

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 20 » _____ апреля 2023 г. № 879

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверждения акта испытаний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Вычислители	МАНС-12	МАНС-12.1 серийный №0620000004	57556-14	-	-	00225549-14/1МП	РТ-МП-1103-442-2022	-	31.01.2023	Акционерное общество «Московский завод тепловой автоматики» (АО «МЗТА»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва
2.	Системы измерений количества и показателей качества нефтепродуктов мобильные	-	199/1, 199/2	65875-16	-	МП 0452-14-2016	-	МП-0001-ТНМ-2023	-	23.01.2023	Акционерное общество «Транснефть-Дружба» (АО «Транснефть-Дружба»), г. Брянск	АО «Транснефть-Метрология», г. Москва
3.	Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1232	-	204-2	70310-18	-	МП 0682-14-2017	-	МП 0682-14-2017 с Изменением № 1	-	11.11.2022	Акционерное общество «Транснефть-Метрология» (АО «Транснефть-Метрология»), г. Москва	АО «Транснефть-Метрология», г. Москва

4.	Система измерительная массового расхода (массы) тяжелого газойля с установки каталитического крекинга цеха № 01 поз. 07300 Завода Бензинов ОАО «ТАИФ-НК»	-	07300	70783-18	-	МП 1302/2-311229-2018	-	МП 2212/2-311229-2022	-	22.12.2022	Открытое акционерное общество «ТАИФ-НК» (ОАО «ТАИФ-НК»), Республика Татарстан, г. Нижнекамск	ООО ЦМ «СТП», г. Кзань
5.	Весы лабораторные	ВЛА	ВЛА-225МА зав. №L37600 1	73040-18	-	-	ГОСТ OIML R 76-1-2011 Приложение ДА	-	-	14.02.2023	Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Госметр» (ООО «НПП «Госметр»), г. Санкт-Петербург	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Санкт-Петербург
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС РП 220 кВ Фалёнки	-	103	77906-20	-	-	РТ-МП-6733-500-2019	-	-	27.02.2023	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Тамбовская №4	-	206	80948-21	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	-	РТ-МП-7908-500-2020	-	-	17.03.2023	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва

8.	Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 115 ПСП «Юргамыш» ЛПДС «Юргамыш»	-	1	81024-21	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), г. Уфа	НА.ГНМЦ.049 5-20 с изменением № 1	-	МП-0036-ТНМ-2022	-	10.11. 2022	Акционерное общество «Транснефть-Метрология» (АО «Транснефть-Метрология»), г. Москва	АО «Транснефть-Метрология», г. Москва
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Енисей	-	268	82419-21	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»), г. Москва	-	РТ-МП-386-500-2021	-	-	22.03. 2023	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» апреля 2023 г. № 879

Регистрационный № 81024-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 115
ПСП «Юргамыш» ЛПДС «Юргамыш»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 115 ПСП «Юргамыш» ЛПДС «Юргамыш» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений массы нефти.

При косвенном методе динамических измерений массу брутто нефти определяют с применением измерительных компонентов: преобразователя объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователя объемного расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного контроллера FloBoss S600+, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН, заводской № 1, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта (рисунок 1). Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.



Рисунок 1 - Общий вид СИКН

СИКН состоит из:

- блока измерительных линий (далее – БИЛ), состоящего из входного и выходного коллекторов, трех рабочих измерительных линий (далее – ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ;
- блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК) выполняет функции контроля показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство;
- система сбора и обработки информации (далее – СОИ);
- системы дренажа нефти.

В составе СИКН применены средства измерений утвержденных типов, которые указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование СИ	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФ ОЕИ)
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду от 16...500 мм (далее – ПР)	15427-01
Преобразователь расхода жидкости турбинный геликоидный серии НТМ	38725-08
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	15642-01

Продолжение таблицы 1

Наименование СИ	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФ ОЕИ)
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	15642-06
Датчики давления Метран-150	32854-13
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04
Преобразователи давления измерительные dTRANS p20	47454-11
Преобразователи давления измерительные EJX	28456-09
Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	14683-00
Преобразователи измерительные 644	14683-04
Преобразователи измерительные iTEMP TMT	57947-19
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-05
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-11
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01
Термопреобразователи сопротивления платиновые TR, TS, TST, TPR, TSM, TET	68002-17
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	81438-21

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов.

В составе СИКН для контрольно - резервной измерительной линии дополнительно сформирован измерительный канал (далее – ИК) объема и объемного расхода.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом по результатам измерений объема нефти по каждой ИЛ и плотности нефти и приведение измеренных значений к стандартным условиям;
- автоматическое измерение объема, давления, температуры и плотности нефти;
- автоматическое вычисление массы нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- формирование и печать отчетных документов;
- дистанционное и местное управление запорной и регулирующей арматурой, циркуляционными насосами и другим оборудованием;
- автоматический контроль, индикацию, сигнализацию предельных значений технологических параметров.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания средств измерений, входящие в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006, нанесения оттисков клейм или наклеек на эти средства измерений в соответствии с методиками поверки этих средств измерений.

Конструкцией СИКН место нанесения заводского номера не предусмотрено. Идентификация СИКН возможна по заводскому номеру, указанному в эксплуатационной документации, обеспечивающей его сохранность в течении всего срока эксплуатации.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее - ПО), реализованное в контролерах FloBoss S600+ и в ПО ПК «Сгopos».

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

Идентификационные данные ПО контроллеров приведены в таблице 2.

Идентификационные данные ПО ПК «Сгopos» 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 ПК АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	metrology.dll
Номер версии ПО	1.37
Цифровой идентификатор ПО	dcb7d88f
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти через СИКН*, м ³ /ч	от 293,2 до 2100,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 5 – 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		
4	Объема и объемного расхода нефти	1 (БИЛ: Контрольно-резервная измерительная линия № 4)	Преобразователь расхода жидкости турбинный геликоидный серии НТМ (далее – ТПР)	Контроллер измерительный FloBoss S600+	от 268,70 до 887,05 м ³ /ч	$\pm 0,10^*$ ($\pm 0,15$)** (относительная), %

* Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным ТПР, применяемым в качестве контрольного в точке расхода;

** Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным ТПР, применяемым в качестве резервного.

Таблица 6 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Характеристики измеряемой среды: – плотность в рабочем диапазоне температуры нефти, кг/м ³ – рабочий диапазон давления нефти, МПа – рабочий диапазон температуры нефти, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – вязкость кинематическая, сСт, не более – давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.), не более – массовая доля серы, %, не более – массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более – массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ , (ppm), не более	от 856 до 895 от 0,35 до 6,30 от +2 до +30 0,5 0,05 100 от 9 до 57 66,7 (500) 2,2 20 40
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное), 220±22 (однофазное) 50±1

Продолжение таблицы 6

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – атмосферное давление, кПа	от -48 до +41 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	15
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Режим работы	непрерывный

Знак утверждения типа наносится

справа в нижней части титульного листа эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 115 ПСП «Юргамыш» ЛПДС «Юргамыш»	–	1 шт.
Комплект эксплуатационной документации	–	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 115 ЛПДС «Юргамыш» Курганское НУ АО «Транснефть – Урал», свидетельство об аттестации № 307-RA.RU.312546-2022 от 22.08.2022.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН: 0278005403

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24

Телефон/факс: +7 (347) 279-88-99, +7 800 700-78-68

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН: 0278005403

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24

Телефон/факс: +7 (347) 279-88-99, +7 800 700-78-68

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-78-68
Факс: +7 (843) 567-20-10
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

в части вносимых изменений

Акционерное общество «Транснефть – Метрология» (АО «Транснефть – Метрология»)
ИНН 7723107453
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2
Телефон (факс): (495) 950-87-00, (495) 950-85-97
Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>
E-mail: cmo@cmo.transneft.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» апреля 2023 г. № 879

Регистрационный № 70783-18

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная массового расхода (массы) тяжелого газойля с установки каталитического крекинга цеха № 01 поз. 07300 Завода Бензинов ОАО «ТАИФ-НК»

Назначение средства измерений

Система измерительная массового расхода (массы) тяжелого газойля с установки каталитического крекинга цеха № 01 поз. 07300 Завода Бензинов ОАО «ТАИФ-НК» (далее – ИС) предназначена для измерений массового расхода (массы) тяжелого газойля.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы сбора и обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от преобразователей объемного расхода (объема), давления и температуры.

