

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» января 2023 г. № 15

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.	Хроматографы аналитические газовые	«Кристал люкс-4000М»	3085, 3086	24716-12	-	-	МКУБ.415338.001 МП (3 редакция)	МКУБ.415338.001 МП (4 редакция)	-	17.10.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственная фирма «Мета-хром» (ООО «НПФ «Мета-хром»)), г. Йошкар-Ола	ФБУ «Марийский ЦСМ», г. Йошкар-Ола
2.	Система контроля и учета электрической энергии и мощности автоматизированная	АСКУЭ «Балтика-Ростов»	01	28642-05	-	МП28642-05	-	МП 267-2022	-	29.07.2022	Филиал общества с ограниченной ответственностью «Пивоваренная компания «Балтика» «Пивзавод «Южная Заря 1974» (Филиал ООО «Пивоваренная компания «Балтика» «Пивзавод «Южная Заря 1974»)), г. Санкт-Петербург	ФБУ «Ростовский ЦСМ», г. Ростов-на-Дону

3.	Система измерительная автоматизированная диспетчерского контроля и управления	АСДКУ ССВ	05	65382-16	-	-	МП 201-005-2016	-	-	04.10.2022	Северная станция водоподготовки акционерное общество «Мосводоканал» (Северная станция водоподготовки АО «Мосводоканал»), г. Москва	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Искра	-	П2200446-АУВП.411711.ФСК.032.03	65459-16	-	РТ-МП-3589-500-2016	-	РТ-МП-1116-500-2022	-	09.11.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва
5.	Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ-ЭК, ЗНОЛП-ЭК	трансформатор напряжения заземляемый ЗНОЛП-ЭК модификация ЗНОЛП-ЭК-35 М8 зав. № 22-40263; трансформатор напряжения заземляемый ЗНОЛ-ЭК модификация ЗНОЛ-ЭК-35 М5 зав. № 22-40262	68841-17	-	-	ГОСТ 8.216-2011 МП206.1-007-2022	-	-	28.10.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Электрощит-К» (ООО «Электрощит-К»), Калужская обл., Бабынинский р-н, п. Бабынино	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
6.	Весы вагонные	ВВЭ-С	ВВЭ-С-30-1 зав. №094627	69627-17	-	-	ГОСТ OIML R 76-1-2011 приложение ДА	-	-	22.09.2022	Закрытое акционерное общество «Измерительная техника» (ЗАО «Измерительная техника»), г. Пенза	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

7.	Аппаратура вибродиагностики и мониторинга машинного оборудования	Intellinova Parallel EN	INCEN16 зав. № 2205A06, INCEN8 зав. № 2127A13, INCEN4 зав. № 2151D02, INC40 зав. № 0836011	71334-18	-	-	МП № 204/3-20-2018	МП 204/3-16-2022	-	02.11.2022	Общество с ограниченной ответственностью «СПМ Инструмент» (ООО «СПМ Инструмент»), г. Санкт-Петербург	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
8.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 922. Резервная схема учета	-	2012-02	73121-18	-	МП 0981-14-2019 с изменением № 1	-	МП 0981-14-2019 с изменением № 2	-	16.09.2022	Акционерное общество «Транснефть-Метрология» (АО «Транснефть-Метрология»), г. Москва	АО «Транснефть-Метрология», г. Москва
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «РН-Няганьнефтегаз»	-	2019AC001	74478-19	-	-	МП ЭПР-135-2019	-	-	21.11.2022	Акционерное общество «РН-Няганьнефтегаз» (АО «РН-Няганьнефтегаз», Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нягань	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Красноярскэнерго сбыт»	-	1	74740-19	-	МП-177-RA.RU.31055 6-2018	-	МП-014-2022	-	11.11.2022	Публичное акционерное общество «Красноярскэнерго сбыт» (ПАО «Красноярскэнерго сбыт»), г. Красноярск	ООО «МетроСервис», г. Красноярск
11.	Уровнемеры буйковые	LTD	LTD-1-E-IC-T-D-6000-0,2-T зав. №012105, LTD-1-E-IC-T-D-1000-0,5-T зав. №012106	79309-20	-	-	208-010-2020	-	-	07.11.2022	Общество с ограниченной ответственностью «СП Тизприбор» (ООО «СП Тизприбор»), г. Москва	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

12	Система автоматического контроля промышленных выбросов на источниках	КАСХ-1,2, КТО-600 ООО «Криогаз - Высоцк»	1	82350-21	Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»), г. Казань	МП-242-2416-2021	-	МП-242-2416-2022	-	20.09.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Криогаз - Высоцк» (ООО «Криогаз - Высоцк»), Ленинградская обл., Выборгский р-н, Кислицинский пр-д (Высоцкая тер.)	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Санкт-Петербург
----	--	--	---	----------	---	------------------	---	------------------	---	------------	---	--

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» января 2023 г. № 15

Регистрационный № 24716-12

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Хроматографы аналитические газовые «Кристаллюкс-4000М»

Назначение средства измерений

Хроматографы аналитические газовые «Кристаллюкс-4000М» (далее - хроматографы) предназначены для измерений содержания компонентов в газовых средах, жидких и твердых веществах и материалах.

