

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» декабря 2022 г. № 3104

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.	Весы электронные лабораторные неавтоматического действия	X	XS4002S зав. № B73661408 4; XS8001S, зав. № B34908332 7	60903-15	-	-	ГОСТ OIML R 76-1-2011 (Приложение ДА)	-	-	02.09. 2022	Акционерное общество «Меттлер-Толедо Восток» (АО «Меттлер- Толедо Восток»), г. Москва	ЗАО КИП «МЦЭ», г. Москва
2.	Система измерений количества и показателей качества нефти ООО «Карбон-Ойл» на выходе ДНС с УПСВ-925	-	008.05.2015	65868-16	-	-	МП 2508/1- 311229-2016 (с изменением №1)	-	-	29.07. 2022	Общество с ограниченной ответственностью «Татинтек» (ООО «Татинтек»), г. Альметьевск, Республика Татарстан	ООО ЦМ «СТП», г. Казань

3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ НПС-18	-	1866	67781-17	-	МП 206.1-121-2017	-	РТ-МП-848-500-2022	-	03.10.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва
4.	Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка комбинированной установки Entis- т.430-11	-	880550069/ 880025110	78586-20	-	МП 1044-7-2019	-	НА.ГНМЦ.066 5-22 МП	-	31.03.2022	Общество с ограниченной ответственностью «РН-Туапсинский нефте-перерабатывающий завод» (ООО «РН-Туапсинский НПЗ»), г. Туапсе, Краснодарский край	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань
5.	Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка товарных нефтепродуктов Entis- т.910-01	-	880550070/ 880025111	78587-20	-	МП 1123-7-2019	-	НА.ГНМЦ.066 6-22 МП	-	31.03.2022	Общество с ограниченной ответственностью «РН-Туапсинский нефте-перерабатывающий завод» (ООО «РН-Туапсинский НПЗ»), г. Туапсе, Краснодарский край	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань

6.	Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парков товарных нефтепродуктов Entis- т.910-02-04	-	880550985/ 880025112	78588-20	-	МП 1124-7- 2019	-	НА.ГНМЦ.066 7-22 МП	-	31.03. 2022	Общество с ограниченной ответственностью «РН-Туапсинский нефте- перерабатывающий завод» (ООО «РН- Туапсинский НПЗ»), г. Туапсе, Краснодарский край	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань
7.	Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка сырой нефти Entis- т.910-11	-	880550652/ 880025989	78589-20	-	МП 1125-7- 2019	-	НА.ГНМЦ.066 8-22 МП	-	31.03. 2022	Общество с ограниченной ответственностью «РН-Туапсинский нефтеперерабаты- вающий завод» (ООО «РН- Туапсинский НПЗ»), г. Туапсе, Краснодарский край	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань
8.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Сиваки	-	25790-21	83170-21	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетическо й системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»), г. Москва	-	МП-312235- 154-2021	-	-	14.10. 2022	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 «08» декабря 2022 г. № 3104

Регистрационный № 78586-20

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка комбинированной установки Entis- т.430-11

Назначение средства измерений

Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка комбинированной установки Entis- т.430-11 (далее – система) предназначена для измерений уровня, давления, температуры, плотности и количества запасов жидких продуктов, расчета их объема и массы путем сбора измерительной информации, передаваемой в цифровом виде по протоколам GPU, IP-BPM, HART, Modbus, Fieldbus, ее обработки и индикации, формирования цифровых сигналов управления.

Описание средства измерений

Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка комбинированной установки Entis- т.430-11 с заводским номером 880550069/880025110 включает в себя 9 комплектов средств измерений уровня (уровнемеры радарные 971 SmartRadar Lti, уровнемеры радарные SmartRadar 990 FlexLine и уровнемеры с сервоприводом Honeywell Enraf model 854 ATG Servo Gauge), температуры (преобразователь температуры Enraf Vito 762 датчик Vito Probe 764, Vito Probe 766, Vito Probe 767 и Vito Probe 768), давления (датчики давления ST3000, ST800 и 3051 производства фирмы «Honeywell-Enraf» Нидерланды, Rosemount Inc., США), установленных на резервуарах, контроллеров управления CIU Plus и CIU Prime, производства фирмы «Honeywell-Enraf» Нидерланды, а также АРМ оператора с программным обеспечением и информационно-измерительные каналы передачи измерительной информации, образованные перечисленными устройствами.

Принцип действия системы заключается в следующем:

На входы устройств полевых интерфейсов связи 880 CIU Prime от средств измерений уровня, температуры, давления продукта по цифровым протоколам связи поступает сигнал, содержащий значения измеряемых величин. В устройстве происходит преобразование полученного входного сигнала в выходной цифровой сигнал по протоколу Modbus, передающийся на устройства 880 CIU Plus. Микропроцессорная схема устройств 880 CIU Plus, используя введенные заранее конфигурационные данные о параметрах и характеристиках резервуаров, проводит расчет запасов продукта: массы, объема, в т.ч. приведенного к 15 °С и к 20 °С.

По протоколу ModBus полученная информация о состоянии резервуарных запасов передается в центральную станцию системы, на которой осуществляется ее визуализация, а также передача данных в системы регулирования и управления высшего уровня.

Схема системы коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка комбинированной установки Entis- т.430-11 представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Схема Системы коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка комбинированной установки Entis- т.430-11

Общий вид устройств интерфейсов связи CIU 880 Prime/Plus представлен на рисунке
2.



Рисунок 2 –Общий вид устройств интерфейсов связи CIU 880 Prime/Plus

Ограничения доступа к настройке (регулировке) от внешнего доступа осуществляется пломбированием замка переключателя расположенной на задней панели устройства интерфейса связи. Место пломбирования показано на рисунке 3.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.



Рисунок 3 – Схема опломбирования (ограничения доступа).

Программное обеспечение

Устройства 880 CIU Prime, 880 CIU Plus, имеют микропрограмму, встроенную в EPROM, и недоступную для изменения вне заводских условий. Микропрограмма осуществляет функций преобразования, обработки сигналов измерительной информации, и их передачи. Настройки, применяемые на объекте эксплуатации, хранятся в микросхеме NOVRAM.

Защита микропрограммы, реализована использованием паролей доступа к данным, а также аппаратной блокировкой «замковыми» переключателями, находящимися на задней панели устройств.

Обозначение версии микропрограммы вносится в формуляр системы. Обозначение версии микропрограммы формируется по алгоритму, использующему данные о модели устройства (CIU 880 Prime или CIU 880 Plus), серийном номере, присвоенном при изготовлении, оснащению интерфейсами связи.

Микропрограмма защищена от недопустимых изменений с использованием комбинации программных средств (ограничение прав доступа с помощью пароля) и аппаратных средств (блокировка с помощью замковых переключателей).

Идентификационные данные программного обеспечения системы приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	Enraf Tank Inventory System
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Ver.2.7.xxx
Цифровой идентификатор программного обеспечения	D71419BD-7476-4C62-9E5C-C5262DCBAD0F

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений: соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014. Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, удаления и иных преднамеренных изменений программного обеспечения и изменений данных.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические характеристики систем приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений уровня продукта, мм	от 30 до 21100
Диапазон измерений температуры продукта, °С	от 0 до +95
Диапазон измерений гидростатического давления продукта и давления паров в резервуаре средствами измерений давления, МПа	от 0 до 0,4
Пределы допускаемой, приведенной к диапазону измерения, погрешности измерений давления паров в резервуаре средствами измерений давления, %	± 0,25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня, мм	± 3,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,5
Диапазон измерений плотности, кг/м ³	от 650 до 950
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности продукта, кг/м ³	±2,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов косвенным методом статических измерений, % ¹⁾	
– 200 т и более	±0,50
– до 200 т	±0,65

¹⁾ При уровне продукта, измеряемого при хранении для расчета массы, не менее 800 мм. При дозе приема/отпуска продукта, при проведении учетных операций, не менее 8000 мм.

Основные технические характеристики систем приведены в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – Технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Температура окружающей среды при эксплуатации, °С	от –18 до +39
Средний срок службы, лет	15

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность систем приведена в таблице 4.

Т а б л и ц а 4 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка комбинированной установки Entis-т.430-11	т.430-11	1 шт. (заводской номер 880550069/880025110)
Паспорт		1 экз.
Методика поверки		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах с применением систем коммерческого учета и контроля резервуарных запасов товарных нефтепродуктов «Entis» тит. 910-01, тит.910-02-04, тит.430-11 в резервуарных парках ООО «РН – Туапсинский НПЗ», ФР.1.29.2021.39408.

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 1 ноября 2019 г. № 2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности»;

Приказ Росстандарта от 20 декабря 2019 г. № 3459 г. «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов»;

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

Изготовитель

Фирма «Enraf B.V.», Нидерланды

Адрес: Delftechpark 39, 2628 XJ Delft, The Netherlands

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологии им. Д.И.Менделеева»

(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

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

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

В части вносимых изменений

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

(АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» декабря 2022 г. № 3104

Регистрационный № 78587-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка товарных нефтепродуктов Entis- т.910-01

Назначение средства измерений

Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка товарных нефтепродуктов Entis- т.910-01 (далее – система) предназначена для измерений уровня, давления, температуры, плотности и количества запасов жидких продуктов, расчета их объема и массы путем сбора измерительной информации, передаваемой в цифровом виде по протоколам GPU, IP-BPM, HART, Modbus, Fieldbus, ее обработки и индикации, формирования цифровых сигналов управления.