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

ИС состоит из одной измерительной линии и СОИ.

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

а) первичные измерительные преобразователи:

– расходомер жидкости ультразвуковой «Fluxus» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 29099-05) (модель ADM 7407);

– датчик давления серии I/A (регистрационный номер 15863-02) (модель IGP10);

– датчик температуры КТХК (регистрационный номер 57177-14);

б) СИ, входящие в состав СОИ:

– преобразователь измерительный тока и напряжения с гальванической развязкой (барьер искрозащиты) серии К (регистрационный номер 22153-07) (модель KFD2-STC4-Ex2);

– преобразователь измерительный для термопар и термопреобразователей сопротивления с гальванической развязкой (барьер искрозащиты) серии К (регистрационный номер 22149-07) (модель KFD2-UT-Ex1);

– контроллер измерительный ROC/FloBoss модификации ROC 809 (регистрационный номер 59616-15) (далее – контроллер).

ИС обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение объемного расхода (объема), избыточного давления и температуры тяжелого газойля;
- вычисление массового расхода (массы) тяжелого газойля;
- регистрация, архивирование и хранение результатов измерений;
- формирование, отображение и печать текущих отчетов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Заводской номер ИС в виде цифрового обозначения наносится типографским способом на паспорт ИС, а также на маркировочную табличку, расположенную на измерительном трубопроводе ИС.

Пломбирование ИС не предусмотрено. Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав ИС, выполняется пломбирование СИ в соответствии с описаниями типа данных СИ.

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

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС реализовано на базе ПО контроллера и обеспечивает выполнение функций ИС.

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

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров разграничением прав пользователей. Введены многоуровневая система доступа и система паролей. Контроль целостности и подлинности ПО ИС осуществляется посредством сравнения номера версии ПО.

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

Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LiquidCalcs_800L
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.03.01
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода тяжелого газойля, т/ч	от 16,174 до 445,145
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода (массы) тяжелого газойля, %	$\pm 5,0$
Пределы допускаемой приведенной погрешности преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА) в значение измеряемого параметра, % диапазона преобразования	$\pm 0,145$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений сигналов термопар с номинальной статической характеристикой типа L в диапазоне измеряемых температур от 0 до плюс 150 °C ¹⁾ , °C	$\pm 1,175$ ²⁾
¹⁾ Диапазон измерения термоэлектродвижущей силы от 0 до 10,624 мВ в соответствии с ГОСТ Р 8.585–2001. ²⁾ Указаны пределы допускаемой абсолютной погрешности для верхнего предела измерений диапазона измеряемых температур.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Температура измеряемой среды, °C	от +70 до +125
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0,02 до 1,20
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	1
Габаритные размеры шкафа СОИ, мм, не более: – длина – ширина – высота	800 800 2100
Масса шкафа СОИ, кг, не более	300
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °C: – в месте установки первичных измерительных преобразователей – в месте установки СОИ б) относительная влажность (без конденсации влаги), %: – в месте установки первичных измерительных преобразователей – в месте установки СОИ в) атмосферное давление, кПа	от -30 до +40 от +15 до +25 не более 95 от 20 до 80 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная массового расхода (массы) тяжелого газойля с установки каталитического крекинга цеха № 01 поз. 07300 Завода Бензинов ОАО «ТАИФ-НК», заводской № 07300	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Массовый расход и масса тяжелого газойля. Методика измерений системой измерительной массового расхода (массы) тяжелого газойля с установки каталитического крекинга цеха № 01 поз. 07300 Завода Бензинов ОАО «ТАИФ-НК», регистрационный номер ФР.1.29.2018.29960 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерения

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3457 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы».

Изготовитель

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

ИНН 1651025328

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

Телефон: (8555) 38-17-15

Факс: (8555) 38-17-36

Web-сайт: www.taifnk.ru

E-mail: referent@taifnk.ru

Испытательный центр

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

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

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерений количества и показателей качества нефтепродуктов мобильные

Назначение средства измерений

Системы измерений количества и показателей качества нефтепродуктов мобильные (далее – СИКН) предназначены для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефтепродуктов при проведении учетных операций.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефтепродукта, основанного на измерениях объема нефтепродукта с применением счетчика жидкости и плотности нефтепродукта с применением преобразователя плотности. Выходные сигналы счетчика жидкости и преобразователей поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефтепродукта по реализованному в нем алгоритму.

Каждая СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, состоящей из измерительной линии, блока измерений показателей качества (далее – БИК), системы сбора и обработки информации и системы дренажа, смонтированных на прицепе грузового автомобиля, совместно с трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда. Общий вид СИКН показан на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

Наладка СИКН осуществлены в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

В состав СИКН входят следующие средства измерений:

- счетчик жидкости камерный лопастной Smith Meter исполнения JA10 модели S3, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 64790-16;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, регистрационный номер 52638-13;
- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, регистрационный номер 57762-14;
- преобразователи давления измерительные 2088, регистрационный номер 60993-15;
- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный номер 14061-15;
- датчики температуры Rosemount 3144P, регистрационный номер 63889-16;
- комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л «ОСТОПУС-L», регистрационный номер 43239-15;
- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, регистрационный номер 26803-11;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, регистрационный номер 303-91;
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB, регистрационный номер 62207-15.

СИКН обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- измерения объемного расхода, объема и массы нефтепродукта в рабочих условиях;
- измерения давления и температуры нефтепродукта автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры соответственно;
- воспроизведение, хранение и передача единицы объема жидкости при проведении поверки и контроля метрологических характеристик счетчиков жидкости и преобразователей объемного и массового расходов с применением установки поверочной трубопоршневой двунаправленной OGSB в автоматизированном режиме без нарушения процесса измерений;

- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- защита программного обеспечения и информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат и точность измерений, средства измерений, входящие в состав СИКН, снабжены средствами защиты в соответствии с МИ 3002 - 2006 «ГСИ. Рекомендация. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

