютер с сенсорным монитором		1 шт.*
Клавиатура	-	1 шт.
Манипулятор «мышь»	-	1 шт.
Монитор	-	1 шт.
Принтер	-	1 шт.
Источник бесперебойного питания	-	1 шт.
Флеш-накопитель	USB с ПО	1 шт. *
Кабель питания	-	1 шт.
Кабель-переходник	RS 232	1 шт.
Емкость для дистиллированной воды	-	1 шт.
Емкость для отходов	-	1 шт.
Датчик контроля уровня системной воды	-	1 шт.*
Датчик переполнения ёмкости для отходов	-	1 шт.*
Трубка для слива отходов низкой концентрации	-	1 шт.
Трубка для слива концентрированных отходов	-	1 шт.
Трубка для заполнения системы дистиллированной водой	-	1 шт.
Флаконы для реагента емкостью с крышкой	30 мл	20 шт.*
Флаконы для реагента емкостью с крышкой	15 мл	20 шт.*
Флакон для моющего раствора с крышкой	60 мл	2 шт.
Моющая станция	-	1 шт.*
Трубка для промывки (подачи щелочного раствора)	-	1 шт.
Моющий раствор щелочной	1000 мл	1 фл.*
Моющий раствор щелочной	2000 мл	1 фл.*
Моющий раствор концентрированный	1000 мл	1 фл.*
Моющий раствор низкой концентрации	1000 мл	1 фл.*
Игла дозатора	-	1 шт.
Лопатка миксера	-	1 шт.
Ротор для реагентов/образцов	-	1
Реакционный ротор	-	1
Чашки для образцов	-	1 уп.
Кюветы пластиковые в сборе (9 сегментов по 9 кювет)	-	81 шт.
Галогенная лампа	-	1 шт.
Ионоселективный модуль	-	1 шт.*
Электрод для определения ионов натрия	-	1 шт.*
Электрод для определения ионов калия	-	1 шт.*
Электрод для определения ионов хлора	-	1 шт.*
Электрод для определения ионов лития	-	1 шт.*
Электрод сравнения к ионоселективному модулю	-	1 шт.*
Электродная вставка к ионоселективному модулю	-	1 шт.*
Набор калибраторов к ионоселективному модулю	-	1 шт.*
Набор контрольных материалов к ионоселективному модулю	-	1 шт.*
Разбавитель для мочи к ионоселективному модулю	500 мл	1 шт.*

Продолжение Таблицы 4

Набор для промывки ионоселективного модуля	-	1 шт.*
Паспорт		1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	МП 041.Д4-19	1 экз.
*поставляется по отдельному заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в руководстве по эксплуатации ДАЛЕ.941412.002РЭ Анализатор автоматический биохимический ДДС-240 с принадлежностями по ТУ ДАЛЕ.941412.002ТУ п.4.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам автоматическим биохимическим ДДС-240

Государственная поверочная схема для средств измерений оптической плотности, утверждённая приказом Росстандарта от 28.09.2018 № 2085

ГОСТ Р 50444-92 Приборы, аппараты и оборудование медицинское. Общие технические условия

ТУ ДАЛЕ.941412.002ТУ Анализаторы автоматические биохимические ДДС-240. Технические условия

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС-17 Мамонтовского месторождения	Обозначение отсутствует	Е	81938-21	16001	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "Томская электронная компания" (ООО НПП "ТЭК"), г. Томск	Общество с ограниченной ответственностью "РН-Юганскнефтегаз" (ООО "РН-Юганскнефтегаз"). Адрес: 628309, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, г. Нефтеюганск, ул. Ленина, д. 26	ОС	НА.ГНМЦ. 0541-20 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "Томская электронная компания" (ООО НПП "ТЭК"), г. Томск	Акционерное общество "Нефтеавтоматика" (АО "Нефтеавтоматика"), г. Казань	18.11.2020
2.	Трансформаторы напряжения	НКФ	Е	81939-21	НКФ-110-57 У1: №№ 12864, 13111, 13114, 13120, 13126, 13150, 22325, 22434,	Запорожский завод высоковольтной аппаратуры (ЗЗВА), Украина	Запорожский завод высоковольтной аппаратуры (ЗЗВА), Украина	ОС	ГОСТ 8.216-2011	4 года	ПП "Ново-Свердловская ТЭЦ" филиала "Свердловский" ПАО "Т	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	24.12.2020

					22462, 22494, 22531; НКФ-220-58 У1: №№ 31256, 31898	ина, г. Запорожье	ина, г. Запорожье				Плюс" (ПП Ново-Свердловская ТЭЦ), г. Екатеринбург		
3.	Микровеберметры	МК-7Э	С	81940-21	1623, 1630	Акционерное общество "Научно-производственное объединение "ИНТРОТЕСТ" (АО "НПО "ИНТРОТЕСТ"), г. Екатеринбург	Акционерное общество "Научно-производственное объединение "ИНТРОТЕСТ" (АО "НПО "ИНТРОТЕСТ"), г. Екатеринбург	ОС	26.51.43.019.20872624 МП	1 год	Акционерное общество "Научно-производственное объединение "ИНТРОТЕСТ" (АО "НПО "ИНТРОТЕСТ"), г. Екатеринбург	Федеральное бюджетное учреждение "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Свердловской области", г. Екатеринбург	16.03.2020
4.	Блоки контроля и управления	БКУ	С	81941-21	1, 2	Публичное акционерное общество Ставропольский радиозавод "Сигнал" (ПАО "Сигнал"), г. Ставрополь, 2 Юго-Западный проезд, дом № 9А	Публичное акционерное общество Ставропольский радиозавод "Сигнал" (ПАО "Сигнал"), г. Ставрополь, 2 Юго-Западный проезд, дом № 9А	РФ	ГСИ. Методика поверки. ИЖСК.656136.509 Д1	6 лет	Публичное акционерное общество Ставропольский радиозавод "Сигнал" (ПАО "Сигнал"), г. Ставрополь, 2 Юго-Западный проезд, дом № 9А	ФБУ "Ставропольский ЦСМ", г. Ставрополь, ул. Доваторцев, 7А	14.12.2020
5.	Модули датчиков	MSU44RHT	С	81942-21	FF34.066C.4742.3037.1633.5714, FF54.066C.7566.5353.2120.8702	Общество с ограниченной ответственностью "РАЗУМНЫЙ ДОМ", 300026, Россия, г. Тула, ул. Рязанская, д. 1, оф.201	Общество с ограниченной ответственностью "РАЗУМНЫЙ ДОМ", 300026, Россия, г. Тула, ул. Рязанская, д. 1, оф.201	ОС	МП-205/09-2020	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "РАЗУМНЫЙ ДОМ", 300026, Россия, г. Тула, ул. Рязанская, д. 1, оф.201	ООО "ПРОММАШТЕСТ", г. Москва	26.11.2020
6.	Системы информаци-	"Энерготро-	С	81943-21	0001	Общество с ограниченной	Общество с ограниченной	ОС	МП-306-RA.RU.310	4 года	Общество с ограниченной	Западно-Сибирский	21.12.2020