Описание средства измерений

Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка товарных нефтепродуктов Entis- т.910-01 с заводским номером 880550070/880025111 включает в себя 13 комплектов средств измерений уровня (уровнемеры радарные 971 SmartRadar Lti, уровнемеры радарные SmartRadar 990 FlexLine и уровнемеры с сервоприводом Honeywell Enraf model 854 ATG Servo Gauge), температуры (преобразователь температуры Enraf Vito 762 датчик Vito Probe 767 и Vito Probe 768), давления (датчики давления ST3000, ST800 и 3051 производства фирмы «Honeywell-Enraf» Нидерланды, Rosemount Inc., США), установленных на резервуарах, контроллеров управления CIU Plus и CIU Prime, производства фирмы «Honeywell-Enraf» Нидерланды, а также АРМ оператора с программным обеспечением и информационно-измерительные каналы передачи измерительной информации, образованные перечисленными устройствами.

Принцип действия системы заключается в следующем:

На входы устройств полевых интерфейсов связи 880 CIU Prime от средств измерений уровня, температуры, давления продукта по цифровым протоколам связи поступает сигнал, содержащий значения измеряемых величин. В устройстве происходит преобразование полученного входного сигнала в выходной цифровой сигнал по протоколу Modbus, передающийся на устройства 880 CIU Plus. Микропроцессорная схема устройств 880 CIU Plus, используя введенные заранее конфигурационные данные о параметрах и характеристиках резервуаров, проводит расчет запасов продукта: массы, объема, в т.ч. приведенного к 15 °С и к 20 °С.

По протоколу ModBus полученная информация о состоянии резервуарных запасов передается в центральную станцию системы, на которой осуществляется ее визуализация, а также передача данных в системы регулирования и управления высшего уровня.

Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка товарных нефтепродуктов Entis- т.910-01 представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Схема системы коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка товарных нефтепродуктов Entis- т.910-01

Общий вид устройств интерфейсов связи CIU 880 Prime/Plus представлен на рисунке
2.



Рисунок 2 –Общий вид устройств интерфейсов связи CIU 880 Prime/Plus

Ограничения доступа к настройке (регулировке) от внешнего доступа осуществляется пломбированием замка переключателя расположенной на задней панели устройства интерфейса связи. Место пломбирования показано на рисунке 3.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.



Рисунок 3 – Схема опломбирования (ограничения доступа).

Программное обеспечение

Устройства 880 CIU Prime, 880 CIU Plus, имеют микропрограмму, встроенную в EPROM, и не доступную для изменения вне заводских условий. Микропрограмма осуществляет функций преобразования, обработки сигналов измерительной информации, и их передачи. Настройки, применяемые на объекте эксплуатации, хранятся в микросхеме NOVRAM.

Защита микропрограммы, реализована использованием паролей доступа к данным, а также аппаратной блокировкой «замковыми» переключателями, находящимися на задней панели устройств.

Обозначение версии микропрограммы вносится в формуляр системы. Обозначение версии микропрограммы формируется по алгоритму, использующему данные о модели устройства (CIU 880 Prime или CIU 880 Plus), серийном номере, присвоенном при изготовлении, оснащению интерфейсами связи.

Микропрограмма защищена от недопустимых изменений с использованием комбинации программных средств (ограничение прав доступа с помощью пароля) и аппаратных средств (блокировка с помощью замковых переключателей).

Идентификационные данные программного обеспечения системы приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	Enraf Tank Inventory System
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Ver.2.7.xxx
Цифровой идентификатор программного обеспечения	D71419BD-7476-4C62-9E5C-C5262DCBAD0F

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений: соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014. Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, удаления и иных преднамеренных изменений программного обеспечения и изменений данных.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические характеристики систем приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Метрологические характеристики систем

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений уровня продукта, мм	от 30 до 20000
Диапазон измерений температуры продукта, °С	от 0 до +60
Диапазон измерений гидростатического давления продукта и давления паров в резервуаре средствами измерений давления, МПа	от 0 до 0,4
Пределы допускаемой, приведенной к диапазону измерения, погрешности измерений давления паров в резервуаре средствами измерений давления, %	±0,25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня, мм	±3,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,5
Диапазон измерений плотности, кг/м ³	от 650 до 950
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности продукта, кг/м ³	±2,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов косвенным методом статических измерений, % ¹⁾	±0,50 ±0,65
¹⁾ При уровне продукта, измеряемого при хранении для расчета массы, не менее 800 мм. При дозе приема/отпуска продукта, при проведении учетных операций, не менее 3700 мм.	

Основные технические характеристики систем приведены в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – Технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Температура окружающей среды при эксплуатации, °С	от –18 до +39
Средний срок службы, лет	15

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность систем приведена в таблице 4.

Т а б л и ц а 4 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка товарных нефтепродуктов Entis- т.910-01	т.910-01	1 шт. (заводской номер 880550070/880025111)
Паспорт		1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах с применением систем коммерческого учета и контроля резервуарных запасов товарных нефтепродуктов «Entis» тит. 910-01, тит.910-02-04, тит.430-11 в резервуарных парках ООО «РН – Туапсинский НПЗ», ФР.1.29.2021.39408.

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 1 ноября 2019 г. № 2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности»;

Приказ Росстандарта от 20 декабря 2019 г. № 3459 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов»;

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

Изготовитель

Фирма «Enraf B.V.», Нидерланды

Адрес: Delftechpark 39, 2628 XJ Delft, The Netherlands

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И.Менделеева»

(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

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

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

В части вносимых изменений

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» декабря 2022 г. № 3104

Регистрационный № 78588-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парков товарных нефтепродуктов Entis- т.910-02-04

Назначение средства измерений

Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парков товарных нефтепродуктов Entis- т.910-02-04 (далее – система) предназначена для измерений уровня, давления, температуры, плотности и количества запасов жидких продуктов, расчета их объема и массы путем сбора измерительной информации, передаваемой в цифровом виде по протоколам GPU, IP-BPM, HART, Modbus, Fieldbus, ее обработки и индикации, формирования цифровых сигналов управления.

Описание средства измерений

Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парков товарных нефтепродуктов Entis- т.910-02-04 с заводским номером 880550985/880025112 включает в себя 18 комплектов средств измерений уровня (уровнемеры радарные 971 SmartRadar Lti, уровнемеры радарные SmartRadar 990 FlexLine и уровнемеры с сервоприводом Honeywell Enraf model 854 ATG Servo Gauge), температуры (преобразователь температуры Enraf Vito 762 датчик Vito Probe 767 и Vito Probe 768), давления (датчики давления ST3000, ST800 и 3051 производства фирмы «Honeywell-Enraf» Нидерланды, Rosemount Inc., США), установленных на резервуарах, контроллеров управления CIU Plus и CIU Prime, производства фирмы «Honeywell-Enraf» Нидерланды, а также АРМ оператора с программным обеспечением и информационно-измерительные каналы передачи измерительной информации, образованные перечисленными устройствами.

Принцип действия системы заключается в следующем:

На входы устройств полевых интерфейсов связи 880 CIU Prime от средств измерений уровня, температуры, давления продукта по цифровым протоколам связи поступает сигнал, содержащий значения измеряемых величин. В устройстве происходит преобразование полученного входного сигнала в выходной цифровой сигнал по протоколу Modbus, передающийся на устройства 880 CIU Plus. Микропроцессорная схема устройств 880 CIU Plus, используя введенные заранее конфигурационные данные о параметрах и характеристиках резервуаров, проводит расчет запасов продукта: массы, объема, в т.ч. приведенного к 15 °С и к 20 °С.

По протоколу ModBus полученная информация о состоянии резервуарных запасов передается в центральную станцию системы, на которой осуществляется ее визуализация, а также передача данных в системы регулирования и управления высшего уровня.

Схема системы коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парков товарных нефтепродуктов Entis- т.910-02-04 представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Схема системы коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парков товарных нефтепродуктов Entis- т.910-02-04

Общий вид устройств интерфейсов связи CIU 880 Prime/Plus представлен на рисунке 2.



Рисунок 2 –Общий вид устройств интерфейсов связи CIU 880 Prime/Plus

Ограничения доступа к настройке (регулировке) от внешнего доступа осуществляется пломбированием замка переключателя расположенной на задней панели устройства интерфейса связи. Место пломбирования показано на рисунке 3.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.



Рисунок 3 – Схема опломбирования (ограничения доступа).

Программное обеспечение

Устройства 880 CIU Prime, 880 CIU Plus, имеют микропрограмму, встроенную в EPROM, и не доступную для изменения вне заводских условий. Микропрограмма осуществляет функций преобразования, обработки сигналов измерительной информации, и их передачи. Настройки, применяемые на объекте эксплуатации, хранятся в микросхеме NOVRAM.