Описание средства измерений

Принцип действия хроматографов основан на разделении анализируемой пробы на компоненты в хроматографических колонках вследствие различного распределения компонентов пробы между неподвижной фазой и подвижной фазой – газом-носителем с последующей регистрацией аналитического сигнала от компонента с помощью детектора.

Хроматографы представляют собой аналитический блок в виде моноблока со средним или большим термостатом колонок, на котором установлен аналитический модуль с детекторами, инжекторами, дозирующими устройствами, хроматографическими колонками. В состав хроматографа входят также персональный компьютер, программное обеспечение для обработки хроматографической информации «NetChrom V2.1», методики хроматографического анализа.

Хроматографы комплектуются широким набором детекторов как одиночных, так и соединенных в мультidetектор (до трех детекторов как универсальных, так и селективных): пламенно-ионизационный детектор (ПИД), детектор по теплопроводности (ДТП), электронозахватный детектор (ЭЗД), пламенно-фотометрический детектор (ПФД), термоионный детектор (ТИД), фотоионизационный детектор (ФИД), термохимический детектор (ТХД), гелиевый ионизационный детектор (ГИД), масс-спектрометрический детектор (МСД) или их комбинации.

Хроматографы выпускаются в двух исполнениях: исполнение 1 с объемом термостата колонок 6 л, исполнение 2 с объемом термостата колонок 14 л.

Общий вид хроматографа представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид хроматографа аналитического газового «Криссталлюкс-4000М»
Заводской номер наносится типографским способом в числовом формате на табличку, расположенную на задней панели составных частей хроматографа.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа и место нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлены на рисунке 2.



Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа и место нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Нанесение знака поверки на хроматографы не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО), входящее в состав хроматографа, позволяет устанавливать и контролировать режимные параметры хроматографа, отслеживать выполнение анализа, обрабатывать экспериментальные данные. В ПО применены следующие способы защиты: защита от несанкционированного распространения электронным ключом, защита от несанкционированного использования с помощью разграничения прав доступа пользователей, защита от аппаратных и программных ошибок с помощью журнала событий, защита от введения заведомо неверных данных, защита целостности и подлинности ПО (алгоритмы хэш-кода). Уровень защиты программного обеспечения «Высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Влияние программного обеспечения хроматографов учтено при нормировании метрологических характеристик. Идентификационные данные программного обеспечения хроматографа приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	NetChromProc.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	2.1.14.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения	da232b2b979bb908fab85b6925117688
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD-5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Уровень флуктуационных шумов нулевого сигнала детектора хроматографа, В, не более	
- ДТП	$1,0 \cdot 10^{-7}$
- ДТП (газ-носитель аргон)	$1,5 \cdot 10^{-7}$
- ДТП микрообъемный (микро-ДТП)	$7,0 \cdot 10^{-8}$
- ДТП микрообъемный (микро-ДТП) (газ-носитель аргон)	$1,5 \cdot 10^{-7}$
- ТХД	$5,0 \cdot 10^{-6}$
Уровень флуктуационных шумов нулевого сигнала детектора хроматографа, А, не более	
- ПИД	$2,0 \cdot 10^{-14}$
- ПИД с повышенной чувствительностью (ПИД-пч)	$1,0 \cdot 10^{-14}$
- ЭЗД	$5,0 \cdot 10^{-13}$
- ЭЗД микрообъемный (микро-ЭЗД)	$1,0 \cdot 10^{-13}$
- ПФД	$1,0 \cdot 10^{-11}$
- ТИД	$1,0 \cdot 10^{-13}$
- ФИД	$1,0 \cdot 10^{-13}$
- ГИД	$1,0 \cdot 10^{-12}$