Программное обеспечение

обеспечивает реализацию функций СИКН. Программное обеспечение (ПО) СИКН реализовано в комплексе измерительно-вычислительном ОКТОПУС-Л «ОСТОПУС-L» (далее - ИВК) и компьютере автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора «Rate АРМ оператора УУН»). Идентификационные данные ПО указаны в таблице 1.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО АРМ оператора	ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	«RateCalc»	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2.4.1.1	6.10
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F	24821CE6
Другие идентификационные данные	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 36,4* до 550**
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефтепродукта, %	±0,15
* Наименьший объемный расход определяется в соответствии с описанием типа на счетчик жидкости камерный лопастной Smith Meter исполнения JA10 модели S3 (регистрационный номер 64790-16) и не может быть ниже 36,4 м ³ /ч.	
** Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефтепродукты
Количество измерительных линий, шт.	1
Температура нефтепродукта, °С	от -10 до +40
Избыточное давление нефтепродукта, МПа, не более	1,6
Плотность в рабочих условиях, кг/м ³	от 780 до 885
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	периодический, автоматизированный
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220/380±38 50
Потребляемая мощность, кВт, не более	7
Условия эксплуатации СИКН: – температура окружающего воздуха, °С	от -29 до +40
Средний срок службы, лет, не менее	12
Масса, кг, не более	24000
Габаритные размеры (высота, ширина, длина), мм, не более	4000;2380;13620

Знак утверждения типа

наносится в центральной части титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Системы измерений количества и показателей качества нефтепродуктов мобильные, заводские номера 199/1, 199/2	—	2 шт.
Комплект эксплуатационной документации	—	2 экз.
Методика поверки	—	2 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефтепродуктов. Методика измерений системами измерений количества и показателей качества нефтепродуктов мобильными №№ 199/1, 199/2» (свидетельство об аттестации методики измерений № 353-RA.RU.312546-2023 от 02.02.2023 г.).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»

(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН 7736545870

Юридический адрес: 105187, г. Москва, ул. Щербаковская, д. 53, корп. 15

Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47а

Тел. (495) 221-10-50, тел./факс (495) 221-10-51

E-mail: ims@imsholding.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП «ВНИИР»)

Адрес местонахождения: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Тел./ факс: (843) 272-70-62/ 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

В части вносимых изменений

Акционерное общество «Транснефть – Метрология» (АО «Транснефть – Метрология»)
ИНН 7723107453

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2

Телефон (факс): (495) 950-87-00, (495) 950-85-97

Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» апреля 2023 г. № 879

Регистрационный № 73040-18

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы лабораторные ВЛА

Назначение средства измерений

Весы лабораторные ВЛА (далее - весы) предназначены для статических измерений массы.

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на использовании электромагнитной силовой компенсации, при которой вес измеряемого груза уравнивается силой взаимодействия электрического тока, протекающего по обмотке компенсационной катушки, с магнитным полем, создаваемым между полюсами постоянного магнита. Устойчивое равновесие механической системы весовой ячейки, жестко связанной с компенсационной катушкой, обеспечивается электронным регулятором. Если в нагрузке происходят изменения, то регулятор изменяет ток, протекающий через катушку, до тех пор, пока не восстановится прежнее среднее положение механической системы. Компенсационный ток, пропорциональный массе измеряемого груза, поступает в терминал для последующей обработки и индикации результатов измерений.

Конструктивно весы состоят из весоизмерительного устройства с остекленной витриной и терминала.

Весы выпускаются в двух семействах. Семейство 1 включает модификации весов лабораторных ВЛА-xxxМ, ВЛА-xxxМА, ВЛА-xxxС, ВЛА-xxxС-О, ВЛА-220С-ОА и ВЛА-320С-ОА с устройством юстировки чувствительности встроенным грузом и внешней гирей, где «xxx» обозначает максимальную нагрузку. Юстировка чувствительности весов семейства 1 осуществляется автоматически в заданное время, а также при изменении температуры и времени.

В модификациях весов ВЛА-xxxМ(А) и ВЛА-xxxС-О(А) предусмотрена функция USB-хост позволяющая подключать USB-устройства (накопитель, клавиатуру, считыватель штрих-кодов и т. д.).

По заказу предусмотрено исполнение весов ВЛА-xxxМ и ВЛА-220С-О, ВЛА-320С-О с дополнительной сервисной функцией открывания/закрывания витрины с помощью бесконтактных датчиков или кнопок (с программой автоматической подстройки), при этом к обозначению модификации добавляется буква «А». Весы ВЛА-xxxМА оснащаются регулируемым по высоте ветрозащитным экраном внутри витрины.

Весы модификаций ВЛА-120М(А) и ВЛА-220М(А) позволяют изменять действительную цену деления шкалы с 0,1 мг на 0,01 мг при нагрузке до 102 г для весов ВЛА-220М(А) и при нагрузке до 52 г для весов ВЛА-120М(А).

Семейство 2 объединяет лабораторные весы модификации ВЛА-xxx с устройством юстировки чувствительности внешней гирей, где «xxx» обозначает максимальную нагрузку.

Кроме того, модификации семейств различаются максимальной и минимальной нагрузками.

Весы оснащены следующими устройствами (указанными ниже в соответствии с ГОСТ OIML R 76-1-2011):

- устройством первоначальной установки нуля (Т.2.7.2.4);
- полуавтоматическим устройством установки нуля (Т.2.7.2.2);
- устройством слежения за нулем (Т.2.7.3);
- устройством выборки массы тары (Т.2.7.4);
- автоматическим устройством юстировки чувствительности в весах модификаций ВЛ-xxxМ(А) и ВЛА-xxxС, ВЛА-xxxС-О(А);
- полуавтоматическим устройством юстировки чувствительности;
- устройством установки весов по уровню (Т.2.7.1);
- вспомогательным показывающим устройством (3.4);
- устройством взвешивания под весами (опция);
- устройством адаптации к внешним условиям.

Весы реализуют следующие функции:

- переключения единиц измерения массы;
- взвешивания в процентах;
- подсчета количества штук (деталей);
- рецептурного взвешивания по зарегистрированным рецептам (весы ВЛА-xxxМ(А) и ВЛА-xxxС-О(А)) и свободной рецептуры (суммирование);
- выполнения статистического расчета;
- функция определения удельной массы или плотности (опция);
- функция компарирования;
- режим заполнения (насыпания/ подливания);
- режим дополнений с автотарированием (при выводе данных на внешнее устройство);
- подготовки буферного раствора (весы ВЛА-xxxМ(А) и ВЛА-xxxС-О(А));
- подготовки образцов для анализа (весы ВЛА-xxxМ(А) и ВЛА-xxxС-О(А));
- периодической проверки для модификаций со встроенной юстировкой;
- вывода данных о юстировке;
- блокировки меню и автовыключения весов;
- выбора языка сообщений на дисплее (русский, английский и др.);
- настройки яркости дисплея;
- функция идентификации пользователей, установки паролей и полномочий.

Весы оснащены интерфейсами RS-232C и USB для связи с персональным компьютером и принтером.

По заказу весы поставляются с устройством ионизации воздуха для снятия статического электричества. Модификации весов ВЛА-xxxМА и ВЛА-220С-ОА, ВЛА-320С-ОА с автоматизированной витриной поставляются только с ионизатором воздуха.