Защита микропрограммы, реализована использованием паролей доступа к данным, а также аппаратной блокировкой «замковыми» переключателями, находящимися на задней панели устройств.

Обозначение версии микропрограммы вносится в формуляр системы. Обозначение версии микропрограммы формируется по алгоритму, использующему данные о модели устройства (CIU 880 Prime или CIU 880 Plus), серийном номере, присвоенном при изготовлении, оснащению интерфейсами связи.

Микропрограмма защищена от недопустимых изменений с использованием комбинации программных средств (ограничение прав доступа с помощью пароля) и аппаратных средств (блокировка с помощью замковых переключателей).

Идентификационные данные программного обеспечения системы приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	Enraf Tank Inventory System
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Ver.2.7.xxx
Цифровой идентификатор программного обеспечения	D71419BD-7476-4C62-9E5C-C5262DCBAD0F

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений: соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014. Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, удаления и иных преднамеренных изменений программного обеспечения и изменений данных.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические характеристики систем приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Метрологические характеристики систем

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений уровня продукта, мм	от 30 до 20 000
Диапазон измерений температуры продукта, °С	от 0 до +50
Диапазон измерений гидростатического давления продукта и давления паров в резервуаре средствами измерений давления, МПа	от 0 до 0,4
Пределы допускаемой, приведенной к диапазону измерения, погрешности измерений давления паров в резервуаре средствами измерений давления, %	±0,25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня, мм	±3,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,5
Диапазон измерений плотности, кг/м ³	от 650 до 950
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности продукта, кг/м ³	±2,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов косвенным методом статических измерений, % ¹⁾	±0,50 ±0,65
¹⁾ При уровне продукта, измеряемого при хранении для расчета массы, не менее 800 мм. При дозе приема/отпуска продукта, при проведении учетных операций, не менее 1100 мм.	

Основные технические характеристики систем приведены в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – Технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Температура окружающей среды при эксплуатации, °С	от –18 до +39
Средний срок службы, лет	15

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность систем приведена в таблице 4.

Т а б л и ц а 4 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парков товарных нефтепродуктов Entis- т.910-02-04	т.910-02-04	1 шт. (заводской номер 880550985/880025112)
Паспорт		1 экз.
Методика поверки		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах с применением систем коммерческого учета и контроля резервуарных запасов товарных нефтепродуктов «Entis» тит. 910-01, тит.910-02-04, тит.430-11 в резервуарных парках ООО «РН – Туапсинский НПЗ», ФР.1.29.2021.39408.

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 1 ноября 2019 г. № 2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности»;

Приказ Росстандарта от 20 декабря 2019 г. № 3459 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов»;

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

Изготовитель

Фирма «Enraf B.V.», Нидерланды

Адрес: Delftechpark 39, 2628 XJ Delft, The Netherlands

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И.Менделеева»

(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

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

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

В части вносимых изменений

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» декабря 2022 г. № 3104

Регистрационный № 78589-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка сырой нефти Entis- т.910-11

Назначение средства измерений

Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка сырой нефти Entis- т.910-11 (далее – система) предназначена для измерений уровня, давления, температуры, плотности и количества запасов жидких продуктов, расчета их объема и массы путем сбора измерительной информации, передаваемой в цифровом виде по протоколам GPU, IP-BPM, HART, Modbus, Fieldbus, ее обработки и индикации, формирования цифровых сигналов управления.

Описание средства измерений

Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка сырой нефти Entis- т.910-11 с заводским номером 880550652/880025989 включает в себя 4 комплекта средств измерений уровня (уровнемеры с сервоприводом Honeywell Enraf model 854 ATG Servo Gauge), температуры (преобразователь температуры Enraf Vito 762 датчик Vito Probe 764 и Vito Probe 766), давления (датчики давления ST3000, ST800 и 3051 производства фирмы «Honeywell-Enraf» Нидерланды, Rosemount Inc., США), установленных на резервуарах, контроллеров управления CIU Plus и CIU Prime, производства фирмы «Honeywell-Enraf» Нидерланды, а также АРМ оператора с программным обеспечением и информационно-измерительные каналы передачи измерительной информации, образованные перечисленными устройствами.

Принцип действия системы заключается в следующем:

На входы устройств полевых интерфейсов связи 880 CIU Prime от средств измерений уровня, температуры, давления продукта по цифровым протоколам связи поступает сигнал, содержащий значения измеряемых величин. В устройстве происходит преобразование полученного входного сигнала в выходной цифровой сигнал по протоколу Modbus, передающийся на устройства 880 CIU Plus. Микропроцессорная схема устройств 880 CIU Plus, используя введенные заранее конфигурационные данные о параметрах и характеристиках резервуаров, проводит расчет запасов продукта: массы, объема, в т.ч. приведенного к 15 °С и к 20 °С.

По протоколу ModBus полученная информация о состоянии резервуарных запасов передается в центральную станцию системы, на которой осуществляется ее визуализация, а также передача данных в системы регулирования и управления высшего уровня.

Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка сырой нефти Entis- т.910-11 представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Схема системы коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка сырой нефти Entis- т.910-11

Общий вид устройств интерфейсов связи CIU 880 Prime/Plus представлен на рисунке 2.



Рисунок 2 –Общий вид устройств интерфейсов связи CIU 880 Prime/Plus

Ограничения доступа к настройке (регулировке) от внешнего доступа осуществляется пломбированием замка переключателя расположенной на задней панели устройства интерфейса связи. Место пломбирования показано на рисунке 3.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.



Рисунок 3 – Схема опломбирования (ограничения доступа).

Программное обеспечение

Устройства 880 CIU Prime, 880 CIU Plus, имеют микропрограмму, встроенную в EPROM, и не доступную для изменения вне заводских условий. Микропрограмма осуществляет функций преобразования, обработки сигналов измерительной информации, и их передачи. Настройки, применяемые на объекте эксплуатации, хранятся в микросхеме NOVRAM.

Защита микропрограммы, реализована использованием паролей доступа к данным, а также аппаратной блокировкой «замковыми» переключателями, находящимися на задней панели устройств.

Обозначение версии микропрограммы вносится в формуляр системы. Обозначение версии микропрограммы формируется по алгоритму, использующему данные о модели устройства (CIU 880 Prime или CIU 880 Plus), серийном номере, присвоенном при изготовлении, оснащению интерфейсами связи.

Микропрограмма защищена от недопустимых изменений с использованием комбинации программных средств (ограничение прав доступа с помощью пароля) и аппаратных средств (блокировка с помощью замковых переключателей).

Идентификационные данные программного обеспечения системы приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	Enraf Tank Inventory System
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Ver.2.7.xxx
Цифровой идентификатор программного обеспечения	D71419BD-7476-4C62-9E5C-C5262DCBAD0F

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений: соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014. Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, удаления и иных преднамеренных изменений программного обеспечения и изменений данных.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические характеристики систем приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Метрологические характеристики систем

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений уровня продукта, мм	от 30 до 30000
Диапазон измерений температуры продукта, °С	от –10 до +50
Диапазон измерений гидростатического давления продукта и давления паров в резервуаре средствами измерений давления, МПа	от 0 до 0,4
Пределы допускаемой, приведенной к диапазону измерения, погрешности измерений давления паров в резервуаре средствами измерений давления, %	±0,25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня, мм	±3,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,5
Диапазон измерений плотности, кг/м ³	от 800 до 1000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности продукта, кг/м ³	±2,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов косвенным методом статических измерений, % ¹⁾	±0,50 ±0,65
¹⁾ При уровне продукта, измеряемого при хранении для расчета массы, не менее 800 мм. При дозе приема/отпуска продукта, при проведении учетных операций, не менее 3700 мм.	

Основные технические характеристики систем приведены в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – Технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Температура окружающей среды при эксплуатации, °С	от –18 до +39
Средний срок службы, лет	15

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность систем приведена в таблице 4.

Т а б л и ц а 4 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка сырой нефти Entis- т.910-11	т.910-11	1 шт. (заводской номер 880550652/880025989)
Паспорт	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах с применением систем коммерческого учета и контроля резервуарных запасов парка сырой нефти Entis- т. 910-11, ООО «РН – Туапсинский НПЗ», ФР.1.29.2021.39406.

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 1 ноября 2019 г. № 2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности»;

Приказ Росстандарта от 20 декабря 2019 г. № 3459 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов»;

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

Изготовитель

Фирма «Enraf B.V.», Нидерланды

Адрес: Delftechpark 39, 2628 XJ Delft, The Netherlands

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И.Менделеева»

(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

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

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

В части вносимых изменений

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы электронные лабораторные неавтоматического действия Х

Назначение средства измерений

Весы электронные лабораторные неавтоматического действия Х (далее – весы) предназначены для статического измерения массы.

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на компенсации массы взвешиваемого груза электромагнитной силой, создаваемой системой автоматического уравнивания. Электрический сигнал, изменяющийся пропорционально массе взвешиваемого груза, преобразуется в аналого-цифровом преобразователе в цифровой код и результаты взвешивания выводятся на дисплей.

Конструктивно весы состоят из грузоприемного устройства (далее – ГПУ) и терминала. Некоторые модели весов с действительной ценой деления до 1 мг оснащаются ветрозащитной витриной.