Предел детектирования, г/мл, не более - ДТП по углеводородам - микро-ДТП по углеводородам - ДТП по водороду - микро-ДТП по водороду - ТХД по водороду	$8,0 \cdot 10^{-10}$ $3,5 \cdot 10^{-10}$ $1,0 \cdot 10^{-10}$ $1,0 \cdot 10^{-10}$ $2,0 \cdot 10^{-10}$
Предел детектирования, г/с, не более - ПИД по углероду в углеводородах (гептане, пропане и др.) - ПИД-пч по углероду в углеводородах (гептане, пропане и др.) - ЭЗД по линдану - микро-ЭЗД по линдану - ПФД по фосфору в метафосе (фенитротиионе и др.) - ПФД по сере в серосодержащих соединениях - ТИД по фосфору в метафосе (фенитротиионе и др.) - ФИД по бензолу - ГИД по углероду в метане	$2,0 \cdot 10^{-12}$ $1,1 \cdot 10^{-12}$ $1,7 \cdot 10^{-14}$ $3,9 \cdot 10^{-15}$ $1,0 \cdot 10^{-13}$ $8,0 \cdot 10^{-13}$ $1,5 \cdot 10^{-14}$ $5,0 \cdot 10^{-13}$ $3,0 \cdot 10^{-13}$
Отношение сигнал/шум МСД по гексахлорбензолу, не менее - МСД «М7-80ЕI» - МСД «Маэстро»	500:1 1500:1
Относительное среднее квадратическое отклонение (СКО) выходного сигнала хроматографа (площадь и время удерживания пика) при ручном вводе пробы, %, не более - ПИД, ПИД-пч, ДТП, микро-ДТП, ТХД - ЭЗД, микро-ЭЗД, ПФД, ТИД, ФИД, ГИД - МСД	2 4 6
Относительное СКО выходного сигнала хроматографа (площадь пика) при автоматическом вводе жидких проб, %, не более - ПИД, ПИД-пч, ДТП, микро-ДТП, ЭЗД, микро-ЭЗД - ТХД, ТИД, ПФД - ФИД, ГИД - МСД	1 2 4 6
Относительное СКО выходного сигнала хроматографа (время удерживания пика) при автоматическом вводе жидких проб, %, не более - ПИД, ПИД-пч, ДТП, микро-ДТП, ЭЗД, микро-ЭЗД - ТХД, ТИД, ПФД - ФИД, ГИД, МСД	0,1 0,2 0,4
Относительное изменение выходного сигнала хроматографа (площадь и время удерживания пиков) за 8 ч непрерывной работы при фиксированной концентрации контрольного вещества, %, не более - ПИД, ПИД-пч, ДТП, микро-ДТП - ТХД, ЭЗД, микро-ЭЗД, ТИД, ПФД, ФИД, ГИД, МСД	± 5 ± 10

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон температур термостата колонок, °С -с устройством криогенного охлаждения -с холодильной установкой	от (Т _{ок. среды} + 3) до плюс 450 от минус 100 до плюс 450 от минус 10 до плюс 450
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 187 до 242 50 ± 1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	0,9
Габаритные размеры хроматографа без сервисных устройств, упаковки и МСД, мм, не более исполнение 1 -высота -ширина -длина исполнение 2 -высота -ширина -длина	 405 445 550 500 500 550
Масса хроматографа без сервисных устройств, упаковки и МСД, кг, не более -исполнение 1 -исполнение 2	 33 39
Условия эксплуатации: -температура окружающей среды, °С -относительная влажность, %, не более -атмосферное давление, кПа	от 10 до 35 80 от 84 до 107
Средний срок службы, лет Средняя наработка на отказ одного канала формирования сигнала аналитической информации хроматографа (без сервисных устройств), ч	8 10000

Знак утверждения типа

наносится на табличку, расположенную на задней части хроматографа, на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Обозначение	Наименование	Количество	Примечание
МКУБ.415338.001	Блок аналитический с модулями (комплект поставляемых детекторов и испарителей в модуле определяется по заказу потребителя)	1	исполнение __
	Персональный компьютер типа	1	по заказу потребителя
	Принтер с устройством для подключения к персональному компьютеру	1	по заказу потребителя

	Операционная система (лицензионная)	1	по заказу потребителя
	Программа обработки хроматографической информации «NetChrom» V2.1 с электронным ключом	1	поставляется на диске
	Интерфейсный кабель длиной 3м	1	
	Помехозащищенный сетевой кабель	1	
	Выносной пульт управления	1	по заказу потребителя
	Конвертор	1	по заказу потребителя
	Источник бесперебойного питания	1	по заказу потребителя
МКУБ.415933.001	Комплект запасных частей, инструментов, принадлежностей согласно МКУБ.415338.001 ЗИ	1	
МКУБ.415338.001РЭ	Руководство по эксплуатации	1	
	Методика поверки	1	
РИ 47.К8.04.000 ТУ	Паспорт на источник бета-излучения радиоактивный закрытый ВNi3.С3.4	1	при наличии в комплекте ЭЗД
МКУБ.415935.001	Упаковка	1	
	Автоматическое устройство для подготовки и ввода жидких проб, газа, равновесного пара	1	по заказу потребителя
	Ручное устройство для подготовки и ввода проб (не встроенное непосредственно в хроматограф)	1	по заказу потребителя
	Дозатор равновесного пара	1	по заказу потребителя
	Термодесорбер	1	по заказу потребителя
	Пиролизер	1	по заказу потребителя
	Генератор водорода	1	по заказу потребителя
	Компрессор воздуха	1	по заказу потребителя
	Генератор чистого азота	1	по заказу потребителя
	Прибор для водоподготовки	1	по заказу потребителя
	Фильтр каталитической очистки	1	по заказу потребителя