Общий вид модификации ВЛА-xxxМ



Общий вид модификаций ВЛА-xxx, ВЛА-xxxС, ВЛА-xxxС-О



Общий вид модификации ВЛА-xxxМА
(исполнение с автоматизированной витриной и регулируемым по высоте внутренним ветрозащитным экраном)



Общий вид модификаций ВЛА-220С-ОА,
ВЛА-320С-ОА (исполнение с автоматизированной витриной)

Рисунок 1 – Общий вид весов

Для защиты весов от несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений, весы пломбируются контрольными этикетками изготовителя. Схема пломбирования представлена на рисунке 2. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Схема пломбирования контрольными этикетками

Рисунок 2 – Схема пломбирования от несанкционированного доступа

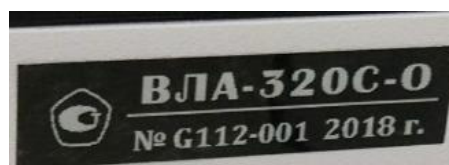
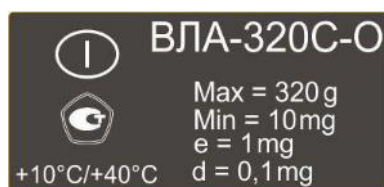


Рисунок 3 – Маркировка весов

Маркировка весов выполняется на двух табличках (рисунок 3) и содержит следующие сведения: модификация весов; максимальная нагрузка (Max); минимальная нагрузка (Min); действительная цена деления (d); поверочный интервал (e); класс точности весов; знак утверждения типа; заводской номер весов; год изготовления; предельные значения температуры. Заводской номер весов в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящий из букв латинского алфавита и арабских цифр, приведен на маркировочной табличке в виде наклейки, расположенной на боковой стенке корпуса весов.

Товарный знак предприятия-изготовителя нанесен на передней панели весов.

Программное обеспечение

В весах используется встроенное программное обеспечение (ПО), выполняющее функции по сбору, передаче, обработке и представлению измерительной информации.

Идентификация программы весов осуществляется путем просмотра номера версии программного обеспечения на дисплее весов после подключения их к сети питания.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует высокому уровню по Р 50.2.077 – 2014 для весов со встроенным устройством юстировки чувствительности и среднему уровню для весов с устройством юстировки чувствительности внешней гирей.

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО весов ВЛА
Номер версии (идентификационный номер) ПО ¹⁾	1.01.00 1.01.00.00 XX1.01.XX ²⁾³⁾ XX1.01.XX.XX
¹⁾ 1.01-метрологически значимая часть ПО ²⁾ Номер версии слева и справа от метрологической значимой части ПО может дополняться метрологически незначимой частью, схематично обозначенной «X». ³⁾ «X» может быть как в виде арабских цифр и принимать значения от 0 до 9, так и в виде букв латинского алфавита.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики в зависимости от модификации						
	ВЛА-135M ВЛА-135MA	ВЛА-225M ВЛА-225MA	ВЛА-120M ВЛА-120MA	ВЛА-220M ВЛА-220MA	ВЛА-120 ВЛА-120C С-О	ВЛА-220 ВЛА-220C ВЛА-220 С-О ВЛА-220 С-ОА	ВЛА-320 ВЛА-320C ВЛА-320 С-О ВЛА-320 С-ОА
Класс точности весов по ГОСТ OIML R 76-1-2011	① (специальный)						
Максимальная нагрузка, Max, г	135	220	52/120	102/220	120	220	320
Минимальная нагрузка, Min, мг	1				10		
Действительная цена деления, d, мг	0,01	0,01	0,01/0,1	0,01/0,1	0,1	0,1	0,1
Поверочный интервал, e, мг	1						
Число поверочных интервалов, n	135000	220000	120000	220000	120000	220000	320000
Пределы допускаемой погрешности весов, mpe, при поверке, мг, в интервалах взвешивания:							
от 0,001 г до 50 г включ.	±0,5	±0,5	±0,5	±0,5	-	-	-
от 0,01 г до 50 г включ.	-	-	-	-	±0,5	±0,5	±0,5
св. 50 г до 120 г включ.	-	-	±1,0	-	±1,0	-	-
св. 50 г до 135 г включ.	±1,0	-	-	-	-	-	-
св. 50 г до 200 г включ.	-	±1,0	-	±1,0	-	±1,0	±1,0

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики в зависимости от модификации						
	ВЛА-135М ВЛА-135МА	ВЛА-225М ВЛА-225МА	ВЛА-120М ВЛА-120МА	ВЛА-220М ВЛА-220МА	ВЛА-120 ВЛА-120С ВЛА-120 С-О	ВЛА-220 ВЛА-220С ВЛА-220 С-О ВЛА-220 С-ОА	ВЛА-320 ВЛА-320С ВЛА-320 С-О ВЛА-320 С-ОА
св. 200 г до 220 г включ.	-	±1,5	-	±1,5	-	±1,5	-
св. 200 г до 320 г включ.	-	-	-	-	-	-	±1,5
Повторяемость (размах) показаний при поверке, не более	mpe						
Диапазон устройства выборки массы тары	от 0 до Max						

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Потребляемая мощность, В·А, не более	8,0
Параметры электрического питания: 1) сетевое через адаптер: - входное напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц 2) автономное от аккумуляторной батареи напряжением, В	230±23 50±1 12,0
Условия эксплуатации: - предельные значения температуры (Tmin, Tmax), °С: - для весов ВЛА-xxxМ, ВЛА-xxxМА и ВЛА-xxxС, ВЛА-xxxС-О, ВЛА-220С-ОА, ВЛА-320С-ОА - для весов ВЛА-120, ВЛА-220, ВЛА-320 - относительная влажность воздуха %: - для весов ВЛА-xxx, ВЛА-xxxС, ВЛА-xxxС-О, ВЛА-220С-ОА, ВЛА-320С-ОА (без конденсации) - для весов ВЛА-xxxМ, ВЛА-xxxМА	+10, +40 +17, +27 от 20 до 85 от 30 до 80
Средний срок службы весов, лет, не менее	10
Вероятность безотказной работы за 1000 ч	0,92

Таблица 4 - Масса и габаритные размеры весов различных модификаций

Обозначение модификации	Размеры чашки весов (диаметр), мм	Габаритные размеры весов (длина; ширина; высота), мм, не более	Масса весов, кг, не более
ВЛА-120С, ВЛА-120С-О ВЛА-220С, ВЛА-220С-О ВЛА-320С, ВЛА-320С-О	91	367; 212; 345	7,0
ВЛА-220С-ОА ВЛА-320С-ОА			8,6
ВЛА-120, ВЛА-220 ВЛА-320	91	367; 212; 345	6,5
ВЛА-135М, ВЛА-225М ВЛА-120М, ВЛА-220М	91	411; 212; 345	7,9
ВЛА-135МА, ВЛА-225МА ВЛА-120МА, ВЛА-220МА			9,7

Знак утверждения типа наносится

на табличку с маркировкой, закрепляемую на корпусе весов методом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество			
		ВЛА-135М ВЛА-225М ВЛА-120М ВЛА-220М	ВЛА-120 ВЛА-220 ВЛА-320	ВЛА-120С ВЛА-220С ВЛА-320С	ВЛА-120С-О ВЛА-220С-О ВЛА-320С-О
Весы лабораторные	ВЛА	1 шт.			
Руководство по эксплуатации	НПП0.005.011 РЭ	1 экз.			
АС-адаптер питания с держателем кабеля	-	-	1 шт.		
АС-адаптер	-	1 шт.	-		
Чашка	-	1 шт.			
Держатель чашки	-	1 шт.			