	онно-измерительные	ника"				ответственностью "ЭнергоКонтроль" (ООО "ЭнергоКонтроль"), Кемеровская область, г. Новокузнецк	ответственностью "ЭнергоКонтроль" (ООО "ЭнергоКонтроль"), Кемеровская область, г. Новокузнецк		556-2020		ответственностью "ЭнергоКонтроль" (ООО "ЭнергоКонтроль"), Кемеровская область, г. Новокузнецк	филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	
7.	Микротвердомер	ZHV1-M	E	81944-21	073525	Фирма "Indentec Hardness Testing Machines Limited", Великобритания	Фирма "Indentec Hardness Testing Machines Limited", Великобритания	ОС	МП 01-4302-2-2020	1 год	Акционерное общество "Северский трубный завод" (АО "СТЗ"), г. Полевской, Свердловская обл.	ФБУ "УРАЛТЕСТ", г. Екатеринбург	16.06.2020
8.	Анализаторы содержания нефти и нефтепродуктов в воде	ТЕХНОТОС	C	81945-21	0179	Фирма "Inov8 SystemsLtd.", Великобритания	Фирма "Inov8 SystemsLtd.", Великобритания	ОС	МП 120-241-2020	1 год	ООО "ТОС Технологии", г. Москва	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Екатеринбург	21.12.2020
9.	Машины испытательные универсальные	МТ (М)	C	81946-21	МТ (М) 120-100-05-01 зав. № 120-100-05-01.04; МТ (М) 110-5-05-01 зав. № 110-5-05-01.11	Общество с ограниченной ответственностью "МЕТРОТЕКС" (ООО "МЕТРОТЕКС"), Московская обл., Солнечногорский р-он, г. Солнечногорск, р.п. Андреевка	Общество с ограниченной ответственностью "МЕТРОТЕКС" (ООО "МЕТРОТЕКС"), Московская обл., Солнечногорский р-он, г. Солнечногорск, р.п. Андреевка	ОС	РТ-МП-6314-445-2020	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "МЕТРОТЕКС" (ООО "МЕТРОТЕКС"), Московская обл., Солнечногорский р-он, г. Солнечногорск, р.п. Андреевка	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	11.12.2020
10.	Трансформаторы напряжения	НКФ	E	81947-21	НКФ-110-83 У1: №№ 80, 1546, 1636; НКФ-220-58 У1: №№ 52356, 52646, 52685, 52705, 52743, 52776	Запорожский завод высоковольтной аппаратуры (ЗЗВА), Украина, г. Запо-	Запорожский завод высоковольтной аппаратуры (ЗЗВА), Украина, г. Запо-	ОС	ГОСТ 8.216-2011	4 года	Нижнетуринская ГРЭС филиала "Свердловский" ПАО "Т Плюс" (Нижнетурин-	ООО "ПРОММАШТЕСТ", г. Москва	18.01.2021

						рожье	рожье				ская ГРЭС), Свердловская область, г. Нижняя Тура		
11.	Приборы виброакустические	SDT340	C	81948-21	284180018	SDT INTERNATIONAL n.v./s.a., Бельгия	SDT INTERNATIONAL n.v./s.a., Бельгия	ОС	РТ-МП-7495-441-2020	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Диагност" (ООО "Диагност"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	07.12.2020
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Филиала ПАО "РусГидро" - "Нижегородская ГЭС"	Обозначение отсутствует	E	81949-21	01/21	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ" (ООО "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ"), г. Москва	Филиал Публичного акционерного общества "Федеральная гидрогенерирующая компания-РусГидро" - "Нижегородская ГЭС" (Филиал ПАО "РусГидро" - "Нижегородская ГЭС"), г. Красноярск	ОС	МП 26.51.43/32/21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ" (ООО "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ"), г. Москва	ФБУ "Самарский ЦСМ", г. Самара	29.01.2021
13.	Датчики угла поворота	Л178/2, Л178/3	C	81950-21	зав. № 00003 (модификация Л178/2), зав. № 042272 (модификация Л178/3).	Публичное акционерное общество "Электромеханика" (ПАО "Электромеханика"), г. Пенза	Публичное акционерное общество "Электромеханика" (ПАО "Электромеханика"), г. Пенза	ОС	ЦАКТ.402131.005-02 Д1	4 года	Публичное акционерное общество "Электромеханика" (ПАО "Электромеханика"), г. Пенза	ФБУ "Пензенский ЦСМ", г. Пенза	29.10.2020
14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммер-	Обозначение отсутствует	E	81951-21	2	Общество с ограниченной ответственностью "Энергетическая компания "СТИ" (ООО "ЭК	Общество с ограниченной ответственностью "Техноком" (ООО "Техноком"), г. Новосибирск	ОС	МП-326-RA.RU.310556-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энергетическая компания "СТИ" (ООО "ЭК	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТР", г. Новосибирск	12.02.2021

	ческого учета электроэнергии ООО "Техноком" 2-ая очередь					"СТИ"), г. Санкт-Петербург					"СТИ"), г. Санкт-Петербург		
15.	Счетчики-расходомеры массовые	Promass F 300	E	81952-21	PC097D02000, PC097C0200	Фирма "Endress+Hauser Flowtec AG", Швейцария	Фирма "Endress+Hauser Flowtec AG", Швейцария	ОС	МИ 3313-2011	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Технологические системы и оборудование" (ООО "ТСО"), г. Москва	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	24.07.2020
16.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 494 ПСП "Нижнекамский НПЗ"	Обозначение отсутствует	E	81953-21	092	Акционерное общество "Транснефть-Прикамье" (АО "Транснефть-Прикамье"), г. Казань	Акционерное общество "Транснефть-Прикамье" (АО "Транснефть-Прикамье"), г. Казань	ОС	МП 1510/1-311229-2020	1 год	Акционерное общество "Транснефть-Прикамье" (АО "Транснефть-Прикамье"), г. Казань	Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии "СТП" (ООО Центр Метрологии "СТП"), г. Казань	15.10.2020
17.	Весы автомобильные	"Приоритет"	C	81954-21	001, 002	Общество с ограниченной ответственностью "Равновесие" (ООО "Равновесие"), Ростовская область, г. Батайск	Общество с ограниченной ответственностью "Равновесие" (ООО "Равновесие"), Ростовская область, г. Батайск	ОС	ГОСТ OIML R 76-1-2011	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Равновесие" (ООО "Равновесие"), Ростовская область, г. Батайск	Федеральное бюджетное учреждение "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ростовской области" (ФБУ "Ростовский ЦСМ"), г. Ростов-на-Дону	22.01.2021
18.	Комплексы гидрометео-	СЮ-ЖЕТ-	C	81955-21	511201	Акционерное общество	Акционерное общество	ОС	МП 2540-0094-2020	1 год	Акционерное общество	Федеральное государствен-	23.11.2020

	рологического обеспечения	КМ				"Научно-исследовательский институт телевидения" (АО "НИИ Телевидения"), г. Санкт-Петербург	"Научно-исследовательский институт телевидения" (АО "НИИ Телевидения"), г. Санкт-Петербург				"Научно-исследовательский институт телевидения" (АО "НИИ Телевидения"), г. Санкт-Петербург	ное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева"	
19.	Счетчики газа объемные диафрагменные	DURECOM	C	81956-21	модификация KG-2 - зав. №01; модификация KG-3 -зав. №000002; модификация KG-4 - зав. №000003; модификация KG-6 - зав. №000004	"DURECOM Co., Ltd.", Корея	"DURECOM Co., Ltd.", Корея	ОС	МП-ИНС-24/03-2020	10 лет	"DURECOM Co., Ltd.", Корея	Общество с ограниченной ответственностью "ИНЭКС СЕРТ" (ООО "ИНЭКС СЕРТ"), г. Москва	25.12.2020
20.	Трансформаторы тока	AMT	C	81957-21	Зав.№ 3G21CT3645 (модификация AMT 420/1), Зав.№ TG23CT2369 (модификация AMT 245/1), Зав.№ 4G20CT1458 (модификация AMT 245/3), Зав.№ RG19CT2599 (модификация AMT 420/3)	SIEMENS Limited, Индия	SIEMENS Limited, Индия	ОС	ГОСТ 8.217-2003	8 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Сименс Энергетика" (ООО "Сименс Энергетика"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Испытательный центр разработок в области метрологии" (ООО "ИЦРМ"), г. Москва	04.03.2021
21.	Установка угломерная	КО-2	E	81958-21	00002	ПО "Завод "Арсенал" имени В. И. Ленина, Украина	ПО "Завод "Арсе-нал" имени В. И. Ленина, Украина	ОС	МП АПМ 13-21	2 года	ООО "Авто-прогресс-М", г. Москва	ООО "Авто-прогресс-М", г. Москва	03.03.2021
22.	Трансформаторы тока	ТФНД-110М	E	81959-21	2034, 2038, 2043, 2061, 2063	ПАО "Запорожтрансформатор", Украина	ПАО "Запорожтрансформатор", Украина	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Кумертауская ТЭЦ" (ООО "Кумертауская ТЭЦ"),	УНИИМ - филиала ФГУП "ВНИИМ им. Д.И.Менделеева", г. Екатеринбург	24.02.2021