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в Руководстве по эксплуатации «Хроматограф «Кристаллюкс-4000М» раздел 10 «Подготовка к работе и порядок работы». При использовании в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений хроматографы применяются в соответствии с аттестованными методиками (методами) измерений.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к хроматографам аналитическим газовым «Кристаллюкс-4000М»

Приказ Росстандарта от 10 июня 2021 г. № 988 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания органических и элементарноорганических компонентов в жидких и твердых веществах и материалах»;

Приказ Росстандарта от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

Технические условия ТУ 9443-003-41390585-2010 «Хроматографы аналитические газовые «Кристаллюкс-4000М».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственная фирма «Мета-хром» (ООО «НПФ «Мета-хром»)

ИНН 1215046110

Адрес: 424000, г. Йошкар-Ола, ул. Баумана, д. 100

Телефон (факс): (8362) 42-49-97, (42-22-66)

Web-сайт: www.meta-chrom.ru

E-mail: m_chrom@mari-el.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Марий Эл» (ФБУ «Марийский ЦСМ»)

Адрес: 424006, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, д. 3

Телефон (факс): (8362) 41-20-18, (41-16-94)

Web-сайт: www.maricsm.ru

E-mail: metr@maricsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30118-11.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» января 2023 г. № 15

Регистрационный № 28642-05

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система контроля и учета электрической энергии и мощности автоматизированная – АСКУЭ «Балтика-Ростов»

Назначение средства измерений

Система контроля и учета электрической энергии и мощности автоматизированная - АСКУЭ «Балтика-Ростов». (далее - АСКУЭ «Балтика-Ростов») предназначена для измерения и учета электрической энергии и мощности на предприятии ОАО «Пивоваренная компания «Балтика» «Балтика-Ростов» г. Ростов-на-Дону, а также автоматического сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации о параметрах энергопотребления. Основная область применения АСКУЭ «Балтика-Ростов»:

- коммерческий многотарифный учет активной и реактивной электроэнергии за фиксированные интервалы времени на крупных объектах предприятия;
- измерение средних значений мощностей на заданных интервалах времени;
- мониторинг нагрузок заданных объектов.

Описание средства измерений

АСКУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АСКУЭ:

- первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 и 0,5s по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, вторичные измерительные цепи и счётчики активной и реактивной электроэнергии ЕА05РАL-В-4, ЕА02РАL-В-4 класса точности 0,5s и 0,2s по ГОСТ 30206 для активной электроэнергии и 1,0 и 0,5 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2 (5 точек измерения);

- второй уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU 325, предназначенный для решения задач автоматического сбора, обработки, накопления и передачи данных на сервер.

- третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер АСКУЭ «Балтика - Ростов».

АСКУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии; измерение среднего значения активной и реактивной мощности на интервале времени усреднения 30 минут;

- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

- хранение данных об измеренных величинах в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа; передача в заинтересованные организации результатов измерений; предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений со стороны сервера энергоснабжающей организации к информационно-вычислительному комплексу (далее - ИВК), устройству сбора и передачи данных (далее - УСПД);

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

- конфигурирование и настройку параметров АСКУЭ;

- ведение системы единого времени в АСКУЭ (коррекция времени).

Принцип работы АСКУЭ заключается в следующем.

Основной метод измерений активной и реактивной электроэнергии основан на преобразовании тока и напряжения с последующим измерением и интегрированием по времени активной и реактивной мощности контролируемого присоединения (точки измерений) за полчасовой интервал времени и приведением фактических измеренных величин к действительным значениям путем масштабирования. Преобразование тока и напряжения осуществляется при помощи измерительных трансформаторов тока и напряжения. Измерение и интегрирование по времени активной и реактивной мощности контролируемого присоединения (точки измерений) осуществляется при помощи счетчиков типа EA05(02) RAL с нормированными метрологическими характеристиками, автоматически вырабатывающих измерительные сигналы, которые используют для автоматизированного сбора, накопления, обработки хранения, передачи и отображения данных об электроэнергии.

Результаты измерений электроэнергии и мощности передаются по каналам связи в цифровом коде на входы УСПД, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и ее хранение, а также осуществляется дальнейшая передача информации на ИВК «Балтика - Ростов» по проводным линиям связи.

Синхронизация времени УСПД и счетчиков осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка времени в момент синхронизации осуществляется автоматически при обнаружении рассогласования времени УСПД и счетчиков более чем на ± 3 с.

Предел допускаемой абсолютной среднесуточной погрешности хода часов УСПД составляет ± 5 с/сутки (без коррекции по GPS). Предел допускаемой абсолютной разности хода часов счетчиков, УСПД и компьютеров системы составляет ± 5 с.