Продолжение таблицы 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество			
		ВЛА-135М ВЛА-225М ВЛА-120М ВЛА-220М	ВЛА-120 ВЛА-220 ВЛА-320	ВЛА-120С ВЛА-220С ВЛА-320С	ВЛА-120С-О ВЛА-220С-О ВЛА-320С-О
Чашка для мультиподставки	-	1 шт.	-	-	-
Мультиподставка	-	1 шт.	-	-	-
Держатель для колб к весам ВЛА-225М*	-	1 шт.	-	-	-
Защитный диск	-	-	1 шт.	-	-
Защитная крышка	-	1 шт.	-	-	-
Подставка	-	1 шт.	-	-	-
Блок фильтра	-	1 шт.	-	-	-
Защитный экран	-	1 шт.	-	-	-
Кабель RS-232C *	-	1 шт.	-	-	-
Аккумуляторная батарея*	-	1 шт.	-	-	-
Ионизатор*	-	1 шт.	-	-	-
USB флеш-накопитель*	-	1 шт.	-	-	1 шт.
Гири для юстировки класса точности E2 массой**: 100 г к весам ВЛА-120 200 г к весам ВЛА-220 200 г или (200 г +100 г) к весам ВЛА-320	-	1 шт. 1 шт. 1 или 2 шт.	-	-	-
* Поставляется по заказу.					
** Гири поставляются по заказу за отдельную плату и в стоимость весов не включены.					

Таблица 6 – Комплектность средства измерений в исполнении с автоматизированной витриной

Наименование	Обозначение	Количество	
		ВЛА-135МА ВЛА-225МА ВЛА-120МА ВЛА-220МА	ВЛА-220С-ОА ВЛА-320С-ОА
Весы лабораторные (в сборе с ионизатором)	ВЛА	1 шт.	
Руководство по эксплуатации	НПП0.005.011 РЭ	1 экз.	
АС-адаптер питания с держателем кабеля	-	-	1 шт.
АС-адаптер питания	-	1 шт.	-
Чашка	-	1 шт.	
Держатель чашки	-	1 шт.	
Чашка для мультиподставки	-	1 шт.	-
Мультиподставка	-	1 шт.	-
Держатель для колб к весам ВЛА-225МА*	-	1 шт.	-
Защитный диск	-	-	1 шт.
Защитная крышка	-	1 шт.	-
Подставка	-	1 шт.	-
Блок фильтра	-	1 шт.	-
Защитный экран	-	1 шт.	
Кабель RS-232C *	-	1 шт.	
Аккумуляторная батарея*	-	1 шт.	
USB флеш-накопитель*	-	1 шт.	
Ветрозащитный экран	-	1 шт.	-
Кабель ионизатора соединительный		1 шт.	1 шт.
АС-кабель ионизатора	-	1 шт.	1 шт.
АС-адаптер питания ионизатора	-	1 шт.	1 шт.
* Поставляется по заказу			

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Основные приёмы работы с весами», разделе 6 «Режим прикладных функций» Руководства по эксплуатации: «Весы лабораторные ВЛА. Руководство по эксплуатации НПП0.005.011 РЭ».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ OIML R 76-1–2011 ГСИ. Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания;

Государственная поверочная схема для средств измерений массы, утвержденная приказом Росстандарта от 4 июля 2022 г. № 1622;

ВТНЛ.404314.004 ТУ Весы лабораторные ВЛА. Технические условия (Изменение 1).

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Госметр» (ООО «НПП «Госметр»)

ИНН 7816517580

Адрес: 190020, г. Санкт-Петербург, Рижский пр. д. 58, лит. Б, помещ.14-Н

Телефон: (812) 578-54-90, телефон (факс): (812) 578-54-30

Web-сайт: www.gosmetr.ru

E-mail: info@gosmetr.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

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

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

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311541.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» апреля 2023 г. № 879

Регистрационный № 57556-14

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Вычислители МАНС-12

Назначение средства измерений

Вычислители МАНС-12 (далее – вычислители) предназначены для измерений температуры, разности температур, объема воды, количества импульсов, количества теплоты, постоянного электрического тока и интервалов времени.

Описание средства измерений

Конструктивно вычислители выполнены в виде электронного блока в герметичном пластмассовом корпусе. Ввод цепей питания, интерфейса, сигналов от счетчиков и термопреобразователей сопротивления для обеспечения герметичности корпуса производится через 5 гермовводов. Внутри корпуса расположена печатная плата электронного модуля с микропроцессором, дисплеем, источником резервного питания (два аккумулятора типа NiMH, емкостью не менее 2100 мА/ч).

На верхней части крышки корпуса расположены двухстрочный жидкокристаллический матричный символьный дисплей по 16 символов в каждой строке и кнопка выбора отображаемого параметра. Крышка корпуса вместе с платой электронного блока соединяется с основанием корпуса четырьмя винтами.

Вычислители могут применяться на объектах ЖКХ в качестве измерительно-вычислительного компонента в составе измерительных систем вида ИС-1, к которым могут подключаться:

- датчики температуры прямой и обратной воды (комплект из 2-х термометров сопротивления платиновых - Pt1000 по ГОСТ 6651-2009);
- датчик расхода воды в системе отопления;
- до 6 датчиков расхода горячей и холодной воды, электроэнергии, газа с импульсными выходами;
- датчики с выходным сигналом постоянного тока 4-20 мА.

Вычислитель имеет каналы интерфейсной связи RS485 на скорости до 9600 бод, 8 бит данных без контроля четности, для обмена информацией с верхним уровнем управления. Тип протокола Modbus RTU.

Вычислитель обеспечивает архивирование данных. Размер архива составляет: часового - 60 суток; суточного - 6 месяцев, месячного (итоговые значения) - 3 года.

Вычислитель обеспечивает автоматическое переключение на резервный источник (аккумулятор) при перерывах питания.

Принцип действия вычислителя основан на измерении сигналов от первичных измерительных преобразователей и преобразовании их в значения соответствующих физических величин с последующими вычислениями и индикацией результатов измерений на дисплее.

К данному типу вычислителей относятся базовая модификация МАНС-12 и модификация МАНС-12.1, отличающаяся от базовой версии внутренним схемотехническим решением и некоторыми метрологическими и техническими характеристиками.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Серийный номер, обеспечивающий идентификацию каждого экземпляра средства измерений, наносится типографским способом на индивидуальную этикетку, имеет цифровое обозначение.

Общий вид вычислителей представлен на рисунках 1 и 2.

С целью предотвращения несанкционированного доступа к функциональным узлам вычислителя один из четырех крепежных винтов, соединяющих плату электронного блока с крышкой корпуса, пломбируется (рисунки 3 и 4).