Внешний вид весов модификации ХР показан на рисунке 1 - 2, модификации ХS – на рисунке 3 - 4, а модификации ХV - на рисунке 5.



Рисунок 1 – Общий вид весов модификации ХР



Рисунок 2 – Общий вид весов модификации XP



Рисунок 3 – Общий вид весов модификации XS



Рисунок 4 – Общий вид весов модификации XS



Рисунок 5 – Общий вид весов модификации XV

Весы имеют следующие устройства и функции по ГОСТ OIML R 76-1-2011 (номера пунктов указаны в скобках):

- устройство установки по уровню (Т.2.7.1) с индикатором уровня (3.9.1.1);
 - устройство первоначальной установки нуля (Т.2.7.2.4);
 - устройство слежения за нулем (Т.2.7.3);
 - совмещенное устройство установки нуля и уравнивания тары (4.6.9);
 - устройство тарирования (выборки массы тары) (Т.2.7.4);
 - устройство предварительного задания массы тары (Т.2.7.5);
 - полуавтоматическое устройство установки нуля (Т.2.7.2.2);
 - устройство индикации отклонения от нуля (п.4.5.5.);
 - полуавтоматическое устройство юстировки чувствительности (4.1.2.5);
 - обнаружение промахов (4.13.9);
 - вспомогательное цифровое показывающее устройство с отличающимся делением (3.4.1).
- взвешивание в различных единицах измерения массы – килограмм, грамм, миллиграмм, микрограмм, карат (2.1).

Весы имеют следующие режимы работы (4.20):

- счетный режим;
- суммирование;
- статистическая обработка;
- вычисление процентных соотношений;

Весы имеют последовательный защищенный интерфейс передачи данных RS-232.

Питание весов осуществляется от сети переменного тока.

Весы выпускаются однодиапазонными и двухинтервальными.

Обозначение исполнения модификаций весов имеет вид:

X[Y₁](E)[Y₂][Y₃](U)SL(T)(X)(DR)(DU)(D5)(C)(Q)(PC),

где X - обозначение типа;

Y₁ - условное обозначение конструкции:

P – профессиональный уровень;

S – стандартный уровень;

V – базовый уровень;

E - присутствует в весов с расширенной функциональностью: цветовой индикацией состояния, обнаружением статического заряда;

Y₂ - условное обозначение максимальной нагрузки (Max) – от 1 до 4 цифр;

Y₃ - условное обозначение действительной цены деления шкалы (d) – 1 цифра;

S, L – условное обозначение размера платформы весов;

U - условное обозначение исполнения весов с d = 0,1 мкг;

T – условное обозначение исполнения весов с транспортным кейсом-весовым столом;

X – условное обозначение исполнения во взрывобезопасном исполнении;

DR /DU/D5 - условное обозначение исполнения весов со вспомогательным цифровым показывающим устройством с отличающимся делением;

Q - условное обозначение исполнения весов, предназначенных для подключения автоматических дозаторов сыпучих веществ и жидкостей.

PC - условное обозначение исполнения весов с испарительной ловушкой, предназначенных для калибровки пипеток.

Весы отличаются исполнением корпуса, терминала, грузоприемной платформы и выпускаются в исполнениях модификаций, приведенных в таблице 1.

Таблица 1

Исполнение модификации XP	Исполнение модификации XS	Исполнение модификации XV
XP2U, XPE2U	-	-
XP6U, XPE6U	-	-
XP6, XPE6	XS3DU, XSE3DU	-
XPE26, XP26PC, XPE26PC	-	-
XPE56Q, XPE56	-	-
XPE26DR	-	-
XPE56DR	-	-
XPE106D5	-	-
XPE206DR	-	-
XPE105	XS105	-
XPE205	-	-
XPE505	-	-
XPE105DR	XSE105DU, XS105DU	XVE105DU

Продолжение таблицы 1

XPE205DR	XSE205DU, XS205DU	XVE205DU
-	XS225DU	-
-	XS64	-
-	XSE104, XS104	XVE104
XPE204	XSE204, XS204	XVE204
XPE304	XS304	-
XPE504, XP504	-	-
-	XS204DR	-
XPE204S	XS204SX	-
XP404S, XPE404S	-	-
XPE303S	XS303S	-
XPE603S	XS603S, XS603SX	-
XPE603SDR	-	-
XP1203S, XPE1203S	XS1203S	-
XPE3003S	-	-
XPE3003SD5	-	-
XPE5003S	-	-
-	XS5003SXDR	-
XPE6003SD5	-	-
XPE1202S	XS1202S	-
XPE2002S	XS2002S	-
XPE4002S	XS4002S	-
XPE6002S	XS6002S, XS6002SX	-
XPE6002SDR	XS6002SDR	-
XPE8002S	-	-
XPE10002S	XS10002S	-
XPE15002L	-	-
XPE20002LDR	-	-
XPE4001S	XS4001S, XS4001SX	-
XPE6001S	XS6001S	-
XPE8001S	XS8001S	-
XPE10001S	XS10001S	-
XPE10001L	XS10001L	-
XPE64001L	XS64001LX	-
-	XS16000L	-
XPE32000L	XS32000L	-
XPE64000L	-	-

На маркировочной табличке указаны:

- торговая марка изготовителя;
- исполнение модификации весов;
- серийный номер;
- класс точности;
- максимальная нагрузка (Max);
- минимальная нагрузка (Min);
- поверочный интервал (e);
- действительная цена деления шкалы (d);
- диапазон особых температур.

Заводской номер в виде цифрового обозначения наносится методом гравировки на металлическую маркировочную табличку, закрепленную на корпусе весов.

Схема пломбировки весов от несанкционированного доступа показана на рисунках 6 и 7.