Заводской номер АСКУЭ - 01. Заводской номер указан в формуляре, что обеспечивает идентификацию средства измерений. Нанесение знака поверки на АСКУЭ не предусмотрено

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АСКУЭ входит специализированное ПО – программный комплекс (ПК) «АльфаЦЕНТР». ПО и конструкция счетчиков, УСПД и сервера сбора и БД после конфигурирования и настройки обеспечивают защиту от несанкционированного доступа и изменения его параметров. Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти счетчиков, УСПД и сервера, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и базы данных. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами СПО.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АСКУЭ приведены в таблице 1:

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПК «АльфаЦЕНТР»
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.5.7
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Специальными средствами защиты метрологически значимой части ПО и базы данных от преднамеренных изменений являются:

- средства обнаружения и фиксации событий, изменений, ошибок (журнал событий);
- средства управления доступом и правами пользователей (пароли);
- средства проверки целостности ПО (несанкционированная модификация метрологически значимой части ПО проверяется расчётом контрольной суммы для метрологически значимой части ПО и сравнением ее с действительным значением);
- средства защиты на физическом уровне (пломбирование и аппаратные ключи).

Уровень защиты ПО АСКУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» (по Р 50.2.077-2014).

Метрологические характеристики ИК АСКУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Состав первого и второго уровней ИК АСКУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 4:

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней ИК АСКУЭ

№ ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид Электро-энергии	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		
ПС «Р-19»						RTU 325-E-128-M7-B2-G Рег. № 19495-03	Активная, реактивная
1.1	ф. 19-12	ТПОЛ-10 600/5 КТ. 0,5S Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 3344-04	EA05RAL-B-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97			
1.2	ф. 19-44	ТПОЛ-10 600/5 КТ. 0,5S Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06-10 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 3344-04	EA05RAL-B-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97			
ПС «Р-26»							
1.3	ф. 26-50	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 КТ. 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 20186-05	EA05RAL-B-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97			

Продолжение таблицы 2

№ ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид Электро-энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	
1.4	ф. 26-55	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 КТ. 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 20186-05	EA05RAL-B-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	RTU 325-E-128- M7-B2-G Рег. № 19495-03	Активная, реактивная
ПП 1820						
1.5	яч. 6 Генераторная	ARJP2/N2J 600/5 КТ. 0,5 Рег. № 21988-01	VRQ3n/S2 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 27476-04	EA02RAL-B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97		

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера каналов	Активная электроэнергия и мощность							
	Кл. т ТТ	Кл. т ТН	Кл. т счетчика	Знач. cosφ	$\delta_{2\%,P_s}$ [%] для диапазона $I_{2\%}\leq I_{изм}<I_{5\%}$	$\Delta_{5\%,P_s}$ [%] для диапазона $I_{5\%}\leq I_{изм}<I_{20\%}$	$\delta_{20\%,P_s}$ [%] для диапазона $I_{20\%}\leq I_{изм}<I_{100\%}$	$\Delta_{100\%,P_s}$ [%] для диапазона $I_{100\%}\leq I_{изм}<I_{120\%}$
1.1-1.4	0,5s	0,5	0,5s	1,0	±2,0	±1,9	±1,8	±1,8
				0,9	±2,3	±2,0	±1,9	±1,9
				0,8	±2,5	± 2,1	±2,0	±2,0
				0,7	±2,9	±2,4	±2,1	±2,1
				0,6	±3,4	± 2,6	±2,4	±2,4
				0,5	±4,0	± 3,1	±2,7	±2,7
1.5	0,5	0,5	0,2s	1,0	не нормируется	± 1,9	± 1,1	± 0,9
				0,9	не нормируется	± 2,3	± 1,4	± 1,0
				0,8	не нормируется	± 2,8	± 1,8	± 1,4
				0,7	не нормируется	± 3,3	± 2,2	± 1,5
				0,6	не нормируется	± 4,1	± 2,7	± 1,8
				0,5	не нормируется	± 5,1	± 3,4	± 2,1
Номера каналов	Реактивная электроэнергия и мощность							
	Кл. т ТТ	Кл. т ТН	Кл. т счетчика	Знач. cosφ	$\delta_{2\%,Q_s}$ [%] для диапазона $I_{2\%}\leq I_{изм}<I_{5\%}$	$\Delta_{5\%,Q_s}$ [%] для диапазона $I_{5\%}\leq I_{изм}<I_{20\%}$	$\delta_{20\%,Q_s}$ [%] для диапазона $I_{20\%}\leq I_{изм}<I_{100\%}$	$\Delta_{100\%,Q_s}$ [%] для диапазона $I_{100\%}\leq I_{изм}<I_{120\%}$
1.1-1.4	0,5s	0,5	1,0	0,9	±4,6	±3,4	±3,0	±3,0
				0,8	±3,4	±2,6	±2,4	±2,4
				0,7	± 2,9	±2,3	±2,1	±2,1
				0,6	±2,5	±2,1	±2,0	±2,0
				0,5	±2,3	± 2,0	±1,9	±1,9
1.5	0,5	0,5	0,5	0,9	не нормируется	± 5,5	± 3,7	± 2,4
				0,8	не нормируется	± 4,5	± 2,9	± 2,1
				0,7	не нормируется	± 3,7	± 2,5	± 1,9
				0,6	не нормируется	± 3,2	± 2,1	± 1,7
				0,5	не нормируется	± 2,8	± 1,9	± 1,6