Рисунок 1 – Общий вид вычислителя МАНС-12



Рисунок 2 – Общий вид вычислителя МАНС-12.1

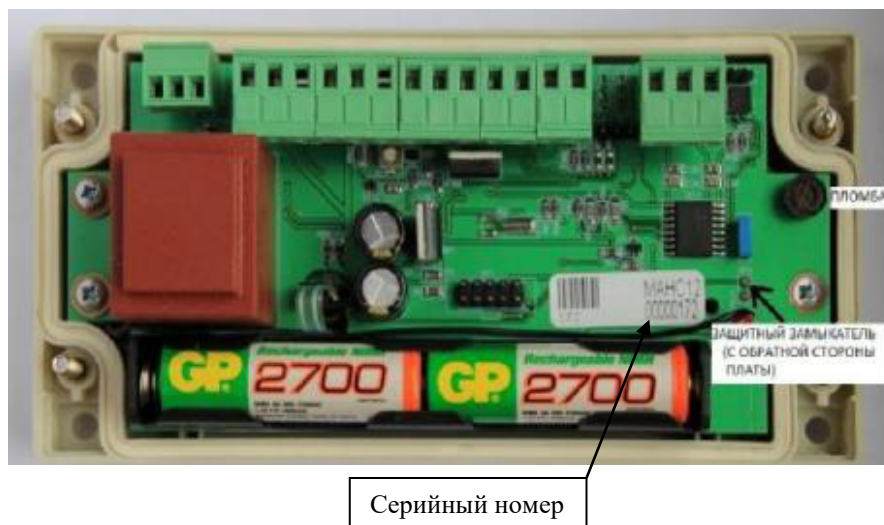


Рисунок 3 – Схема пломбировки и место нанесения серийного номера МАНС-12

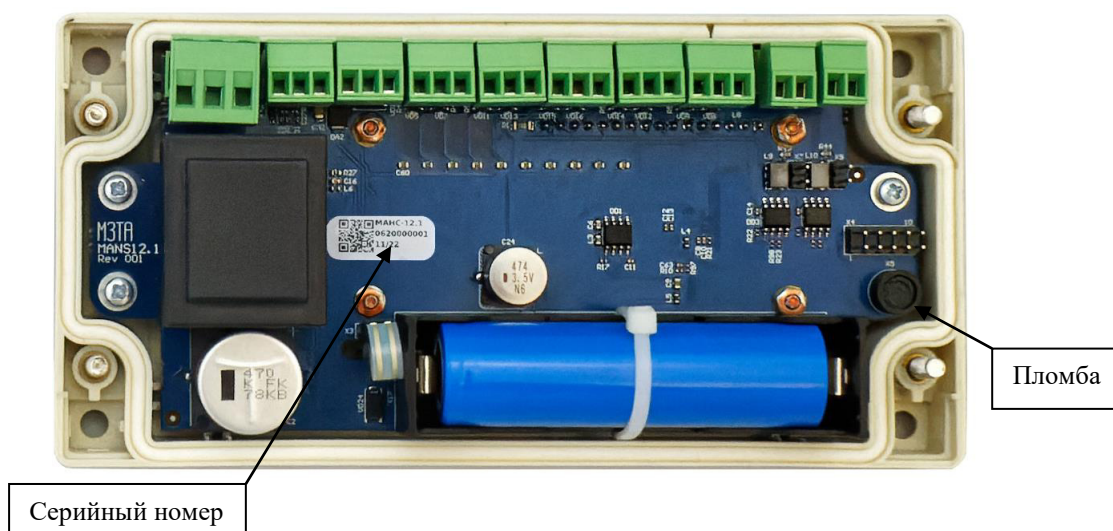


Рисунок 4 – Схема пломбировки и место нанесения серийного номера МАНС-12.1



Рисунок 5 – Место нанесения серийного номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) вычислителей МАНС-12 состоит из внутреннего и внешнего ПО.

Внутреннее ПО позволяет формировать, хранить в энергонезависимой памяти месячные архивы измеренных величин, времени работы в нештатной ситуации; отображать текущее календарное время, измеренные величины на встроенном индикаторе; формировать, хранить и передавать во внешние информационные сети измеренные величины, архивы по интерфейсу RS485; производить подключение к автоматизированным системам сбора данных с корректировкой текущего времени с сохранением метрологических параметров; обеспечить защиту программного кода и метрологически значимых данных от преднамеренного и непреднамеренного изменения.

Сервисное ПО, устанавливаемое на персональный компьютер, предназначено для установки и корректировки конфигурации и начальных данных, а также используется при проведении поверки вычислителей.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения модификации МАНС-12

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Наименование ПО	Встроенное ПО		МАНС12Service
Идентификационное наименование ПО	МАНС 12-261213.BIN Метрологически значимая часть	МАНС 12-261213.BIN Метрологически незначимая часть	МАНС12Service.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.0 26/12/2013	1.1.0 26/12/2013	V1.0.3
Цифровой идентификатор ПО	BAD4C347	44190FC5	4CF0BDD1961F9DC6B FC4B110DEBB10B2

Уровень защиты программного обеспечения модификации МАНС-12 «низкий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения модификации МАНС-12.1

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Наименование ПО	Встроенное ПО	Сервисное ПО
Идентификационное наименование ПО	МАНС12.1.BIN	mans_read.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.3.0	не ниже V2.0.3
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Уровень защиты программного обеспечения модификации МАНС-12.1 «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	МАНС-12	МАНС-12.1
Диапазон измерений тепловой энергии, ГДж, Гкал, МВт·ч	от 0 до 10^6	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тепловой энергии, %	$\pm(0,5+3/\Delta T)$	
Диапазон измерений температуры теплоносителя, °С	от 0 до 100	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры теплоносителя, °С	$\pm(0,4+0,004 \cdot T_1)$	$\pm(0,5+0,004 \cdot T_1)$
Диапазон измерений разности температур теплоносителя в прямом и обратном трубопроводах в системе отопления, °С	от 3 до 100	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений разности температур теплоносителя в прямом и обратном трубопроводах в системе отопления, °С	$\pm 0,1$	
Диапазон измерений объёма по количеству импульсов от преобразователей с импульсными выходами, м ³	от 0 до 10^8	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объёма по количеству импульсов от преобразователей с импульсными выходами, %	$\pm 0,01$	
Диапазон измерений количества импульсов от преобразователей с импульсными выходами, имп.	от 0 до 10^8	-
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества импульсов от преобразователей с импульсными выходами, %	$\pm 0,01$	-
Диапазон измерений интервалов времени, с	от 0 до 10^7	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений интервалов времени, %	$\pm 0,01$	
Диапазон измерений постоянного электрического тока, мА	-	от 4 до 20
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений постоянного электрического тока, %	-	$\pm 0,1$
Примечания: 1 ΔT – разность температур теплоносителя в прямом и обратном трубопроводах 2 T_1 – температура теплоносителя		

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	МАНС-12	МАНС-12.1
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +10 до +30 от 30 до 80 от 86 до 106,7	от +5 до +50 от 30 до 80 от 86 до 106,7
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 187 до 242 от 49 до 51	
Мощность, потребляемая цепью питания, В·А, не более	6	
Габаритные размеры (ширина×высота×глубина), мм, не более	160×102×77	
Масса, кг, не более	0,5	
Вероятность безотказной работы за 2000 ч наработки, не менее	0,98	
Средний срок службы, лет, не менее	15	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом или специальным штампом и на лицевую панель вычислителя методом наклейки (МАНС-12) или типографским способом (МАНС-12.1).

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Вычислитель	МАНС-12, МАНС-12.1	1 шт.	-
Руководство по эксплуатации	гЕЗ.096.000 РЭ	1 экз.	На партию
Паспорт	гЕЗ.096.000 ПС	1 экз.	-
Набор замыкателей	-	1 компл.	

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «измерение и расчет тепловой энергии» руководства по эксплуатации гЕЗ.096.000 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

ГОСТ Р 8.728-2010 ГСИ. Оценивание погрешностей измерений тепловой энергии и массы теплоносителя в водяных системах теплоснабжения;

ГОСТ Р 51649-2014 Теплосчетчики для водяных систем теплоснабжения. Общие технические условия;

ГОСТ Р ЕН 1434-1-2011 Теплосчетчики. Часть 1. Общие требования;

ГОСТ Р ЕН 1434-2-2011 Теплосчетчики. Часть 2. Требования к конструкции;

ГОСТ Р ЕН 1434-3-2011 Теплосчетчики. Часть 3. Обмен данными и интерфейсы;

ГОСТ 6651-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля». Общие технические требования и методы испытаний;

ТУ 4218-136-00225549-2012 Вычислители МАНС-12. Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «Московский завод тепловой автоматики» (АО «МЗТА»)
ИНН 7719008315

Адрес: 105318, Москва, Мирововская ул, д. 33, стр. 26

Телефон: +7 (495) 720-54-44, факс: +7 (495) 720-54-82

E-mail: info@mzta.ru

Web-сайт: www.mzta.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 141570, Московская обл., Солнечногорский р-н, пгт Менделеево

Телефон: (495) 994-22-10, факс: (495) 994-22-11

E-mail: info@mencsm.ru

Web-сайт: www.mencsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30083-14.