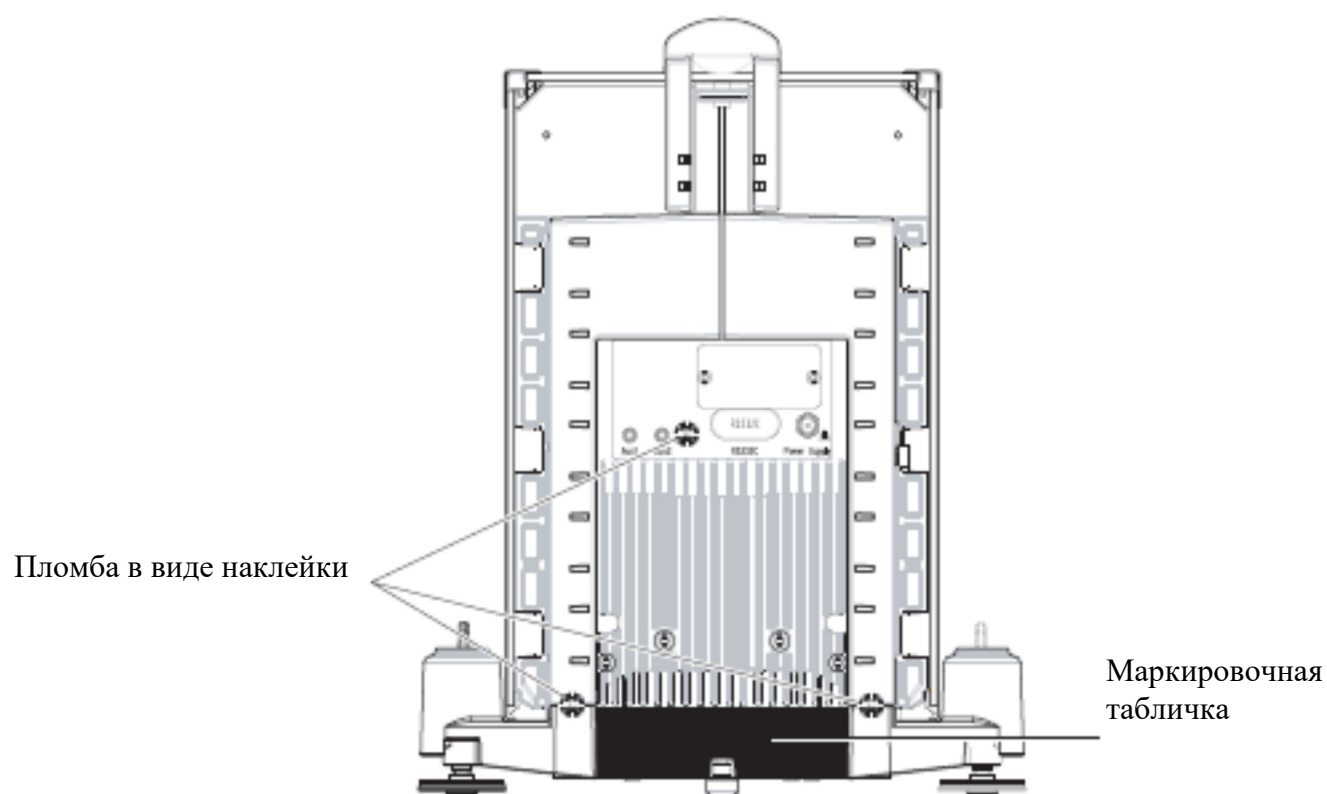


Рисунок 6 - Схема пломбировки от несанкционированного доступа

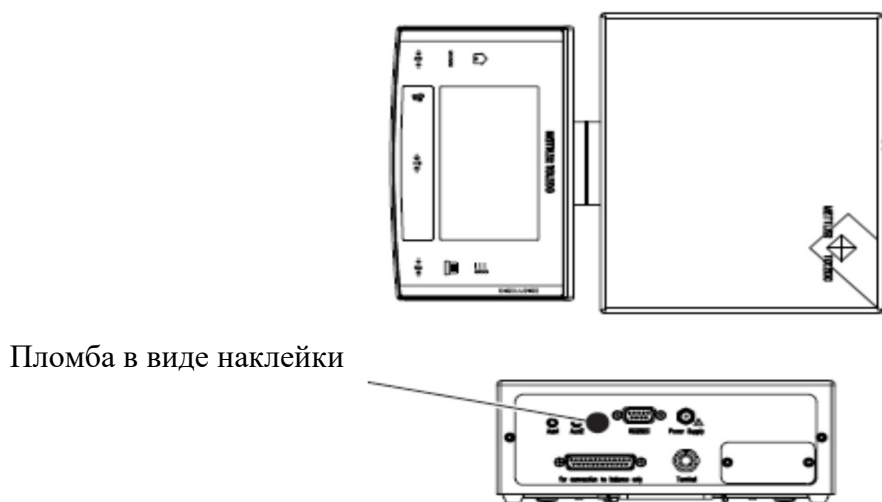


Рисунок 7 - Схема пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) весов является встроенным и привязано к электрической схеме весов, что соответствует требованиям п. 5.5 ГОСТ OIML R 76-1–2011. «Дополнительные требования к электронным устройствам с программным обеспечением» в части устройств с встроенным ПО.

Метрологически значимая часть ПО хранится в защищенной от демонтажа перепрограммируемой микросхеме памяти, расположенной внутри ГПУ.

ПО загружается на заводе-изготовителе с использованием специального оборудования. ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс после загрузки без нарушения защитной пломбы.

Идентификационным признаком ПО служит номер версии, который отображается на дисплее терминала при включении весов в сеть или по запросу через меню ПО терминала

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО весовой платформы не ниже	1.xx
Идентификационное наименование ПО терминала весов не ниже	1.xx
Цифровой идентификатор (контрольная сумма) метрологически значимой части ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-
где - x принимает значения от 1 до 9 и относится к метрологически незначимой части. * - Данные недоступны, так как данное ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс после опломбирования	

Конструкция весов исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. Уровень защиты ПО и измерительной информации от преднамеренных и непреднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 - высокий.

Метрологические и технические характеристики

Значения максимальной нагрузки (Max), значение минимальной нагрузки (Min), действительной цены деления (d), поверочного интервала (e), числа поверочных интервалов (n), интервалов нагрузки (m) и пределов допускаемой погрешности при первичной поверке (mре) и классы точности исполнений модификаций весов приведены в таблице 3.

Таблица 3

Исполнение модификации весов	Max, г	Min, мг	d, мг	e, мг	n	Интервал нагрузки (m), г	mре, мг	Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1- 2011
XP2U; XPE2U	2,1	0,01	0,0001	1	2100	От 0,00001 до 2,1 включ.	±0,5	I (Специальный)
XP6U; XPE6U	6,1	0,01	0,0001	1	6100	От 0,00001 до 6,1 включ.	±0,5	I (Специальный)
XP6; XPE6	6,1	0,1	0,001	1	6100	От 0,0001 до 6,1 включ.	±0,5	I (Специальный)
XS3DU; XSE3DU	0,8/3,1	0,1	0,001/0,01	1	3100	От 0,0001 до 3,1 включ.	±0,5	I (Специальный)
XPE26; XP26PC; XPE26PC	22	0,1	0,001	1	22000	От 0,0001 до 22 включ.	±0,5	I (Специальный)
XPE56; XPE56Q	52	0,1	0,001	1	52000	От 0,0001 до 50 включ.	±0,5	I (Специальный)
						Св. 50 до 52 включ.	±1	
XPE26DR	5,1/22	0,2	0,002/0,01	1	22000	От 0,0002 до 22 включ.	±0,5	I (Специальный)
						От 0,0002 до 50 включ.	±0,5	
XPE56DR	11/52	0,2	0,002/0,01	1	52000	Св. 50 до 52 включ.	±1	I (Специальный)
						От 0,0005 до 50 включ.	±0,5	
XPE106D5	120	0,5	0,005	1	120000	От 0,0005 до 50 включ.	±0,5	I (Специальный)
						Св. 50 до 120 включ.	±1	

Исполнение модификации весов	Max, г	Min, мг	d, мг	e, мг	n	Интервал нагрузки (m), г	тре, мг	Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1- 2011
XPE206DR	81/220	0,5	0,005/0,01	1	220000	От 0,0005 до 50 включ.	±0,5	I (Специальный)
						Св. 50 до 200 включ.	±1	
						Св. 200 до 220 включ.	±1,5	
XPE105; XS105	120	1	0,01	1	120000	От 0,001 до 50 включ.	±0,5	I (Специальный)
						Св. 50 до 120 включ.	±1	
						От 0,001 до 50 включ.	±0,5	
XPE205	220	1	0,01	1	220000	Св. 50 до 200 включ.	±1	I (Специальный)
						Св. 200 до 220 включ.	±1,5	
						От 1 до 50 включ.	±0,5	
XPE505	520	1	0,01	1	520000	Св. 50 до 200 включ.	±1	I (Специальный)
						Св. 200 до 520 включ.	±1,5	
						От 0,001 до 50 включ.	±0,5	
XS225DU	121/220	1	0,01/ 0,1	1	220000	Св. 50 до 200 включ.	±1	I (Специальный)
						Св. 200 до 220 включ.	±1,5	
						От 0,001 до 50 включ.	±0,5	
XPE105DR	41/120	1	0,01/0,1	1	120000	Св. 50 до 120 включ.	±1	I (Специальный)
						От 0,001 до 50 включ.	±0,5	
						Св. 200 до 220 включ.	±1,5	
XSE105DU; XS105DU; XVE105DU	41/120	1	0,01/0,1	1	120000	От 0,001 до 50 включ.	±0,5	I (Специальный)
						Св. 50 до 120 включ.	±1	
						От 0,001 до 50 включ.	±0,5	
XPE205DR	81/220	1	0,01/ 0,1	1	220000	Св. 50 до 200 включ.	±1	I (Специальный)
						Св. 200 до 220 включ.	±1,5	
						От 0,001 до 50 включ.	±0,5	
XS205DU; XSE205DU; XVE205DU	81/220	1	0,01/ 0,1	1	220000	Св. 50 до 200 включ.	±1	I (Специальный)
						Св. 200 до 220 включ.	±1,5	
						От 0,001 до 50 включ.	±0,5	

Исполнение модификации весов	Max, г	Min, мг	d, мг	e, мг	n	Интервал нагрузки (m), г	тре, мг	Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1- 2011
XS64	61	10	0,1	1	61000	От 0,01 до 50 включ.	±0,5	I (Специальный)
						Св. 50 до 61 включ.	±1	
XS104; XSE104; XVE104	120	10	0,1	1	120000	От 0,01 до 50 включ.	±0,5	I (Специальный)
						Св. 50 до 120 включ.	±1	
XPE204; XS204; XSE204; XVE204	220	10	0,1	1	220000	От 0,01 до 50 включ.	±0,5	I (Специальный)
						Св. 50 до 200 включ.	±1	
						Св. 200 до 220 включ.	±1,5	
XS204S; XS204SX	220	10	0,1	1	220000	От 0,01 до 50 включ.	±0,5	I (Специальный)
						Св. 50 до 200 включ.	±1	
						Св. 200 до 220 включ.	±1,5	
XPE304; XS304	320	10	0,1	1	320000	От 0,01 до 50 включ.	±0,5	I (Специальный)
						Св. 50 до 200 включ.	±1	
						Св. 200 до 320 включ.	±1,5	
XP404S; XPE404S	410	10	0,1	1	410000	От 0,01 до 50 включ.	±0,5	I (Специальный)
						Св. 50 до 200 включ.	±1	
						Св. 200 до 410 включ.	±1,5	
XP504; XPE504	520	10	0,1	1	520000	От 0,01 до 50 включ.	±0,5	I (Специальный)
						Св. 50 до 200 включ.	±1	
						Св. 200 до 520 включ.	±1,5	
XS204DR	81/220	10	0,1/1	1	220000	От 0,01 до 50 включ.	±0,5	I (Специальный)
						Св. 50 до 200 включ.	±1	
						Св. 200 до 220 включ.	±1,5	