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АСКУЭ

Наименование характеристики	Значение характеристики	Примечания
Количество ИК коммерческого учета.	5	Вводы: Ф.19-12•, Ф. 19-04; Ф. 26-50; 0.26-55.
Номинальное напряжение на вводах системы, кВ	10	
Отклонение напряжения от номинального, %	±10	В рабочих условиях. По результатам предпроектного обследования.
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов	600	Ячейки 55, 50, 44,12,6;
Диапазон изменения тока в % от номинального	от 1 до 120	В рабочих условиях. По результатам предпроектного обследования.
Диапазон изменения коэффициента мощности	от 0,5 до 1,0	В рабочих условиях. По результатам предпроектного обследования.
Фактический диапазон рабочих температур для компонентов системы: трансформаторы напряжения и тока, °С счетчики, °С УСПД, °С	от - 5 до +30 от -5 до +30 от +15 до +25	
Предел допускаемой абсолютной среднесуточной погрешности хода часов УСПД, с/сутки.	±5	Без коррекции по GPS
Предел допускаемой абсолютной разности хода часов счетчиков, УСПД и компьютеров системы, с.	±5	Без учета внутренней коррекции времени в системе
Срок службы, лет: Трансформаторы тока и напряжения	25	В соответствии с технической документацией завода изготовителя
Электросчетчик	30	
УСПД	30	
ПЭВМ	30	

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания (ИБП) и устройства АВР, счетчиков с помощью дополнительного питания; резервирование каналов связи от ИИК к ИВКЭ (резервный канал связи интерфейса RS-485); резервирование каналов связи от ИВКЭ к ИВК (резервный канал связи – коммутируемое соединение Ethernet); резервирование информации с помощью наличия резервных баз данных, перезагрузки и средств контроля зависания. Информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте, по резервным каналам связи (сотовая связь);

- мониторинг состояния АСКУЭ с помощью удаленного доступа (возможность съема информации со счетчика автономным способом и визуальный контроль информации на счетчике);

- наличие ЗИП, эксплуатационной документации.

Защищённость применяемых компонентов: пломбирование электросчётчиков, промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения, испытательных коробок счетчиков, УСПД и сервера БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на систему АСКУЭ.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность АСКУЭ

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.
Измерительные трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Измерительные трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Измерительные трансформаторы тока	ARJP2/N2J	3
Измерительные трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10	6
Измерительные трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95	2
Измерительные трансформаторы напряжения	VRQ3n/S2	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	EA05RAL-B-4	4
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	EA02RAL-B-4	1
Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	RTU-325	1
Программное обеспечение	ПК «АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр АСКУЭ		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы контроля и учета электрической энергии и мощности автоматизированной – АСКУЭ «Балтика-Ростов».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Донэлектромонтаж» (ЗАО «Донэлектромонтаж»)

ИНН 6162001880

Адрес: 344090, г. Ростов-на-Дону, пр. Стачки 200/2

Тел. (863)224-24-29

Испытательный центр

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

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

Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713- 01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

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

В части вносимых изменений:

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

Адрес: 344000, Ростовская обл., г. Ростов-на-Дону, пр. Соколова, 58/173

Телефон: (863)290-44-88, факс: (863)291-08-02

E-mail: info@rostcsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30042-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» января 2023 г. № 15

Регистрационный № 65382-16

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная автоматизированная диспетчерского контроля и управления АСДКУ ССВ

Назначение средства измерений

Система измерительная автоматизированная диспетчерского контроля и управления АСДКУ ССВ (далее – АСДКУ ССВ) предназначена для непрерывного измерения и контроля параметров объемного расхода: воды в водоводах I и II подъемов, коагулянта (оксихлорида алюминия, сульфата алюминия), гипохлорита натрия, аммиачной воды, флокулянта, угольной пульпы, ила; параметров водоподготовки (расхода выпусков водостока, расхода воды для разбавления гипохлорита натрия); параметров уровня: воды, аммиачной воды, гипохлорита натрия, коагулянта (оксихлорида алюминия, сульфата алюминия), угольной пульпы; параметров качества воды (мутности, цветности, pH, содержания остаточного хлора, алюминия, аммония).