											республика Башкортостан, г. Кумертау		
23.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО "Сетевая компания" БЭС	Обозначение отсутствует	Е	81960-21	359111.10.2019	Филиал Акционерного общества "Сетевая компания" Бугульминские электрические сети (Филиал АО "Сетевая компания" БЭС), Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Тургенева, 29-А	Филиал Акционерного общества "Сетевая компания" Бугульминские электрические сети (Филиал АО "Сетевая компания" БЭС), Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Тургенева, 29-А	ОС	МП.359111.10.2019	4 года	Филиал Акционерного общества "Сетевая компания" Бугульминские электрические сети (Филиал АО "Сетевая компания" БЭС), Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Тургенева, 29-А	ФБУ "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан" (ФБУ "ЦСМ Татарстан"), Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д.24	19.02.2021
24.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Костромской области	Обозначение отсутствует	Е	81961-21	166	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва Комсомольский проспект, д.42, стр. 3	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва Комсомольский проспект, д.42, стр. 3	ОС	МП-312235-130-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "Энергокомплекс", г. Магнитогорск	13.02.2021
25.	Система автоматизиро-	Обозначение	Е	81962-21	162	Общество с ограниченной	Общество с ограниченной	ОС	МП-312235-	4 года	Общество с ограниченной	ООО "Энергокомплекс", г.	25.02.2021

	ванная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Кабардино-Балкарской Республики	отсутствует				ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3	ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3		127-2021		ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Магнитогорск	
26.	Комплекс измерительно-вычислительный	ИВК-104	Е	81963-21	310/2020	Федеральное казённое предприятие "Научно-испытательный центр ракетно-космической промышленности" (ФКП "НИЦ РКП"), ИНН 5042006211. Адрес: 141320, Россия, Московская обл., Сергиево-Посадский район, г. Пересвет, ул. Бабушкина, д. 9	Федеральное казённое предприятие "Научно-испытательный центр ракетно-космической промышленности" (ФКП "НИЦ РКП"), ИНН 5042006211. Адрес: 141320, Россия, Московская обл., Сергиево-Посадский район, г. Пересвет, ул. Бабушкина, д. 9	ОС	Г11.32365.00.00 МП	2 года	Федеральное казённое предприятие "Научно-испытательный центр ракетно-космической промышленности" (ФКП "НИЦ РКП"), ИНН 5042006211. Адрес: 141320, Россия, Московская обл., Сергиево-Посадский район, г. Пересвет, ул. Бабушкина, д. 9	Общество с ограниченной ответственностью "Координационно-информационное агентство" (ООО "КИА"). Адрес: 109029, Россия, г. Москва, Сибирский проезд, д. 2, стр. 11	25.12.2020
27.	Система ав-	Обозна-	Е	81964-21	870	Акционерное	Акционерное	ОС	МП СМО-	4 года	Акционерное	Акционерное	25.02.2021

	томатизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО "Корпорация "ГРИНН" Мегакомплекс "ГРИНН", расположенный по адресу: г. Курск, 305029, ул. К. Маркса, д. 68	чение отсутствует				общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9	общество "Корпорация "ГРИНН" (АО "Корпорация "ГРИНН"), г. Орёл, Кромское шоссе, д. 4		2402-21		общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владими, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9	общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владими, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9	
28.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Энергоатом"	Обозначение отсутствует	Е	81965-21	775	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	ОС	МП СМО-1906-2020	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	19.06.2020
29.	Мерники металлические технические 1-го	МШ, МО и МОВ	С	81966-21	Мод. МШ-750 зав. № 2427; мод. МШ-200, зав. № 2424; мод. МО-2500, зав.	Общество с ограниченной ответственностью "Завод	Общество с ограниченной ответственностью "Завод	ОС	ГОСТ 8.633-2013	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Завод	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	10.03.2021

	класса				№ 2428	химико-технологического оборудования" (ООО "ЗХТО"), Челябинская область, г. Озёрск	химико-технологического оборудования" (ООО "ЗХТО"), Челябинская область, г. Озёрск				химико-технологического оборудования" (ООО "ЗХТО"), Челябинская область, г. Озёрск		
30.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "ЗНОиМ"	Обозначение отсутствует	Е	81967-21	05-2021	Акционерное общество "Первая сбытовая компания" (АО "Первая сбытовая компания"), г. Белгород, улица Князя Трубецкого, д. 37	Акционерное общество "Первая сбытовая компания" (АО "Первая сбытовая компания"), г. Белгород, улица Князя Трубецкого, д. 37	ОС	МП 014-2021	4 года	Акционерное общество "Первая сбытовая компания" (АО "Первая сбытовая компания"), г. Белгород, улица Князя Трубецкого, д. 37	Общество с ограниченной ответственностью "Спецэнергопроект" (ООО "Спецэнергопроект"), г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7	26.02.2021
31.	Комплексы измерительные контроля дымовых и выхлопных газов	"АС-КВГ/ПЭК-3000"	С	81968-21	01	Общество с ограниченной ответственностью "НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙЦЕНТР "ЭНЕРГОАВТОМАТИЗАЦИЯ" (ООО "НТЦ "ЭНЕРГОАВТОМАТИЗАЦИЯ"), 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, проспект Салавата Юла-	Общество с ограниченной ответственностью "НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР "ЭНЕРГОАВТОМАТИЗАЦИЯ" (ООО "НТЦ "ЭНЕРГОАВТОМАТИЗАЦИЯ"), 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, проспект Салавата Юла-	ОС	МП-242-2365-2020 "ГСИ. Комплексы измерительные контроля дымовых и выхлопных газов "АС-КВГ/ПЭК-3000". Методика поверки"	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР "ЭНЕРГОАВТОМАТИЗАЦИЯ" (ООО "НТЦ "ЭНЕРГОАВТОМАТИЗАЦИЯ"), 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, проспект Салавата Юла-	Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт им. Д.И. Менделеева" 190005, Россия, Санкт-Петербург, Московский проспект, дом 19	29.12.2020

						ева, дом 58, офис 401	ева, дом 58, офис 401				ева, дом 58, офис 401		
32.	Гири модульные классов точности F_1, F_2	Обозначение отсутствует	C	81969-21	3986	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "АСИ" (ООО "ИЦ "АСИ"), г. Кемерово	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "АСИ" (ООО "ИЦ "АСИ"), г. Кемерово	ОС	МП 2301-0192-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "АСИ" (ООО "ИЦ "АСИ")	Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева"	17.03.2021
33.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Правобережная	Обозначение отсутствует	E	81970-21	C025	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП-014-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью Управляющая компания "РусЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнергоМир"), г. Новосибирск	Общество с ограниченной ответственностью "ЭнерТест" (ООО "ЭнерТест"), г. Москва	29.01.2021
34.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции	Обозначение отсутствует	E	81971-21	6730	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва, Новая Басманная ул., д.23	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва, Новая Басманная ул., д.23	ОС	МП 206.1-003-2021	4 года	Акционерное общество "Трансэнерком", г. Москва, ул. 3-я Мытищинская, д. 16, стр.47	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	18.02.2021

	"Паровозный музей" Октябрьской ЖД - филиала ОАО "Российские железные дороги" в границах г. Санкт-Петербург												
35.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Амуруголь"	Обозначение отсутствует	Е	81972-21	834	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "Амурский уголь" (АО "Амуруголь"), Амурская обл., г Райчихинск	ОС	МП СМО-2701-2021	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	29.01.2021
36.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Гидролизная	Обозначение отсутствует	Е	81973-21	ВСТ001	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП-012-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью Управляющая компания "РусЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнергоМир"), г. Новосибирск	Общество с ограниченной ответственностью "ЭнерТест" (ООО "ЭнерТест"), г. Москва	22.01.2021
37.	Система автоматизированная ин-	Обозначение отсут-	Е	81974-21	1	Омский филиал общества с ограниченной	Акционерное общество "Территори-	ОС	МП 017-2021	4 года	Омский филиал общества с ограниченной	Общество с ограниченной ответственно-	16.03.2021

	формационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Омской "ТЭЦ-5" АО "ТГК-11"	ствует				ответственностью "КВАРЦ Групп" (ОФ ООО "КВАРЦ Групп"), г. Омск, ул. Губкина, д. 7	альная генерирующая компания № 11" (АО "ТГК-11"), г. Омск, ул. Партизанская, д. 10				ответственностью "КВАРЦ Групп" (ОФ ООО "КВАРЦ Групп"), г. Омск	стью "Спецэнергопроект" (ООО "Спецэнергопроект"), г. Москва	
38.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции "Данилов" Северной ЖД - филиала ОАО "Российские железные дороги" в границах Ярославской области	Обозначение отсутствует	Е	81975-21	6733	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва, Новая Басманная ул., д.23	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва, Новая Басманная ул., д.23	ОС	МП 206.1-005-2021	4 года	Акционерное общество "Трансэнерком", г. Москва, ул. 3-я Мытищинская, д. 16, стр.47	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	18.02.2021
39.	Датчики вибрации	VT9285	С	81976-21	2020229, 2015428, 2020178	ShenYang Vibrotech Instruments Inc, Китай. Gate1, No.77-13, No.13Road,	ShenYang Vibrotech Instruments Inc, Китай. Gate1, No.77-13, No.13Road,	ОС	ГОСТ Р 8.669-2009	1 год	ShenYang Vibrotech Instruments Inc, Китай. Gate1, No.77-13, No.13Road,	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	02.03.2021

						Economic&Technical Development district, Shenyang City, Liaoning	Economic&Technical Development dis-trict, Shenyang City, Liaoning				Economic&Technical Development dis-trict, Shenyang City, Liaoning		
40.	Хроматографы жидкостные Acquity	Acquity	C	81977-21	- H-Class с детекторами TUV зав. № K20TUV013A и FLR зав. № J20UPF802G, - I-Class с детекторами PDA зав. № M19UPD908A и FLR зав. № A20UPF550G, - I-Class с детектором PDA зав. № M19UPD905A, - I-Class с детектором PDA зав. № A20UPD916A, - I-Class с детектором PDA зав. № C20UPD093A, - I-Class с детектором PDA зав. № M19UPD888A, - I-Class с детекторами PDA зав. № M19UPD909A и RI зав. № D20URI269M, - I-Class с детекторами PDA зав. № C20UPD087A, - H-Class с детекторами PDA зав. № L20UPD121A, ELS зав. № L20UPE050M, - I-	Фирма "Waters Asia Limited", США. Адрес: 34 Maple Street, Milford, MA 01757, USA. Производственная площадка: Фирма "Waters Corporation" USA Masacus-setts, Milford 34 Maple Street. 01757; Фирма "Waters Pacific Pte Ltd" 1 PCsience Park Road, 02-08 The Capri-corn, Singapore Science Park II, 117528	Фирма "Waters Asia Limited", США. Адрес: 34 Maple Street, Milford, MA 01757, USA	ОС	009-29-20 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "АкваХром". Адрес: 117198, г. Москва, Ленинский пр-т, д.113/1, оф. 210Е-211Е ИНН 7728237079	Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы" (ФГУП "ВНИИМС"). Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46	22.03.2021

					Class с детекторами PDA зав. № C20UPD090A, ELS зав. № B20UPE348M, - I-Class с детекторами PDA зав. № A20UPD912A, RI зав. № B20URI255M, - I-Class с детектором PDA зав. № B20UPD054A, - I-Class с детектором PDA зав. № B20UPD051A, - I-Class с детектором PDA зав. № B20UPD050A, - I-Class с детектором PDA зав. № B20UPD053A, - I-Class с детектором PDA зав. № F20UPD213A								
41.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз	Обозначение отсутствует	Е	81978-21	19.003-2020	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго), г. Оренбург	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	ОС	МП 26.51/63/21	4 года	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	15.01.2021

	Югорск" Верхнеказымское ЛПУ МГ												
42.	Авторефрактокератометры URK-700A	URK-700A	C	81979-21	№RK719 J004, №RK719 J006	Компания "UNICOS Co., Ltd.", Республика Корея. Адрес: 282-30, Munji-ro, Yuseong-gu, Daejeon, Korea	Компания "UNICOS Co., Ltd.", Республика Корея. Адрес: 282-30, Munji-ro, Yuseong-gu, Daejeon, Korea	ОС	МП 003.М44-21	1 год	ООО "АВЕА". Адрес: 127015, г. Москва, ул. Новодмитровская, д. 5А, стр. 4. Юридический адрес: 119049, г. Москва, Ленинский проспект, д. 4, стр. 1А	ФГУП "ВНИИОФИ", г. Москва	24.03.2021
43.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нижневартовский филиал ПАО НК "РуссНефть"	Обозначение отсутствует	E	81980-21	816	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Публичное акционерное общество Нефтегазовая Компания "РуссНефть" (ПАО НК "РуссНефть"), г. Москва, ул. Пятницкая, д. 69	ОС	МП СМО-0502-2021	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	08.02.2021
44.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электро-	Обозначение отсутствует	E	81981-21	869	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "КМА-Энергосбыт" (АО "КМА-Энергосбыт"), г. Железногорск	ОС	МП СМО-2203/21	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	24.03.2021

	энергии (АИИС КУЭ) АО "КМА-Энергосбыт" (ООО АПК "Красная по-ляна")												
45.	Измерители вибрации	TIK-WS	C	81982-21	измерители вибрации TIK-WS модификации TIK-WSV (зав. №0016, зав. №0021, зав. № 0022), измерители вибрации TIK-WS модификации TIK-WSV RB (зав. №0001, зав. № 0002)	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "ТИК" (ООО НПП "ТИК"), г. Пермь, ул. Марии Загуменных, д. 14 "А"	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "ТИК" (ООО НПП "ТИК"), г. Пермь, ул. Марии Загуменных, д. 14 "А"	ОС	МП 204/3-05-2021	2 года	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "ТИК" (ООО НПП "ТИК"), г. Пермь	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	12.03.2021
46.	Преобразователи мощности измерительные	MA24208A	C	81983-21	1722024	Фирма "Anritsu Company", США. Адрес: 490 Jarvis Drive, Morgan Hill, CA 95037, USA; Тел./Факс 1-888-534-8453 Web: https://www.anritsu.com, E-mail: support.esdc@anritsu.com	Фирма "Anritsu Company", США; адрес: 490 Jarvis Drive, Morgan Hill, CA 95037, USA	ОС	MA24208A/МП-2021	1 год	Представительство ООО "Анритсу ЭМЕА Лтд.", 125009, Москва, ул. Тверская, д.16, стр.1, этаж 9, офис 901Б, комната 1.1	Акционерное общество "АКТИ-Мастер" (АО "АКТИ-Мастер"). Адрес: 127106, Москва, Нововладыкинский проезд, д. 8, стр. 4. Тел./факс: +7(495)926-71-85; Web: http://www.actimaster.ru; E-mail: post@actimaster.ru	30.03.2021

47.	Преобразователи мощности измерительные	MA2421 8A	C	81984-21	1518004	Фирма "Anritsu Company", США. Адрес: 490 Jarvis Drive, Morgan Hill, CA 95037, USA; Тел./Факс 1-888-534-8453 Web: https://www.anritsu.com, E-mail: support.esdc@anritsu.com	Фирма "Anritsu Company", США; адрес: 490 Jarvis Drive, Morgan Hill, CA 95037, USA	ОС	MA24218A /МП-2021	1 год	Представительство ООО "Анритсу ЭМЕА Лтд.", 125009, Москва, ул. Тверская, д.16, стр.1, этаж 9, офис 901Б, комната 1.1	Акционерное общество "АКТИ-Мастер" (АО "АКТИ-Мастер"). Адрес: 127106, Москва, Нововладыкинский проезд, д. 8, стр. 4. Тел./факс: +7(495)926-71-85; Web: http://www.actimaster.ru; E-mail: post@actimaster.ru	30.03.2021
48.	Анализаторы лабораторные автоматические	Y	C	81985-21	№ 831067065 (модель Y15), № 831070154 (модель Y25)	Компания "BioSystems S.A.", Испания	Компания "BioSystems S.A.", Испания	ОС	МП-244-0012-2020	1 год	Представительство Общества "БИОСИСТЕМС, С.А." (Испания) (ПО "БИОСИСТЕМС, С.А." (Испания)), г. Москва	Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	29.03.2021
49.	Газоанализаторы	T-I Max HF	C	81986-21	6516	Фирма "Tiger Optics, LLC", США	Фирма "Tiger Optics, LLC", США	ОС	МП-242-2403-2020	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Синтрол" (ООО " Синтрол "), г. Санкт-Петербург, Дунайский пр,	Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт метро-	18.03.2021