в части вносимых изменений

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

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11, факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» апреля 2023 г. № 879

Регистрационный № 82419-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Енисей

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Енисей (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), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую 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 линиям связи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 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 на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 268. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

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

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)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 500 кВ Красноярская ГЭС - Енисей №1	IMB 550 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 3000/1 рег. № 47845-11	СПА 550 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 47846-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 500 кВ Красноярская ГЭС - Енисей №2	IMB 550 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 3000/1 рег. № 47845-11	СПА 550 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 47846-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ВЛ 220 кВ Красноярская ТЭЦ-3 - Енисей (Д-111)	IMB 245 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 47845-11	СПА 245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 47846-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
4	ВЛ 220 кВ Енисей – ГПП-5,6 I цепь (КРАЗ I цепь)	IMB 245 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 47845-11	СПА 245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 47846-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
5	ВЛ 220 кВ Енисей – ГПП-5,6 II цепь (КРАЗ II цепь)	IMB 245 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 47845-11	СПА 245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 47846-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	КЛ-1 0,4 кВ Полигон	ТТИ кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 250/5 рег. № 28139-12	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	КЛ-2 0,4 кВ Полигон	ТТИ кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 250/5 рег. № 28139-12	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, 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			
		δ _{1(2)%} ,	δ _{5 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{100 %} ,
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1	2	3	4	5	6
1 – 5 (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
6, 7 (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			
		δ _{2%} ,	δ _{5 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{100 %} ,
		I _{2%} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1 – 5 (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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
6, 7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	2,4	1,3	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 5 (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
6, 7 (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 ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 5 (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
6, 7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	2,0
	0,5	-	2,7	1,8	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ 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 $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Рабочие условия: 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(5) 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-325T: - средняя наработка до отказа, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 10000
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 титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ІМВ 550	6 шт.
Трансформатор тока	ІМВ 245	9 шт.
Трансформатор тока	ТТИ	6 шт.
Трансформатор напряжения	СРА 550	6 шт.
Трансформатор напряжения	СРА 245	9 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	7 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.028.268.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 Енисей». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» апреля 2023 г. № 879

Регистрационный № 77906-20

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС РП 220 кВ Фалёнки

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС РП 220 кВ Фалёнки (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), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую 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 линиям связи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 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 на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 103. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ Звездная – Фалёнки I цепь с отпайкой на ТПС Кожиль (ВЛ 220 кВ Звездная1)	ТФНД-220 кл.т 0,5 Ктт = 500/5 рег. № 64844-16	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Звездная – Фалёнки II цепь с отпайкой на ТПС Кожиль (ВЛ 220 кВ Звездная2)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
3	ВЛ 220 кВ Фалёнки - Тяговая I цепь (ВЛ 220 кВ Тяговая1)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
4	ВЛ 220 кВ Фалёнки - Тяговая II цепь (ВЛ 220 кВ Тяговая2)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ВЛ 220 кВ Фалёнки - Бумкомбинат с отпайкой на ПС Рехино (ВЛ 220 кВ Бумкомбинат)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	ОВМ 220 кВ	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 56255-14	ТН 220 кВ 1СШ: НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15 ТН 220 кВ 2СШ: НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
7	Ввод 0,4 кВ ТСН1	ф. А: ТШ-20 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 1407-60 ф. В, С: ТК-20 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 1407-60	-	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04		
8	Ввод 0,4 кВ ТСН2	ТК-20 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 1407-60	-	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, 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 ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (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
2 – 6 (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
7, 8 (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 ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
2 – 6 (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
7, 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	2,5	1,3	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (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
2 – 6 (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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
7, 8 (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 ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
2 – 6 (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
7, 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,4	2,3	1,6
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ 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 $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22

Продолжение таблицы 4

1	2
Рабочие условия: 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(5) 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 СЭТ-4ТМ.03: - средняя наработка до отказа, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	90000 72 70000 72 75000 10000
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 ИБК: - 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 титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТФНД-220	3 шт.
Трансформатор тока	ТВ-ЭК исп. МЗ	15 шт.
Трансформатор тока	ТШ-20	1 шт.
Трансформатор тока	ТК-20	5 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.033.103.ПС-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 РП 220 кВ Фалёнки». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)
ИНН 7733157421
Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, эт. 3
Телефон: +7 (495) 620-08-38
Факс: +7 (495) 620-08-48
Web-сайт: www.ackye.ru
E-mail: caudit@ackye.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный
центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»
(ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» апреля 2023 г. № 879

Регистрационный № 80948-21

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Тамбовская №4

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Тамбовская №4 (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), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую 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 линиям связи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 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 на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 206. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