Описание средства измерений

Принцип действия АСДКУ ССВ заключается в измерении технологических параметров с помощью датчиков и аналого-цифровом преобразовании выходных аналоговых сигналов этих датчиков измерительными модулями контроллеров. Далее преобразованные цифровые сигналы передаются в локальную вычислительную сеть ССВ, на АРМ дежурного диспетчера ССВ и по корпоративной сети в центральное диспетчерское управление АО «Мосводоканал».

Серверное оборудование осуществляет с заданным интервалом времени последовательный опрос контроллеров и получает информацию о технологических параметрах, производит регистрацию, отображение, архивирование и хранение результатов измерения. Вывод информации об измеренных параметрах осуществляется на АРМ диспетчера, операторов ЦОВ и ЦНС с помощью ПО «iFIX» и специализированного ПО «Таблицы и графики».

АСДКУ ССВ состоит из измерительных каналов (ИК) и представляет собой трехуровневую систему:

- 1-й уровень – первичные измерительные преобразователи (датчики) технологических параметров в унифицированные сигналы силы постоянного тока;
- 2-й уровень включает:
 - контроллеры программируемые логические PLC Modicon (рег. № 18649-09), (рег. № 18649-02);
 - контроллеры программируемые логические серии Modicon M340 (рег. № 38403-08);

3-й уровень – серверное оборудование, осуществляющее сбор, хранение и передачу информации, автоматизированное рабочее место (АРМ) дежурного оператора,

включающее персональный компьютер (ПК) для визуализации технологических параметров, выполнения расчетов, ведения протоколов, архивации данных, обработки измерительной информации.

АСДКУ ССВ содержит измерительные каналы (ИК) следующих типов, использующие различные виды аппаратных компонентов для измерения:

1 Каналы измерения уровня:

1.1 ИК уровня в резервуарах питьевой воды (РПВ):

преобразователи давления измерительные LMP 308i (рег. № 56797-14);

модули ввода аналоговых сигналов TSXAEY 810 контроллера программируемого логического PLC Modicon Premium с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА;

модули ввода аналоговых сигналов BMX AMI 0410 контроллера программируемого логического Modicon M340 с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА.

1.2 ИК уровня гипохлорита натрия (ГХН) :

уровнемеры микроволновые безконтактные VEGAPULS 62 (рег. № 27283-09, 27283-12),

модули ввода аналоговых сигналов 140ACI 0320 контроллера программируемого логического PLC Modicon Quantum с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА;

1.3 ИК уровня оксихлорида алюминия (ОХА):

преобразователи давления измерительные LMP 808 (рег. № 56797-14);

уровнемеры ультразвуковые Prosonic M (рег. № 17670-08, 17670-13);

уровнемеры ультразвуковые Prosonic T (рег. № 17670-08);

модули ввода аналоговых сигналов TSXAEY 810 контроллера программируемого логического PLC Modicon Premium с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА;

1.4 ИК уровня сульфата алюминия (СА):

преобразователи давления измерительные LMP 808 (рег. № 56797-14);

уровнемеры ультразвуковые Prosonic M (рег. № 17670-08, 17670-13);

уровнемеры ультразвуковые Prosonic T (рег. № 17670-08);

модули ввода аналоговых сигналов TSXAEY 810 контроллера программируемого логического PLC Modicon Premium с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА;

1.5 ИК уровня аммиачной воды:

уровнемеры микроволновые бесконтактные VEGAPULS 62 (рег. № 27283-09);

модули ввода аналоговых сигналов BMX AMI 0410 контроллера программируемого логического Modicon M340 с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА;

1.6. ИК уровня угольной пульпы:

преобразователи давления измерительные LMP 808 (рег. № 56797-14);

модули ввода аналоговых сигналов TSXAEY 810 контроллера программируемого логического PLC Modicon Premium с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА;

2 Каналы измерения объемного расхода:

2.1 ИК расхода воды I и II подъемов, оборотной воды:

расходомеры - счетчики UPC 002 (рег. № 67520-17);

модули ввода аналоговых сигналов TSXAEY 810 контроллера программируемого логического PLC Modicon Premium с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА;

модули ввода аналоговых сигналов BMX AMI 0410 контроллера программируемого логического Modicon M340 с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА;

модули ввода аналоговых сигналов ADU 206 контроллера программируемого логического PLC Modicon с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА.

2.2 ИК расхода аммиачной воды:

расходомеры электромагнитные Promag 50H02 (рег. № 14589-14);

расходомер-счетчик электромагнитный OPTIFLUX 4300 (рег. № 70495-18);

расходомеры счетчики электромагнитные SITRANS FM (MAG3100/5000) (рег. № 61306-15);

модули ввода аналоговых сигналов TSXAEY 810 контроллера программируемого логического PLC Modicon Premium с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА;

модули ввода аналоговых сигналов BMX AMI 0410 контроллера программируемого логического Modicon M340 с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА.