											д.13, корп.1	логии им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	
50.	Установки для контроля электрических параметров потенциометров	ЛС-701	С	81987-21	12345	Общество с ограниченной ответственностью "Лаборатория информационно-измерительной и преобразовательной техники" (ООО "ЛИИПРЕТ"), г. Смоленск	Общество с ограниченной ответственностью "Лаборатория информационно-измерительной и преобразовательной техники" (ООО "ЛИИПРЕТ"), г. Смоленск	ОС	РТ-МП-7674-445-2020	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Лаборатория информационно-измерительной и преобразовательной техники" (ООО "ЛИИПРЕТ"), г. Смоленск	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	26.03.2021
51.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции "Ушково" Октябрьской ЖД - филиала ОАО "Российские железные дороги" в границах г. Санкт-Петербург	Обозначение отсутствует	Е	81988-21	6729	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва, Новая Басманная ул., д.23	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва, Новая Басманная ул., д.23	ОС	МП 206.1-007-2021	4 года	Акционерное общество "Трансэнерком", г. Москва, ул. 3-я Мытищинская, д. 16, стр.47	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	22.02.2021
52.	Нутромеры индикатор-	Werka	С	81989-21	0508971, 0509054, 0507140, 0518896	WERKA CO., LTD, КНР	WERKA CO., LTD, КНР	ОС	МП 203-69-2020	1 год	Акционерное общество	Федеральное государствен-	01.04.2021

	ные										"Производственное объединение "Диапазон" (АО "ПО "Диапазон"), г. Москва	ное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы"	
53.	Зонды цифровые измерительные	Testo	С	81990-21	Исполнение 0635 1032: зав. № 20553814, 20635176, 20661921, 20673949, 20661914, 20706711, 20727926, 20741212, 20673788, 20727778, 20727859, 20727870, 20779164, 20787035, 20634957, 20814065, 20812183, 20814063, 20823617. Исполнение 0635 9532: зав. № 20569666, 20666532, 20650724, 20742832, 20742908, 20760983, 20785919, 20785911, 20785871, 20785918,	Testo SE & Co. KGaA, Германия: производственные площадки: Testo SE & Co. KGaA, Германия; Testo Instruments (Shenzhen) Co. Ltd., КНР	Testo SE & Co. KGaA, Германия	ОС	РТ-МП-8067-442-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Тэсто Рус" (ООО "Тэсто Рус"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	15.03.2021

					20785893, 20650841, 20809799, 20760997. Исполнение 0636 9775 зав. № 61068762, 62034258, 62283383, 62283386, 62283339, 62283377, 62283250, 62283308, 62283310, 62283314, 62283255, 62283301, 62283290, 62283303, 62283194, 62283310, 62283198, 62283396, 62283225, Исполнение 0628 0152 зав. № 61130252, 61183721. Исполнение 0635 1052 зав. № 61130257, 61751295, 62592360. Исполнение 0618 0275 зав. № 61568762. Исполнение 0618 0073 зав. № 61568658. Исполнение 0618 7072 зав. № 83004648. Исполнение 0618 0072 зав. № 61588516. Испол-								

					нение 0618 0071 зав. № 83004819. Исполнение 0618 0070 зав. № 02AA. Исполнение 0618 0075 зав. № 00N7. Исполнение 0572 2162 зав. № 83053753, 81210169, 81210186, 81210196, 81210213, 81210225, 81210255, 81210281, 81210343, 81215323, 81215327, 81215328, 81215329, 81215330, 81215335, 81215337, 81215338, 81215339, 81215340, 81215341, 81215346, 81215347, 81215348, 81215355, 81215356, 81215357, 81215358, 81215359, 81215360, 81215362, 81215363, 81215364, 81215365,								

					81215366, 81215367, 81215369, 81215372, 81215376, 81224247, 81221004, 81224257, 81224172, 81224307, 81224311, 81224282, 83042979, 83042984, 83042995, 83042987, 83042991, 83042989, 83042992 ,83042979, 83043014, 83043009, 83043001, 83043011, 83042999, 83043010, 83043005, 83043008, 83043004, 83043013, 83043045, 83043050, 83043019, 83043023, 83043025, 83043048, 83043028, 83043031, 83043018, 83043038, 83053753, 83053773,								

					83043097, 83043230, 83043066, 83043144, 83043237, 83043087, 83043064, 83043083, 83043052, 83043076, 83043051, 83043140, 83043073, 83043109, 83043090, 83043104, 83043071, 83043074, 83043113, 83043080, 83043137, 83043111, 83043092, 83053845, 83053828, 83043081, 83053808, 83053804, 83053822, 83043147, 83053832, 83053780, 83043059, 83043141, 83043234, 83043098, 83043088, 83043095, 83043101, 83053791, 83043102,								

					83053753, 83043230, 83043097, 83053773, 83043066, 83115789, 83115826, 83115644, 83115578, 83115813, 83115639, 83115808, 83115804, 83115652, 83115693, 83115640, 83115589, 83115645, 83115682, 83115844, 83115572. Исполнение 0572 2163 зав. № 83073854, 81221039, 81221124, 81221167, 81224145, 81224101, 81224103, 81224114, 81224337, 81224308, 81224274, 81224115, 81224369, 81224221, 81224348, 81224374, 81224313, 81224423, 81224238,								

					81224477, 81224341, 81224342, 81224474, 81224464, 81224234, 81224338, 81224169, 81224339, 81224322, 81224428, 81224285, 81224362, 81224473, 81224242 ,81224171, 81224407, 81224387, 81224217, 81224167, 83000781, 83000714, 83006171, 83000716, 83000687, 83000796, 81224364, 83000927 ,81224323, 83000744, 83005658, 81224157, 83000916, 83000741, 83006176, 83001354, 83006339, 83000653, 81224349, 83005880, 83006030, 83005704, 83006183,								

					83006287, 83005560, 83000759, 83006157, 83005579, 83005925, 83006335, 83005950, 83005486, 83006111, 83006197, 83005893, 83006131, 83000749, 83006141, 83006190, 83000752, 83005906, 83006139, 83006160, 83005901, 83006000, 83005937, 83006180, 83005923, 83006291, 83005550, 83002341, 83000615, 83005888, 83006029, 83000735, 83006014, 83005588, 83005563, 83002318, 83006336, 83002312, 83005881, 83002321, 83005912,								

					83006024, 83002308, 83006184, 83006120, 83006172, 83000750, 83000801, 83002297, 83006103, 83005993, 83005879, 83006321, 83006303, 83006169, 83006194, 83005944, 83005886, 83002315, 83005576, 83000620, 83006325, 83005953, 83006226, 83000695, 83005957, 83006136, 83006209, 83006158, 83005946, 83006121, 83006002, 83005939, 83000867, 83005899, 83006142, 83005894, 83005892, 83000768, 83006227, 83006004, 83006292,								

					83006148, 83006265, 83005897, 83006135, 83006229, 83001011, 83006269, 83002331, 83006040, 83005938, 83006165, 83000715, 83006218, 83005931, 83006338, 83002337, 83006042, 83005582, 83000626, 83006023, 83005869, 83006250, 83006132, 83006214, 83000697, 83005867, 83002344, 83005909, 83006284, 83006146, 83068100, 83068402, 83067547, 83008007, 83005584, 83007754, 83068567, 83008150, 83067244, 83008044, 83068587,								

					83067508, 83067237, 83067676, 83067086, 83067199, 83067061, 83007949, 83005462, 83067260, 83005786, 83067362, 83007686, 83067376, 83007976, 83067504, 83067171, 83008021, 83067187, 83067184, 83067490, 83008008, 83007951, 83005469, 83067587, 83067540, 83067342, 83008019, 83067655, 83008216, 83067493, 83069150, 83068062, 83008140, 83067213, 83005479, 83007709, 83008147, 83067422, 83008119, 83005471, 83007821,								