Исполнение модификации весов	Max, г	Min, мг	d, мг	e, мг	n	Интервал нагрузки (m), г	mpе, мг	Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1- 2011
XPE303S; XS303S	310	20	1	10	31000	От 0,02 до 50 включ.	±5	II (Высокий)
						Св. 50 до 200 включ.	±10	
						Св. 200 до 310 включ.	±15	
XPE603S; XS603S; XS603SX	610	20	1	10	61000	От 0,02 до 50 включ.	±5	II (Высокий)
						Св. 50 до 200 включ.	±10	
						Св. 200 до 610 включ.	±15	
XPE603DR	120/ 610	20	1/ 10	10	61000	От 0,02 до 50 включ.	±5	II (Высокий)
						Св. 50 до 200 включ.	±10	
						Св. 200 до 610 включ.	±15	
XP1203; XPE1203S; XS1203S	1210	100	1	10	121000	От 0,1 до 500 включ.	±5	I (Специальный)
						Св. 500 до 1210 включ.	±10	
XPE3003S	3100	100	1	10	310000	От 0,1 до 500 включ.	±5	I (Специальный)
						Св. 500 до 2000 включ.	±10	
						Св. 2000 до 3100 включ.	±15	
XPE3003SD5	3100	250	5	100	31000	От 0,25 до 500 включ.	±50	II (Высокий)
						Св. 500 до 2000 включ.	±100	
						Св. 2000 до 3100 включ.	±150	
XPE5003S	5100	100	1	10	510000	От 0,1 до 500 включ.	±5	I (Специальный)
						Св. 500 до 2000 включ.	±10	
						Св. 2000 до 5100 включ.	±15	
XS5003XDR	1000/ 5100	100	1/ 10	10	510000	От 0,1 до 500 включ.	±5	I (Специальный)
						Св. 500 до 2000 включ.	±10	
						Св. 2000 до 5100 включ.	±15	

Исполнение модификации весов	Max, г	Min, мг	d, мг	e, мг	n	Интервал нагрузки (m), г	тре, мг	Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1- 2011
XPE6003SD5	6100	500	5	100	61000	От 0,5 до 5000 включ.	±50	I (Специальный)
						Св. 5000 до 6100 включ.	±100	
XPE1202S; XS1202S	1210	500	10	100	12100	От 0,5 до 500 включ.	±50	II (Высокий)
						Св. 500 до 1210 включ.	±100	
XPE2002S; XS2002S	2100	500	10	100	21000	От 0,5 до 500 включ.	±50	II (Высокий)
						Св. 500 до 2000 включ.	±100	
						Св. 2000 до 2100 включ.	±150	
XPE4002S; XS4002S	4100	500	10	100	41000	От 0,5 до 500 включ.	±50	II (Высокий)
						Св. 500 до 2000 включ.	±100	
						Св. 2000 до 4100 включ.	±150	
XPE6002S; XS6002S; XS6002SX	6100	500	10	100	61000	От 0,5 до 500 включ.	±50	II (Высокий)
						Св. 500 до 2000 включ.	±100	
						Св. 2000 до 6100 включ.	±150	
XPE6002SDR; XS6002SDR	1200/ 6100	500	10/ 100	100	61000	От 0,5 до 500 включ.	±50	II (Высокий)
						Св. 500 до 2000 включ.	±100	
						Св. 2000 до 6100 включ.	±150	
XPE8002S	8100	500	10	100	81000	От 0,5 до 500 включ.	±50	II (Высокий)
						Св. 500 до 2000 включ.	±100	
						Св. 2000 до 8100 включ.	±150	
XPE10002S; XS10002S	10100	1000	10	100	101000	От 0,5 до 5000 включ.	±50	I (Специальный)
						Св. 5000 до 10100 включ.	±100	
XPE15002L	15100	1000	10	100	151000	От 1 до 5000 включ.	±50	I (Специальный)
						Св. 5000 до 15100 включ.	±100	

Исполнение модификации весов	Max, г	Min, мг	d, мг	e, мг	n	Интервал нагрузки (m), г	mре, мг	Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1- 2011
XPE20002LDR	4200/ 20100	1000	10/ 100	100	201000	От 1 до 5000 включ.	±50	I (Специальный)
						Св. 5000 до 20000 включ.	±100	
						Св. 20000 до 20100 включ.	±150	
XPE4001S; XS4001S; XS4001SX	4100	5000	100	100	41000	От 5 до 500 включ.	±50	II (Высокий)
						Св. 500 до 2000 включ.	±100	
						Св. 2000 до 4100 включ.	±150	
XPE6001S; XS6001S	6100	5000	100	100	61000	От 5 до 500 включ.	±50	II (Высокий)
						Св. 500 до 2000 включ.	±100	
						Св. 2000 до 6100 включ.	±150	
XPE8001S; XS8001S	8100	5000	100	1000	8100	От 5 до 5000 включ.	±500	II (Высокий)
						Св. 5000 до 8100 включ.	±1000	
XPE10001S; XS10001S; XPE10001L; XS10001L	10100	5000	100	1000	10100	От 5 до 5000 включ.	±500	II (Высокий)
						Св. 5000 до 10100 включ.	±1000	
XPE16001L; XS16001L	16100	5000	100	1000	16100	От 5 до 5000 включ.	±500	II (Высокий)
						От 5000 до 16100 включ.	±1000	
XPE32001L; XS32001L; XS32001LX	32100	5000	100	1000	32100	От 5 до 5000 включ.	±500	II (Высокий)
						Св. 5000 до 20000 включ.	±1000	
						Св. 20000 до 32100 включ.	±1500	
XS32001LDR	6400/ 32100	5000	100/ 1000	1000	32100	От 5 до 5000 включ.	±500	II (Высокий)
						Св. 5000 до 20000 включ.	±1000	
						Св. 20000 до 32100 включ.	±1500	

Исполнение модификации весов	Max, г	Min, мг	d, мг	e, мг	n	Интервал нагрузки (m), г	тре, мг	Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1- 2011
ХРЕ64001L; XS64001LX	64100	5000	100	1000	64100	От 5 до 5000 включ.	±500	II (Высокий)
						Св. 5000 до 20000 включ.	±1000	
						Св. 20000 до 64100 включ.	±1500	
XS16000L	16100	50000	1000	1000	16100	От 50 до 5000 включ.	±500	II (Высокий)
						От 5000 до 16100 включ.	±1000	
						От 50 до 5000 включ.	±500	
ХРЕ32000L; XS32000L	32100	50000	1000	1000	32100	Св. 5000 до 20000 включ.	±1000	II (Высокий)
						Св. 20000 до 32100 включ.	±1500	
						От 50 до 5000 включ.	±500	
ХРЕ64000L	64100	50000	1000	1000	64100	Св. 5000 до 20000 включ.	±1000	II (Высокий)
						Св. 20000 до 64100 включ.	±1500	
						От 50 до 5000 включ.	±500	

Пределы допускаемой погрешности в эксплуатации равны удвоенному значению пределов допускаемых погрешностей при первичной поверке.

Значения погрешности весов после выборки массы тары по абсолютному значению не превышают, указанных в таблице 3, пределов допускаемой погрешности в интервалах взвешивания для массы нетто.

Таблица 3а

Характеристика	Значение
Влияние устройства установки на нуль на результат взвешивания, не более	$\pm 0,25 \text{ e}$
Показания на дисплее массы, г, не более	$\text{Max}+9\text{e}$
Диапазон уравнивания тары, % Max	от 0 до 100
Диапазон предварительного задания массы тары, % Max	от 0 до 100
Условия эксплуатации: - диапазон особых температур, °C - относительная влажность воздуха, %, не более без конденсации влаги	от +10 до +30 75, при температуре 30 °C
Электрическое питание от сети переменного тока: - напряжение, В - частотой, Гц	от 187 до 242 от 49 до 51
Потребляемая мощность, В·А, не более	60
Средний срок службы, лет	10

Масса и габаритные размеры исполнений модификаций весов приведены в таблице 4.

Таблица 4

Обозначение исполнения модификации	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
1	2	3
XP6U; XPE6U; XP2U; XPE2U; XP6; XPE6; XS3DU	128 x 287 x 113	7,5
XPE26; XPE26C, XP26PC; XPE26PC; XPE26DR; XPE56; XPE56C; XPE56DR; XPE56Q;	263 x 493 x 322	11,5
XPE206DR, XPE106D5, XPE105, XPE105DR, XPE205, XPE205DR, XPE205CDR, XPE204, XPE304, XPE504, XP504, XPE505C, XPE505		10,4
XS105, XS105DU, XS205DU, XS225DU, XS64, XS104, XS204, XS204DR, XS304	263 x 453 x 322	9,1
XSE105DU, XSE205DU, XSE104, XSE204, XVE105DU, XVE205DU, XVE104, XVE204	263 x 482 x 322	
XPE204S, XS204SX, XPE404S, XP404S	199 x 394 x 363	8,2
XPE2004SC, XPE2003SC, XPE5003S, XPE5003SC, XS5003SDR, XS5003SXDR, XPE10003SC	214 x 257 x 115	8,6
XPE303S, XPE603S, XPE603SDR, XPE1203S, XPE3003S	199 x 394 x 363	7,7

Продолжение таблицы 4

XS303S, XS603S, XS603SX, XS1203S, XS2004SX	194 x 366 x 276	7,6
XPE3003SD5, XPE6003SD5, XPE1202S, XPE2002S, XPE4002S, XPE6002S, XPE6002SDR, XPE8002S, XPE10002S	195 x 394 x 97	7,7
XS1202S, XS2002S, XS4002S, XS6002S, XS6002SX, XS6002SDR, XS10002S	195 x 367 x 97	7,8
XPE4001S, XPE6001S, XPE8001S, XPE10001S	194 x 392 x 96	6,6
XS4001S, XS4001SX, XS6001S, XS8001S, XS10001S	195 x 367 x 96	6,4
XPE15002L, XPE20002LDR	360 x 424 x 147	13,5
XPE10001L, XPE16001L, XPE32001L, XPE32000L	360 x 424 x 131	12,4
XS10001L, XS16001L, XS32001L, XS32001LX, XS32001LDR, XS16000L, XS32000L	360 x 404 x 131	
XPE26003LC, XS26003LX, XPE64003LC, XS64003LX	360 x 410 x 147	15,7
XPE32003LC, XPE64002LC, XPE64002LC-T, XPE64001L, XPE64000L, XS64000LX	360 x 424 x 131	14,1

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, расположенную на ГПУ весов и типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Весы (исполнение и модификация по заказу)	—	1 шт.
Адаптер питания	—	1 шт.
Соединительный кабель для подключения терминала	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в документе «Весы электронные лабораторные неавтоматического действия Х. Руководство по эксплуатации, раздел «Использование по назначению».