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

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)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ Тамбовская № 4 – Моршанская № 1 с отпайками	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 400/1 рег. № 23256-05	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ТК16L рег. № 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ Тамбовская № 4 – Моршанская № 2 с отпайками	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 400/1 рег. № 23256-05	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ВЛ 110 кВ Тамбовская ТЭЦ – Тамбовская №4 I цепь	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 400/1 рег. № 23256-05	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
4	ВЛ 110 кВ Тамбовская ТЭЦ – Тамбовская №4 II цепь	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 400/1 рег. № 23256-05	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
5	ВЛ 110 кВ Котовская ТЭЦ-2 – Тамбовская №4 I цепь с отпайками	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 400/1 рег. № 23256-05	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
6	ВЛ 110 кВ Котовская ТЭЦ-2 – Тамбовская №4 II цепь с отпайками	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 400/1 рег. № 23256-05	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ВЛ 110 кВ Тамбовская № 4 – з-д Октябрь с отп. на ПС Тамбовская №7 I цепь (ВЛ 110 кВ Октябрьская левая)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/1 рег. № 23256-05	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ТК16L рег. № 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
8	ВЛ 110 кВ Тамбовская № 4 – з-д Октябрь с отп. на ПС Тамбовская №7 II цепь (ВЛ 110 кВ Октябрьская правая)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/1 рег. № 23256-05	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
9	ВЛ 110 кВ Тамбовская №4 – Промышленная I цепь с отпайками	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/1 рег. № 23256-05	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
10	ВЛ 110 кВ Тамбовская №4 – Промышленная II цепь с отпайками	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/1 рег. № 23256-05 ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/1 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
11	ВЛ 110 кВ Тамбовская №4 – Малиновская I цепь (ВЛ 110 кВ Малиновская левая)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/1 рег. № 23256-05	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
12	ВЛ 110 кВ Тамбовская №4 – Малиновская II цепь (ВЛ 110 кВ Малиновская правая)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/1 рег. № 23256-05	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
13	ОМВ-110	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/1 рег. № 23256-05	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
14	ф. №23 КЛ 6 кВ ТКС	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
15	ф. №28 КЛ 6 кВ ТКС	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-00	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	ф. №30 КЛ 6 кВ Полимермаш	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 1261-59	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-00	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
17	ф. №31 КЛ 6 кВ Тепловые сети	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 88246-23	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
18	ф. №32 ЖСК-2	ТЛП-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 30709-11	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-00	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
19	ф. №34 КЛ 6 кВ «Пигмент», «Тамола»	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 83411-21	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-00	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
20	ф. №35 КЛ 6 кВ ДСК	ТВК-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 8913-82	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
21	ф. №38 КЛ 6 кВ ТКС	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 88246-23	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-00	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
22	ф. №39 КЛ 6 кВ ПЦ	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 88246-23	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
23	ф. №41 КЛ 6 кВ ЖСК-1	ТЛП-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 30709-11	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
24	ф. №43 КЛ 6 кВ ТКС	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
25	ф. №46 КЛ 6 кВ ТКС	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-00	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
26	ф. №47 КЛ 6 кВ ГТТЭЦ	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 25433-06 ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 25433-08	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
27	ф. №48 КЛ 6 кВ ГТТЭЦ	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 25433-06	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-00	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
28	ф. №17 КЛ 6 кВ ТКС	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 83411-21	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 2611-70	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
29	ф. №3 КЛ 6 кВ Аппарат	ТВЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 2611-70	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
30	ф. №5 КЛ 6 кВ НИИРТМаш	ТВЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 2611-70	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
31	ф. №9 КЛ 6 кВ ТКС	ТВЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 2611-70	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
32	ф. №15 КЛ 6 кВ Тепловые сети	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 88246-23	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 2611-70	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
33	ф. №4 КЛ 6 кВ Аппарат	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 88246-23	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
34	ф. №12 КЛ 6 кВ ТКС	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
35	ф. №14 КЛ 6 кВ ПЦ	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТК16L рег. № 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
36	ф. №16 КЛ 6 кВ Полимермаш	ТПШЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 рег. № 1423-60	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
37	ф. №18 КЛ 6 кВ ТКС	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 83411-21 ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
38	ф. №20 КЛ 6 кВ Пигмент	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 88246-23	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
39	ф. №22 КЛ 6 кВ Нерудник	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 88246-23	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
40	ф. №25 КЛ 6 кВ ТКС	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 20186-05	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
41	РУ 0,4 кВ Офис В-Д ПМЭС, ул.Студенецкая 14 А, ввод 0,4 кВ	ТТЭ кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 рег. № 52784-13	-	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, 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 ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 13 (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
14 – 17, 19 – 22, 24, 25 28 – 40 (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
18, 23, 26, 27 (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
41 (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 ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 13 (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
14 – 17, 19 – 22, 24, 25 28 – 40 (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
18, 23, 26, 27 (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
41 (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 ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 13 (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
14 – 17, 19 – 22, 24, 25 28 – 40 (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
18, 23, 26, 27 (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
41 (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 ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 13 (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
14 – 17, 19 – 22, 24, 25 28 – 40 (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
18, 23, 26, 27 (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
41 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,4	2,3	1,6
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ 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, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005 - ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) 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 счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - средняя наработка до отказа, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 90000 72 70000 72 55000 10000
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 ИБК: - 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 титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТБМО-110 УХЛ1	38 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	1 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	32 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТВК-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТВЛ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТТЭ	3 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	НАМИ	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	13 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	27 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ПТР.Ц08.206.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 Тамбовская №4». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, эт. 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Web-сайт: www.ackye.ru

E-mail: caudit@ackye.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1232

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1232 (далее – СИКНП) предназначена для автоматизированных измерений массы нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНП основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефтепродуктов. Выходные сигналы преобразователей расхода турбинных, преобразователей температуры, давления, плотности по линиям связи поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу нефтепродуктов по реализованному в нем алгоритму.

СИКНП, заводской № 204-2, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта и состоящий из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефтепродуктов, системы сбора и обработки информации и управления и системы дренажа. Монтаж и наладка СИКНП осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.



Рисунок 1 - Общий вид СИКНП

СИКНП состоит из трех рабочих, одной резервной и одной контрольной (общей для СИКНП № 1231 и СИКНП №1232) измерительных линий.

В состав СИКНП входят средства измерений, приведенные в таблице 1.

Средства измерений могут быть заменены в процессе эксплуатации на средства измерений утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень средств измерений

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода турбинные НТМ модели НТМ10 (далее – ТПР)	56812-14
Преобразователи давления измерительные 2051	56419-14
Преобразователи давления измерительные 2088	60993-15
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Преобразователи измерительные Rosemount 3144P	56381-14
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	52638-13
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 (далее – ИВК)	53852-13
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	57762-14

В состав СИКНП входят показывающие средства измерений давления и температуры нефтепродуктов утвержденных типов.

СИКНП обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массы нефтепродуктов косвенным методом динамических измерений за установленные интервалы времени в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности нефтепродуктов;
- автоматические измерения плотности нефтепродуктов;
- измерения давления и температуры нефтепродуктов автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефтепродуктов соответственно;
- поверка и контроль метрологических характеристик ТПР с применением поверочной установки;
- автоматический и ручной отбор проб нефтепродуктов в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль технологических параметров нефтепродуктов в СИКНП, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Заводской номер СИКНП нанесен на маркировочную табличку, установленную на площадке СИКНП.

Нанесение знака поверки на СИКНП не предусмотрено.

Пломбирование СИКНП не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКНП. ПО СИКНП реализовано в ИВК и компьютерах автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора СИКНП с ПО «Rate». Идентификационные данные ПО ИВК приведены в таблице 2.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНП

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	APM «Rate»	ПО ИМЦ-07
Идентификационное наименование ПО	RateCalc	EMC07.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.1.1	PX 7000.01.01
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F	7A70F3CC

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефтепродуктов *, м ³ /ч	от 400 до 4500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %	±0,25
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	дизельное топливо ЕВРО по ГОСТ 32511-2013 (EN 590:2009) «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	5 (три рабочих, одна резервная, одна контрольная)
Избыточное давление измеряемой среды, МПа: - минимальное - рабочее - максимально допустимое	0,1 от 0,1 до 0,8 1,6
Температура измеряемой среды, °С	от -10 до +30
Плотность измеряемой среды при температуре 15 °С, кг/м ³	от 820 до 845
Вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 2,0 до 4,5
Массовая доля воды, мг/кг, не более	200
Общее загрязнение, мг/кг, не более	24
Массовая доля серы, мг/кг, не более	10
Содержание свободного газа	не допускается

Продолжение таблицы 4

Режим работы СИКНП	периодический, автоматизированный
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное), 220±22 (однофазное) 50±1
Потребляемая мощность, кВт, не более	10
Условия эксплуатации: – температура воздуха в блоке измерительных линий, °С – температура воздуха в блоке измерений показателей качества, °С – относительная влажность воздуха, %, не более – атмосферное давление, кПа	от -29 до +30 от +15 до +30 80 от 96 до 104
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНП типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКНП

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1232	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1232», свидетельство об аттестации методики измерений № 334-RA.RU.312546-2022 от 09.11.2022.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»
(ООО «ИМС Индастриз»)
ИНН 7736545870

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

Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47 А

Телефон: (495) 221-10-50, факс: (495) 221-10-51

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Телефон: +7 (843) 272-70-62, факс: +7 (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

в части вносимых изменений

Акционерное общество «Транснефть - Метрология» (АО «Транснефть - Метрология»)

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2

Телефон: (495) 950-87-00, факс: (495) 950-85-97

Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.