					83067774, 83067245, 83067388, 83067033, 83067288, 83067040, 83007840, 83067172, 83067309, 83067760, 83067393, 83008136, 83008097, 83006048, 83067765, 83067778, 83067026, 83067153, 83067986, 83067356, 83067385, 83067372, 83067344, 83007927, 83067357, 83007678, 83067149, 83067700, 83008135, 83067331, 83067996, 83067360, 83067211, 83005433, 83067409, 83007812, 83067262, 83067368, 83067343, 83067410, 83008205,								

					83067080, 83007090, 83067173, 83005464, 83007740, 83008137, 83067021, 83067779, 83007912, 83008095, 83067720, 83068247, 83068087, 83068129, 83067622, 83068795, 83068467, 83008155, 83068217, 83067070, 83067634, 83005443, 83067289, 83067332, 83068457, 83067477, 83067165, 83007670, 83067584, 83067389, 83067358, 83007869, 83007780, 83007892, 83068204, 83007757, 83008085, 83008165, 83067559, 83067563, 83067641,								

					83005767, 83007651, 83008040, 83008002, 83008169, 83067757, 83067637, 83067639, 83068889, 83005571, 83067620, 83067192, 83008093, 83007839 83008081, 83068634, 83008158, 83067573, 83067188, 83007974, 83007972, 83005465, 83007905, 83006045, 83008004, 83067480, 83067742, 83007926, 83067170, 83068525 ,83007872, 83067396, 83005422, 83068607, 83008152, 83005434, 83008092, 83068534, 83068476, 83068593, 83068478, 83068226, 83007684,								

					83067166, 83067663, 83067514, 83007876, 83005480, 83067197, 83008025, 83067527, 83068759, 83068537, 83067710, 83007947, 83068122, 83068718, 83068929, 83067367, 83008067, 83067629, 83007822, 83006130, 83005557, 83006199, 83006167, 83006288, 83001416, 83006039, 83006133, 83006017, 81224420, 81224453, 81224314, 81224315, 83006005, 83005994, 83006319, 83005564, 83001423, 83005593, 83000760, 83005882, 83001355,								

					83006007, 83005567, 83006174, 83006290, 83000737, 83005558, 83005908 83006331, 83006215, 83005979, 83005885, 83005929, 83006162, 83006110, 83006210, 83006333, 83006275, 83001346, 83068034, 83067719, 83005651, 83005954, 83067582, 83002334, 83006021, 83006324, 83001389, 83002329, 83005927, 83000761, 83006304, 83006109, 83006112, 83006036, 83006147, 83067150, 83001264, 83006181, 83000708, 83006240, 83006233, 83001411,								

					83000829, 83006108, 83006331, 83006215, 83005979, 83005885, 83005929, 83006162, 83006110, 83006210, 83006333, 83006275, 83001346, 83068034, 83067719, 83005651, 83005954, 83067582, 83002334, 83006021, 83006324, 83001389, 83002329, 83005927, 83000761, 83006304, 83006109, 83006112, 83006036, 83006147, 83067150, 83001264, 83006181, 83000708, 83006240, 83006233, 83001411, 83000829, 8300610. Исполнение 0572 2164 зав. № 83062021,								

					83002581, 81222047, 83012213, 83002496, 83012202, 83012229, 83012222, 83002511, 83012208, 81222616, 83012220, 81222576, 83012206, 81222585, 83002583, 83012200, 83002572, 83002557, 83012227, 83012209, 83012221, 81222435, 83002513, 83012231, 83012207, 83002519, 83012225, 83012201, 83000358, 83002587, 83002584, 83002920, 83012215, 83002472, 83002515, 83012198, 83002582, 83002455, 83012234, 83012199, 83012211,								

					83002547, 83012235, 83012224, 83012233, 83012212, 83012210, 83012218, 83012232, 83012219, 83002517, 83002475, 83002576, 83002436, 83012216, 83012214, 83022791, 83022800, 83022892, 83002474, 83022797, 83022699, 83013945, 83013895, 83022858, 83022700, 83022698, 83013909, 83022693, 83013947, 83022709, 83022804, 83013950, 83013897, 83022856, 83002556, 83013969, 83002486, 83022805, 83019240, 83013942 ,83002464, 83013920,								

					83022886, 83013901 ,83022802, 83022798, 83013906, 83022773, 83022803, 83002465, 83013961, 83022806, 83013949, 83022799, 83002522, 83022868, 83013902, 83013917, 83022792, 83013965, 83002469, 83002552, 83013905, 83022820, 83013964, 83013943, 83002468, 83002473, 83013918, 83022684, 83022885, 83013948, 83013900, 83013908, 83022695, 83013893, 83022790, 83013921, 83002565, 83013934, 83013910, 83022793, 83002558, 83022807,								

					83013962, 83013899, 83002564, 83013911, 83013963, 83002549, 83002562, 83022710, 83013903, 83002463, 83002467, 83013904, 83013927, 83022861, 83013960, 83002478, 83002419, 83002411, 83002535, 83013938, 83013930, 83002534, 83002422, 83002407, 83013935, 83002428, 83002923, 83002930, 83002932, 83002501, 83002433, 83002490, 83002550, 83002570, 83022874, 83002922, 83002553, 83002569, 83002457, 83002548, 83002567,								

					81226244, 83002518, 83002590, 83002470, 83002446, 83002487, 83002412, 83002448, 83002413, 83002415, 83002421, 83002532, 83013952, 83002451, 83013928, 83022849, 83022650, 83022891, 83022854, 83013957, 83022719, 83022844, 83022852, 83022705, 83022842, 83022670, 83022657, 83022643, 83022644, 83002538, 83002537, 83002447, 83002541, 83002526, 83002928, 83002443, 83022712, 83022722, 83022659, 83022660, 83022716,								

					83022843, 83002432, 83013931, 83022857, 83022715, 83022832, 83022846, 83022829, 83022662, 83022841, 83022697, 83013884, 83022845, 83022850, 83022714, 83013958, 83022838, 83022853, 83022703, 83022665, 83022674, 83022664, 83022706, 83022648, 83013959, 83022713, 83022667, 83022673, 83022704, 83022672, 83022876, 83022702, 83022708, 83022718, 83022666, 83022668, 83022649, 83022720 ,83013936, 83013951, 83013915, 83002424 ,83002485,								

					83002431, 83013941, 83013946, 83002416, 83002423, 83013939, 83013944, 83002484, 83002529, 83002521, 83013940, 83013914, 83002477, 83002410, 83002540, 83002414, 83022759, 83022774, 83022824, 83022814, 83022827, 83022813, 83022769, 83062353, 83062337, 83062062, 83062310, 83062304, 83062028, 83062322, 83062241, 83062209, 83062264, 83062333, 83062327, 83062286, 83013956, 83022762, 83062134, 83062355, 83062243,								

					83062012, 83022848, 83022771, 83022795, 83022825, 83056476, 83056419, 83056432, 83056467, 83022823, 83022779, 83056516, 83062318, 83062015, 83062307, 83062016, 83062000, 83062229, 83062083, 83062303, 83062289, 83062024, 83062239, 83062019, 83056472, 83022748, 83062044, 83062116, 83022729, 83022734, 83019248, 83022731, 83022735, 83061986, 83022751, 83022818, 83062284, 83022746, 83056480, 83062076, 83031619,								

					83031498, 83031487, 83031477, 83031510, 83062032, 83077036, 83077076, 83077043, 83077106, 83076762, 83077083, 83077094, 83077017, 83086838, 83086844, 83086839, 83077109, 83077001, 83077058, 83077052, 83077062, 83077037, 83077101, 83077075, 83077056, 83076977, 83077039, 83077035, 83062157, 83077100, 83077087, 83093873, 83093853, 83100721, 83093918, 83100845, 83100713, 83100737, 83100787, 83100843, 83100821,								