Нормативные документы, устанавливающие требования к весам неавтоматического действия Х

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

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

Техническая документация фирмы-изготовителя.

Изготовитель

Фирма «Mettler-Toledo GmbH», Швейцария
Адрес: Im Langacher, 8606 Greifensee, Switzerland.
Tel. +41 44 944 22 11, Fax +41 44 944 30 60

Испытательный центр

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)
Адрес: РФ, 125424, г. Москва, Волоколамское шоссе, д. 88, стр. 8
Телефон/факс: +7 (495) 491-78-12
Web-сайт: kip-mce.ru
E-mail: sittek@mail.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311313.

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Главный научный метрологический центр» Министерства обороны Российской Федерации
(ФГБУ «ГНМЦ» Минобороны России)
Адрес: 141006, Московская область, г. Мытищи, ул. Комарова, д. 13
Телефон (факс): +7(495)583-99-23
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311314.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» декабря 2022 г. № 3104

Регистрационный № 65868-16

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти
ООО «Карбон-Ойл» на выходе ДНС с УПСВ-925**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти ООО «Карбон-Ойл» на выходе ДНС с УПСВ-925 (далее – СИКН) предназначена для измерений в автоматизированном режиме массы брутто товарной нефти (далее – нефть), показателей качества нефти и определения массы нетто нефти.

Описание средства измерений

СИКН реализует прямой метод динамических измерений массы нефти в трубопроводе с помощью расходомеров массовых Promass 83F50 (далее – РМ). Принцип действия СИКН заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от РМ, средств измерений давления, температуры и влагосодержания.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта.

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

В состав СИКН входят:

- блок измерительных линий (далее – БИЛ);
- блок фильтров (далее – БФ);
- блок измерений показателей качества нефти (далее – БИК);
- узел подключения передвижной поверочной установки (далее – ППУ);
- место подключения преобразователя плотности жидкости измерительного модели 7835;
- узел подключения устройства для определения свободного газа УОСГ-100СКП;
- узел подключения индивидуального пробоотборника ИП-1М прибора АЛП-01ДП;
- СОИ.

БИЛ включает одну рабочую и одну резервно-контрольную измерительные линии с диаметром условного прохода DN 100.

Состав СОИ:

- контроллер измерительно-вычислительный OMNI 6000 (далее – ИВК);
- шкаф СОИ;
- автоматизированное рабочее место оператора СИКН.

Состав и технологическая схема СИКН обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы (массового расхода) брутто нефти прямым динамическим методом в рабочих диапазонах массового расхода, температуры, давления и плотности нефти;
- вычисление массы нетто нефти;
- дистанционное и местное измерение давления и температуры нефти;
- измерение в автоматическом режиме объемной доли воды в нефти, перепада давления на фильтрах;
- контроль метрологических характеристик рабочего РМ по контрольно-резервному РМ;
- контроль метрологических характеристик и поверка РМ по ППУ на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
- автоматический и ручной отбор проб;
- отображение (индикация), регистрация и хранение результатов измерений и расчетов, формирование отчетов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Средства измерений и оборудование, входящие в состав СИКН, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

№ п/п	Наименование средств измерений и оборудования	Количество	Регистрационный номер в ФИФОЕИ
БФ			
1	Преобразователь давления измерительный Deltabar S PMD75	1	41560-09
БИЛ			
1	Расходомер массовый Promass 83F50	2	15201-11
2	Преобразователь давления измерительный Cerabar S модели RMP71	2	41560-09
3	Преобразователь давления измерительный Cerabar S RMP71		71892-18
Выходной коллектор			
1	Преобразователь давления измерительный Cerabar S RMP71	1	71892-18
2	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR модели TR63	1	49519-12

№ п/п	Наименование средств измерений и оборудования	Количество	Регистрационный номер в ФИФОЕИ
БИК			
1	Влагомер нефти поточный УДВН-1пм модификации УДВН-1пм1	1	14557-10
2	Влагомер нефти поточный УДВН-1пм исполнения УДВН-1пм1		14557-15
3	Преобразователь давления измерительный Cerabar S модели RMP71	1	41560-09
4	Преобразователь давления измерительный Cerabar S RMP71		71892-18
5	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR модели TR63	1	49519-12
6	Расходомер-счетчик ультразвуковой Prosonic Flow исполнения 93PA1	1	29674-12
Узел подключения ППУ			
1	Преобразователь давления измерительный Cerabar S RMP71	2	71892-18
2	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR модели TR63	2	49519-12
СОИ			
1	Контроллер измерительно-вычислительный OMNI 6000	1	15066-09
2	Автоматизированное рабочее место оператора «Сфера»	1	-
Примечание – ФИФОЕИ – Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.			

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН. Заводской номер СИКН наносится методом ультрафиолетовой печати на табличку, расположенную на блок-боксе СИКН, и типографским методом в паспорте СИКН.

Программное обеспечение

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

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

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

Идентификационные данные ПО СИКН представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	ИБК OMNI 6000	Metrology module
Номер версии (идентификационный номер) ПО	24.75.04	3.00
Цифровой идентификатор ПО	9111	07E8BEE3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	–	CRC 32
Наименование ПО	–	АРМ «Сфера»

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики СИКН представлены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 5,00 до 16,67
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	товарная нефть по ГОСТ Р 51858–2002
Диапазоны входных параметров нефти: – избыточное давление, МПа – температура, °С	от 0,4 до 4,0 от +35 до +70
Физико-химические свойства нефти: – плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м ³ – плотность при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м ³ – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – содержание растворенного газа – содержание свободного газа	от 905 до 970 от 925 до 970 1,0 0,05 900 не допускается не допускается
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды в блок-боксе, °С – температура окружающей среды в операторной, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +5 до +30 от +18 до +25 95 от 84,0 до 106,7

Наименование характеристики	Значение
Параметры электропитания: а) напряжение, В: – силовое оборудование – технические средства СОИ б) частота, Гц	380, трехфазное 220, однофазное 50±1
Потребляемая мощность, В·А, не более	3000
Габаритные размеры, мм, не более: а) блок-бокс: – длина – ширина – высота б) шкаф СОИ: – глубина – ширина – высота	10000 3000 3200 600 600 2200
Масса, кг, не более: – блок-бокса – шкафа СОИ	20000 300

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта по центру типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти ООО «Карбон-Ойл» на выходе ДНС с УПСВ-925, заводской № 008.05.2015	1 экз.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти ООО «Карбон-Ойл» на выходе ДНС с УПСВ-925	1 экз.
2113.00.00-ПС. Система измерений количества и показателей качества нефти ООО «Карбон-Ойл» на выходе ДНС с УПСВ-925. Паспорт	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) ООО «Карбон-Ойл» на выходе ДНС с УПСВ-925», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2022.43519.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановления 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 «Татинтек» (ООО «Татинтек»)
Адрес: 423458, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Альметьевск,
ул. Ризы Фахретдина, д. 62
ИНН 1644055843
Телефон: (8553) 31-47-07, (8553) 31-47-97
Факс: (8553) 31-47-09
e-mail: info@tatintec.ru
<http://www.tatintec.ru>

Испытательный центр

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» декабря 2022 г. № 3104

Регистрационный № 67781-17

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ НПС-18

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ НПС-18 (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 средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 1866. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре 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	ПС 220 кВ НПС-18, ОРУ-220 кВ, 1 СШ, ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18	SB 0,8 кл.т. 0,2 Ктт 1200/1 рег. № 55006-13	DFK 245 кл.т. 0,2 Ктн 220000/√3/100/√3 рег. № 23743-02	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-327 рег. № 41907-09	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ПС 220 кВ НПС-18, ОРУ-220 кВ, 2 СШ, ВЛ 220 кВ НПС-18 – Налдинская	SB 0,8 кл.т. 0,2 Ктт 1200/1 рег. № 55006-13	DFK 245 кл.т. 0,2 Ктн 220000/√3/100/√3 рег. № 52352-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
3	ПС 220 кВ НПС-18, ОРУ-220 кВ, 1 СШ, ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах № 1 с отпайкой на ПС НПС-17	SB 0,8 кл.т. 0,2 Ктт 1200/1 рег. № 55006-13	DFK 245 кл.т. 0,2 Ктн 220000/√3/100/√3 рег. № 23743-02	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
4	ПС 220 кВ НПС-18, ОРУ-220 кВ, 2 СШ, ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах № 2 с отпайкой на ПС НПС-17	SB 0,8 кл.т. 0,2 Ктт 1200/1 рег. № 55006-13	DFK 245 кл.т. 0,2 Ктн 220000/√3/100/√3 рег. № 52352-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
5	ПС 220 кВ НПС-18, ОРУ-110 кВ, 1 С, АТ-1 110 кВ	ТВ-ТМ-35 кл.т. 0,2S Ктт 300/1 рег. № 61552-15	ЗНОГ кл.т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ПС 220 кВ НПС-18, ОРУ-110 кВ, 2 С, АТ-2 110 кВ	ТВ-ТМ-35 кл.т. 0,2S Ктт 300/1 рег. № 61552-15	ЗНОГ кл.т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-327 рег. № 41907-09	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	ПС 220 кВ НПС-18, ОРУ-110 кВ, 1 С, ВЛ 110 кВ НПС-18 – КС-4 № 1	ТВ-ТМ-35 кл.т. 0,2S Ктт 300/1 рег. № 61552-15	ЗНОГ кл.т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
8	ПС 220 кВ НПС-18, ОРУ-110 кВ, 2 С, ВЛ 110 кВ НПС-18 – КС-4 № 2	ТВ-ТМ-35 кл.т. 0,2S Ктт 300/1 рег. № 61552-15	ЗНОГ кл.т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
9	ПС 220 кВ НПС-18, ЗРУ-10 кВ, 1 С, яч. №11, Ввод НПС-18 № 1	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S Ктт 1500/1 рег. № 32139-11	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2 Ктн 10000/100 рег. № 38394-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
10	ПС 220 кВ НПС-18, ЗРУ-10 кВ, 2 С, яч. №12, Ввод НПС-18 № 2	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S Ктт 1500/1 рег. № 32139-11	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2 Ктн 10000/100 рег. № 38394-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
11	ПС 220 кВ НПС-18, ЗРУ-10 кВ, 2 С, яч. № 10, ВЛ 10 кВ Ф-10	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S Ктт 150/1 рег. № 32139-11	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2 Ктн 10000/100 рег. № 38394-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, 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 – 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	0,9	0,6	0,5
	0,8	-	1,2	0,7	0,6
	0,5	-	2,0	1,2	0,9
5 – 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, 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 – 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	1,9	1,1	0,9
	0,5	-	1,3	0,8	0,7
5 – 8 (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
9 – 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
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 – 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	1,1	0,8	0,7
	0,8	-	1,4	0,9	0,9
	0,5	-	2,1	1,3	1,1
5 – 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1

Продолжение таблицы 3

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	2	3	4	5	6
1 – 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	2,1	1,3	1,1
	0,5	-	1,6	1,1	1,0
5 – 8 (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
9 – 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
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, °C: - для счетчиков активной энергии - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012 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

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-327: - средняя наработка до отказа, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 35000 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	SB 0,8	12 шт.
Трансформатор тока	ТВ-ТМ-35	12 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	9 шт.
Трансформатор напряжения	ДФК 245	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОГ	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-10	2 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	11 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.011.03.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 ПС 220 кВ НПС-18». 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

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»

(ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

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

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

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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

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 проспект, 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 «08» декабря 2022 г. № 3104

Регистрационный № 83170-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Сиваки

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Сиваки (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 средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 25790-21. Заводской номер указывается в формуляре 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)	DataSetServer.exe, DataSetServer_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	ПС 220 кВ Сиваки, ОРУ- 110 кВ, ВЛ 110 кВ Сиваки - КС-7 №2	ТОГФ кл.т. 0,2S Ктт = 100/5 рег. № 61432-15	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн= (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ПС 220 кВ Сиваки, ОРУ- 110 кВ, ВЛ 110 кВ Сиваки - КС-7 №1	ТОГФ кл.т. 0,2S Ктт = 100/5 рег. № 61432-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн= (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
3	ПС 220 кВ Сиваки, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Сиваки - Октябрьский	ТОГФ кл.т. 0,2S Ктт = 100/5 рег. № 61432-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн= (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
4	ПС 220 кВ Сиваки, ОРУ-110 кВ, ОВ-110	ТФЗМ 110Б кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 24811-03	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн= (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-03 НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн= (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ПС 220 кВ Сиваки, ЗРУ-6 кВ, 1с-6 кВ, яч.17	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег. № 38394-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	ПС 220 кВ Сиваки, ЗРУ-6 кВ, 2с-6 кВ, яч.10	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 51623-12	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег. № 16687-02	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
7	ПС 220 кВ Сиваки, ЗРУ-6 кВ, 1с-6 кВ, яч.9	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 32139-06	НАЛИ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег. № 38394-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
8	ПС 220 кВ Сиваки, ЗРУ-6 кВ, 2с-6 кВ, яч. 14	ТЛК10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 рег. № 9143-83	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег. № 16687-02	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
9	ПС 220 кВ Сиваки, ЗРУ-6 кВ, 2с-6 кВ, яч. 16	ТЛК10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 9143-83	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег. № 16687-02	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
10	ПС 220 кВ Сиваки, ЗРУ-6 кВ, 2с-6 кВ, яч. 18	ТЛК10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 9143-83	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег. № 16687-02	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
11	ПС 220 кВ Сиваки, ЗРУ-6 кВ, 2с-6 кВ, яч. 20	ТЛК10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 9143-83	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} =6000/100 рег. № 16687-02	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
12	ПС 220 кВ Сиваки, РУСН - 0,4 кВ, ПСН - 6 ТУСМ - 1	-	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
13	ПС 220 кВ Сиваки, РУСН - 0,4 кВ, ПСН - 13 ТУСМ - 2	-	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Примечания

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

2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 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.

4 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)							
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %			Границы относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_l < 0,05I_{H1}$	1,1	1,3	2,1	1,3	1,5	2,2
	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	0,8	1,0	1,7	1,0	1,2	1,8
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_l < 0,05I_{H1}$	1,0	1,1	1,8	1,2	1,3	1,9
	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	0,6	0,8	1,3	0,8	1,0	1,4
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,7	0,9	1,1
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,7	0,9	1,1
3 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_l < 0,05I_{H1}$	1,0	1,1	1,8	1,2	1,3	1,9
	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	0,6	0,8	1,3	0,8	1,0	1,4
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,7	0,9	1,1
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,7	0,9	1,1
4, 8 - 11 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
5, 6 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_l < 0,05I_{H1}$	1,8	2,5	4,8	1,9	2,6	4,8
	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	1,1	1,6	3,0	1,2	1,7	3,0
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
7 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_l < 0,05I_{H1}$	1,1	1,3	2,1	1,3	1,5	2,2
	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	0,8	1,0	1,7	1,0	1,2	1,8
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
12, 13 (Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_l < 0,05I_{H1}$	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	0,2	0,4	0,6	0,6	0,7	0,9
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	0,2	0,3	0,3	0,6	0,7	0,7
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	0,2	0,3	0,3	0,6	0,7	0,7

Продолжение таблицы 3

Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)					
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %		Границы относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %	
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)
1	2	3	4	5	6
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_l < 0,05I_{H1}$	2,0	1,6	2,4	2,0
	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	1,6	1,1	2,1	1,7
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	1,3	1,0	1,9	1,6
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	1,3	1,0	1,9	1,6
2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_l < 0,05I_{H1}$	1,8	1,5	2,2	1,9
	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	1,4	0,9	1,9	1,5
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	1,0	0,8	1,6	1,4
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	1,0	0,8	1,6	1,4
3 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_l < 0,05I_{H1}$	2,1	1,5	2,8	2,1
	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	1,3	1,0	1,7	1,4
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	0,9	0,7	1,2	1,0
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	0,9	0,7	1,1	1,0
4, 8 - 11 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	4,4	2,6	4,5	2,7
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	2,4	1,5	2,5	1,6
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,2	1,9	1,4
5, 6 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_l < 0,05I_{H1}$	4,1	2,5	4,5	2,9
	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	2,5	1,6	2,7	1,8
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	1,8	1,2	2,0	1,4
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,2	1,9	1,4
7 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_l < 0,05I_{H1}$	2,3	1,6	2,9	2,2
	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	1,6	1,2	1,9	1,5
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	1,3	1,0	1,5	1,2
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	1,3	0,9	1,4	1,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
12, 13 (Сч 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,5	1,2	2,3	1,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,9	0,8	1,4	1,2
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,6	0,6	0,9	0,9
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,6	0,6	0,9	0,9
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). 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.					

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 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012 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, °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

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325L: - средняя наработка до отказа, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	 120000 72 100000 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	ТОГФ	9 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛК10	8 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1 шт.
Трансформатор напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-6	1 шт.
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	13 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	ТДВ.411711.071.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) ПС 220 кВ Сиваки». 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

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

ИНН:7444052356

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 23

Фактический адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, строение 2

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

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 проспект, 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.