					83093917, 83092812, 83093905, 83093903, 83100766, 83100765, 83100740, 83100769, 83100780, 83093920, 83100687, 83100857, 83100758, 83100809, 83100755, 83100722, 83093881, 83100775, 83093883, 83093851, 83093923, 83093798, 83093882, 83093866, 83093877, 83093862 83093844, 83093849, 83100729, 83093863, 83093845, 83093922, 83093919, 83100742, 83093886, 83100804, 83100855, 83100744, 83100865, 83100735, 83100748, 83100815,								

					83093848, 83093921, 83093936, 83100710, 83100837, 83100700, 83100704, 83100853, 83100732, 83100708, 83093887, 83100699, 83100718, 83100728, 83093855, 83100801, 83093847, 83100693, 83093841, 83100818, 83100706, 83100819, 83100677, 83100690, 83100681, 83100679, 83100672, 83100791, 83100858, 83100869, 83100762, 83100803, 83100692, 83100847, 83100763, 83100866, 83100831, 83093842, 83100682, 83100739, 83093874,								

					83100711, 83100841, 83100867, 83100733, 83093884 ,83100753, 83100750, 83100746, 83100817, 83100726, 83100716, 83100862, 83100747, 83100836, 83093876, 83100812, 83100832, 83100849, 83100806, 83100851, 83100698, 83100694, 83100724, 83100840, 83100835, 83100860, 83093846, 83100751, 83093864, 83093946, 83093888, 83093952, 83093951, 83100830, 83093904, 83092632, 83092651, 83093949, 83092635, 83092636, 83092630, 83092646,								

					83092633, 83100813, 83093890, 83093891, 83100793, 83100703, 83100796, 83093941, 83093854, 83093898, 83093956, 83093889, 83100778, 83093958, 83093900, 83093902, 83093850, 83093953, 83100808, 83093938, 83100823, 83093885, 83100771, 83093926, 83100825, 83100757, 83093954, 83093925, 83100790, 83093914, 83093913, 83093896, 83100686, 83100783, 83093937, 83093940, 83093915, 83093907, 83100684, 83093943, 83093924,								

					83093906, 83093950, 83100781, 83093955, 83093857, 83093878, 83093865, 83076945, 83093967, 83093856, 83076949, 83093859, 83100826, 83093840, 83093861, 83093965, 83093911, 83076947, 83093852, 83100797, 83076951, 83093908, 83093933, 83093895, 83093899, 83093945, 83093912, 83093843, 83093960, 83100696, 83100799, 83093934, 83093928, 83093893, 83093916, 83100760, 83100785, 83093910, 83093948, 83093909, 83093947,								

					83093939, 83093894, 83093930, 83093931, 83093959, 83093961, 83093963, 83093929, 83093932, 83093935, 83093968, 83093964, 83100829, 83093892, 83093966, 83093944, 83093860, 83093927, 83093858, 83093957, 83093897, 83093942, 83093962, 83116036, 83116033, 83116479, 83116246, 83116156, 83116270, 83116099, 83116069, 83116103, 83116268, 83116096, 83116052, 83116149, 83116474, 83116224, 83116202, 83116482, 83116165,								

					83116091, 83116251, 83116489, 83116120, 83116255, 83116152, 83116483, 83116118, 83116138, 83116095, 83116097, 83116100, 83116060, 83116130, 83116257, 83116071, 83116167, 83116248, 83116074, 83116263, 83116403, 83116146, 83116170, 83116043, 83116213, 83116317, 83116083, 83116250, 83116193, 83116080, 83116463, 83116089, 83116081, 83116174, 83116402, 83116066, 83116461, 83116237, 83116197, 83116484, 83116475,							

					83116155, 83116113, 83116186, 83116169, 83116045, 83116424, 83116443, 83116110, 83116141, 83116427, 83116078, 83116314, 83116111 ,83116143, 83116207, 83116192, 83116181, 83116087, 83116228, 83116470, 83116022, 83116008, 83116249, 83116233, 83116253, 83116204, 83116020, 83116154, 83116190, 83116218, 83116264, 83116370, 83116121,83116493, 83116092, 83116166, 83116352, 83116068, 83116075, 83116026, 83116125, 83116373, 83116010,								

					83116003, 83116029, 83116267, 83116028, 83116037, 83116376, 83116024, 83116025, 83116203, 83116017, 83116047, 83116094, 83116208, 83116150, 83116278, 83116012, 83116009, 83116221, 83116260, 83116117, 83116058, 83116056, 83056473, 83056438, 83062319, 83062252, 83062125, 83062191, 83062223, 83061995, 83062205, 83062211, 83062201, 83056415, 83022819, 83022760, 83056429, 83062285, 83062271, 83056483, 83077022,								

					83077019, 83076979, 83077102, 83056420, 83056434, 83022811, 83022826, 83022730, 83116199, 83116287, 83115401, 83116347, 83116331, 83116215, 83116384, 83116129, 83116325, 83116411, 83116311, 83116405, 83116349, 83116123, 83116299 ,83116359, 83116406, 83116171, 83116201, 93116280, 83116139, 83116472, 83116412, 83116460, 83022752, 83002431, 83135636, 83124373, 83138505, 83135600, 83124009, 83135495, 83135726, 83135652,								

					83135161, 83135437, 83135283, 83135608, 83135567, 83135281, 83116466, 83199508, 83199616, 83199504, 83199730, 83199804, 83199610, 83199506, 83168510, 83168398, 83135184, 83179636, 83179671, 83179630, 83179642, 83179598, 83179776, 83179652, 83179769, 83179802, 81212802, 81212759, 81212757, 81212811, 81212809, 81212737, 81212791, 81212800, 81212739, 81212765. Исполнение 0572 2165 зав. № 83000428, 83000369, 83000237, 83000345,								

					83000335, 83000394, 83000498, 83000537, 83000367, 83000232, 83000421, 83000271, 83000247, 83002968, 83003535. Исполнение 0572 2166 зав. № 83005329. Исполнение 0635 0551 зав. № 81208048. Исполнение 0632 1270 зав. № 20567414, 20656454. Исполнение 0636 9730 зав. № 81209787, 81223135, 81223632, 81222320, 83092770, 83092730, 83092724, 81221825, 81222490, 83116332, 81222248, 83150394,83124803, 83124249, 81223444, 83135206. Исполнение 0636 9770 зав. № 81209474, 83009360, 81217088, 81217012, 81216532. Испол-								

					нение 0632 1550 зав. № 58602153, 58607327, 58605950, 58610490, 58606659. Испол-нение 0635 9370 зав. № 20560689, 20560704, 20575456, 20622091. Испол-нение 0635 9430 зав. № 20553568, 20626600, 20654441, 20812700, 20737230, 20737212, 20626600, 20679526, 20787426, 20612691, 20806179, 20654536,20661429, 20704475, 20701547, 20602457, 20654443. Испол-нение 0635 1570 зав. № 58602209, 20737565, 20654105, 20795202, 20786907, 20619031. Испол-нение 0635 9570 зав. № 20553768, 20601180, 20659581, 20650628, 20720746,								

					20601069, 20740799, 20601180, 20668882, 20775624, 20686486								
54.	Система учета авиационного топлива при приеме из автомобильных цистерн	Обозначение отсутствует	E	81991-21	A06.17.163	Акционерное общество "ПРИЗ" (АО "ПРИЗ"), г. Москва	Акционерное общество "ПРИЗ" (АО "ПРИЗ"), г. Москва	ОС	РТ-МП-7765-449-2020	1 год	Акционерное общество "ПРИЗ" (АО "ПРИЗ"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	01.12.2020
55.	Системы учета авиационного топлива при наливе в топливозаправщики аэродромные	Обозначение отсутствует	E	81992-21	A05.17.088; A05.17.089	Акционерное общество "ПРИЗ" (АО "ПРИЗ"), г. Москва	Акционерное общество "ПРИЗ" (АО "ПРИЗ"), г. Москва	ОС	РТ-МП-7808-449-2020	1 год	Акционерное общество "ПРИЗ" (АО "ПРИЗ"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	01.12.2020
56.	Вакуумметры терморезистивные цифровые	ВТ-РЦ01	C	81993-21	124/310-20011, 118/310-19063	Общество с ограниченной ответственностью "Лаборатория вакуумных технологий плюс" (ООО "ЛВТ+"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Лаборатория вакуумных технологий плюс" (ООО "ЛВТ+"), г. Москва	ОС	РТ-МП-34-443-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Лаборатория вакуумных технологий плюс" (ООО "ЛВТ+"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	18.01.2021
57.	Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1225 ООО "Транснефть - Порт Приморск"	Обозначение отсутствует	E	81994-21	1225	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "ГКС" (ООО НПП "ГКС"), г. Казань	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "ГКС" (ООО НПП "ГКС"), ИНН 1655107067,	ОС	МП 1137-14-2020	1 год	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "ГКС" (ООО НПП "ГКС"), г. Казань	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	30.09.2020

							Адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тази Гиззата, д. 3, Телефон: (843) 221-70-00, факс: (843) 221-70-01, E-mail: mail@nppgks.com						
58.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Заря №720	Обозначение отсутствует	Е	81995-21	259	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-284-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	02.04.2021
59.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Западная	Обозначение отсутствует	Е	81996-21	260	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-283-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	26.03.2021

						3							
60.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Северная	Обозначение отсутствует	E	81997-21	254	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-207-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	22.03.2021
61.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Пахра №509	Обозначение отсутствует	E	81998-21	255	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-170-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	02.04.2021
62.	Машины электромеханические универсальные испытательные TINIUS OLSEN	серии HxK-M	C	81999-21	0512; 0034; 0035; 0031; 0122; 0036; 0150	"Tinius Olsen Ltd.", Великобритания	"Tinius Olsen Ltd.", Великобритания	ОС	МП ТИнТ 237-2019	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ЭКСИТОН ТЕСТ" (ООО "ЭКСИТОН ТЕСТ"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "ТестИнТех" (ООО "ТестИнТех"), г. Москва	10.12.2019
63.	Приборы для	серия	C	82000-21	521573.331.1	BEP EUROPE	BEP EUROPE	ОС	МП АПМ	1 год	BEP EUROPE	ООО "Авто-	20.08.2020

	измерений параметров света фар автотранспортных средств	CAM-Box				NV, Бельгия	NV, Бельгия		30-20		NV, Бельгия	прогресс-М"	
64.	Комплексы цифровые диагностические для измерений геометрических параметров колесных пар подвижного состава	Комплекс-2С	С	82001-21	1	Общество с ограниченной ответственностью "ТрансТех" (ООО "ТрансТех"), г. Новосибирск	Общество с ограниченной ответственностью "ТрансТех" (ООО "ТранТех"), г. Новосибирск	ОС	ТГБК.013 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ТрансТех" (ООО "ТранТех"), г. Новосибирск	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	18.11.2020
65.	Системы измерительные	C-VIEW	С	82002-21	1.0.0	Общество с ограниченной ответственностью "КОМС" (ООО "КОМС")	Общество с ограниченной ответственностью "КОМС" (ООО "КОМС")	ОС	62.01.12-001-45037638-2020 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "КОМС" (ООО "КОМС")	Общество с ограниченной ответственностью "Координационно-информационное агентство" (ООО "КИА")	20.11.2020
66.	Машины испытательные универсальные	AlfaTest X	С	82003-21	Мод. AlfaTest X1.0 зав.№ X1.0.0820.1, мод. AlfaTest X010 зав. № X010.0820.1, мод. AlfaTest X600 зав. № X600.0920.1	Общество с ограниченной ответственностью "ТиВиЭн Технолоджи" (ООО "ТиВиЭн Технолоджи"), г. Смоленск	Общество с ограниченной ответственностью "ТиВиЭн Технолоджи" (ООО "ТиВиЭн Технолоджи"), г. Смоленск	ОС	МП АПМ 42-20	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ТиВиЭн Технолоджи" (ООО "ТиВиЭн Технолоджи"), г. Смоленск	ООО "Автопрогресс-М", г. Москва	30.11.2020
67.	Машины испытательные универсальные	серии AlfaTest H	С	82004-21	Мод. AlfaTest H300 зав. № H300.0820.1, мод. AlfaTest H1000 зав. № H1000.0820.1	Общество с ограниченной ответственностью "ТиВиЭн Технолоджи" (ООО "ТиВиЭн Техно-	Общество с ограниченной ответственностью "ТиВиЭн Технолоджи" (ООО "ТиВиЭн Техно-	ОС	МП АПМ 43-20	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ТиВиЭн Технолоджи" (ООО "ТиВиЭн Техно-	ООО "Автопрогресс-М"	30.11.2020

						лоджи"), г. Смоленск	лоджи"), г. Смоленск				лоджи"), г. Смоленск		
68.	Микроом-метры	Prime-200, Prime-600	C	82005-21	Prime-200: № 116610; Prime-600: № 116304	Компания "EuroSMC, S.A.", Испания	Компания "EuroSMC, S.A.", Испания	ОС	ИЦРМ-МП-218-20	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "КС-Энерго" (ООО "КС-Энерго"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Испытательный центр разработок в области метрологии" (ООО "ИЦРМ"), г. Москва	30.11.2020
69.	Системы измерительного узла налива	АСН-Д-100 модели АСН-Д-100-К2	E	82006-21	4.19, 5.19, 6.19, 7.19	Общество с ограниченной ответственностью "Нью-Дос" (ООО "Нью-Дос"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Газонефтепродукт сеть" (ООО "ГНП сеть"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП 1157-14-2020	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Нью-Дос" (ООО "Нью-Дос"), г. Москва	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им.Д.И.Менделеева", г. Казань	07.08.2020
70.	Анализаторы элементные	LECO 828/928	C	82007-21	CNS928 зав. № 23547, CHN828 зав. № 23947 с блоком S832 зав. № 16620	Фирма "LECO Corporation", США	Фирма "LECO Corporation", США	ОС	МП 108-241-2020	1 год	Закрытое акционерное общество "ЛЕКО ЦЕНТР-М" (ЗАО "ЛЕКО ЦЕНТР-М"), г. Москва	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Екатеринбург	14.12.2020
71.	Счетчики воды крыльчатые	Home	C	82008-21	006707, 005925, 000074, 000051, 005687	Общество с ограниченной ответственностью "Энергобыт" (ООО "Энергобыт"), г. Химки, Московская обл., CHONGQING GROEN IMP. EXP. CO.,	Общество с ограниченной ответственностью "Энергобыт" (ООО "Энергобыт"), г. Химки, Нагорное шоссе, д.2, Московская обл., 125466	ОС	МИ 1592-2015	6 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Энергобыт" (ООО "Энергобыт"), г. Химки, Московская обл.	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", т. Москва	23.11.2020

						LTD, Китай							
72.	Счетчики тахометрические	GROEN	C	82009-21	00177, 00415, 00115, 00023, 00074, 00020, 000063, 718410, 000125, 00012	Общество с ограниченной ответственностью "Энергобыт" (ООО "Энергобыт"), г. Химки, Московская обл., CHONGQING GROEN IMP. EXP. CO., LTD, Китай	Общество с ограниченной ответственностью "Энергобыт" (ООО "Энергобыт"), г. Химки, Московская обл., 125466, Нагорное шоссе, д.2	ОС	МИ 1592-2015 - для счетчиков с условным диаметром ≤250 мм, МП-216/10-2020 для счетчиков с условным диаметром >250 мм и счетчиков модификаций DUAL	6 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Энергобыт" (ООО "Энергобыт"), г. Химки, Московская обл.	ООО "ПРОММАШТЕСТ", г. Москва	27.11.2020
73.	Анализаторы автоматические биохимические	ДДС-240	C	82010-21	01, 02	Акционерное общество "ДИАКОН-ДС" (АО "ДИАКОН-ДС"), Московская область, г. Пущино	Акционерное общество "ДИАКОН-ДС" (АО "ДИАКОН-ДС"), Московская область, г. Пущино	ОС	МП 041.Д4-20	1 год	Акционерное общество "ДИАКОН-ДС" (АО "ДИАКОН-ДС"), Московская область, г. Пущино	ФГУП "ВНИИОФИ", г. Москва	21.12.2020