2.3 ИК расхода СА, ОХА:

расходомеры электромагнитные Promag 50P (рег. № 14589-14);

расходомеры счетчики электромагнитные SITRANS FM (MAG3100/5000) (рег. № 61306-15);

расходомеры электромагнитные Promag 33F (рег. № 14589-95);

расходомер-счетчик электромагнитный OPTIFLUX 4300 (рег. № 60663-15)

модули ввода аналоговых сигналов TSXAEY 810 контроллера программируемого логического PLC Modicon Premium с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА;

2.4 ИК расхода ила:

расходомеры электромагнитные Promag (рег. № 14589-14);

электромагнитные расходомеры СИМАГ 11 (рег. № 56126-13)

модули ввода аналоговых сигналов BMX AMI 0410 контроллера программируемого логического Modicon M340 с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА.

2.5 ИК расхода выпуска водостока:

расходомеры с интегратором акустические ЭХО-Р-02 (рег. № 21807-06);

2.5.1 ИК расхода водостока в канализацию:

Расходомер электромагнитный Promag 53W (рег. № 14589-14);

Измеритель расхода жидкости Raven-Eye (рег. № 56349-14);

модули ввода аналоговых сигналов BMX AMI 0410 контроллера программируемого логического Modicon M340 с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА.

2.6 ИК расхода приемки ГХН и разбавления ГХН:

расходомеры электромагнитные с конвертерами сигналов OPTIFLUX 4100 (рег. № 70495-18, 40075-13);

модули ввода аналоговых сигналов 140ACI 0320 контроллера программируемого логического PLC Modicon Quantum с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА;

2.6.1. ИК расхода воды для разбавления ГХН:
расходомеры электромагнитные с конвертерами сигналов OPTIFLUX 2300 (рег. № 40075-13);

расходомеры электромагнитные с конвертерами сигналов OPTIFLUX 4100 (рег. № 70495-18);

модули ввода аналоговых сигналов 140ACI 0320 контроллера программируемого логического PLC Modicon Quantum с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА;

2.7. ИК расхода угольной пульпы:

расходомеры электромагнитные Promag 33F (рег. № 14589-95);

модули ввода аналоговых сигналов TSXAEY 810 контроллера программируемого логического PLC Modicon Premium с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА;

3. Каналы контроля качества воды:

3.1 ИК массовой концентрации остаточного хлора в воде:

анализаторы MFA – Depolox 4 (рег. № 19443-08);

анализаторы Depolox 3 Plus (рег. № 49967-12);

анализаторы хлора CL17 (рег. № 48483-11);

анализатор хлора Liquisys M CCM253 (рег. № 28378-12);

модули ввода аналоговых сигналов TSXAEY 810 контроллера программируемого логического PLC Modicon Premium с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА;

3.2 ИК мутности воды:

анализаторы мутности Turbilight (рег. № 18504-06);

анализаторы Liquisys M CUM253 (рег. № 28382-10);

анализаторы Liquiline CM442 (рег. № 56588-14);

модули ввода аналоговых сигналов TSXAEY 810 контроллера программируемого логического PLC Modicon Premium с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА;

3.3 ИК остаточного алюминия:

анализаторы воды Seibold Composer (рег. № 48885-12);

анализаторы жидкости SERES 2000 (рег. № 37966-08);

анализаторы фотометрические промышленные Stamolys CA71AL (рег. № 34069-07, 35259-07);

модули ввода аналоговых сигналов TSXAEY 810 контроллера программируемого логического PLC Modicon Premium с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА;

3.4 ИК pH-метрии воды:

pH-метр Liquisys CPM 221 (рег. № 22502-02);

pH-метр Liquiline MCM 42 (рег. № 32917-09);

модули ввода аналоговых сигналов TSXAEY 810 контроллера программируемого логического PLC Modicon Premium с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА;

3.5 ИК массовой концентрации ионов аммония в воде:

анализатор жидкости SERES 2000 (рег. № 37966-08)

анализаторы фотометрические промышленные Stamolys CA71AM (рег. № 35259-07);

анализатор жидкости Cristal SERES (рег. № 58748-14, 49095-12);

модули ввода аналоговых сигналов TSXAEY 810 контроллера программируемого логического PLC Modicon Premium с входным аналоговым сигналом в диапазоне от 4 до 20 мА;

3.6 ИК цветности воды:

анализатор «SERES 1000 цвет» (рег. № 22044-01);

анализатор жидкости SERES 2000 (рег. № 37966-08);

анализаторы мутности и цветности воды промышленные KEMTRAK 007 мод. DCP007, TC007 (рег. № 47314-11);

анализаторы жидкости Cristal SERES (рег. № 58748-14, 49095-12);

Фотография шкафов, в которых размещены модули контроллеров и дополнительное оборудование, представлена на рисунке 1.

Заводской номер наносится на руководство по эксплуатации в виде цифрового кода.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

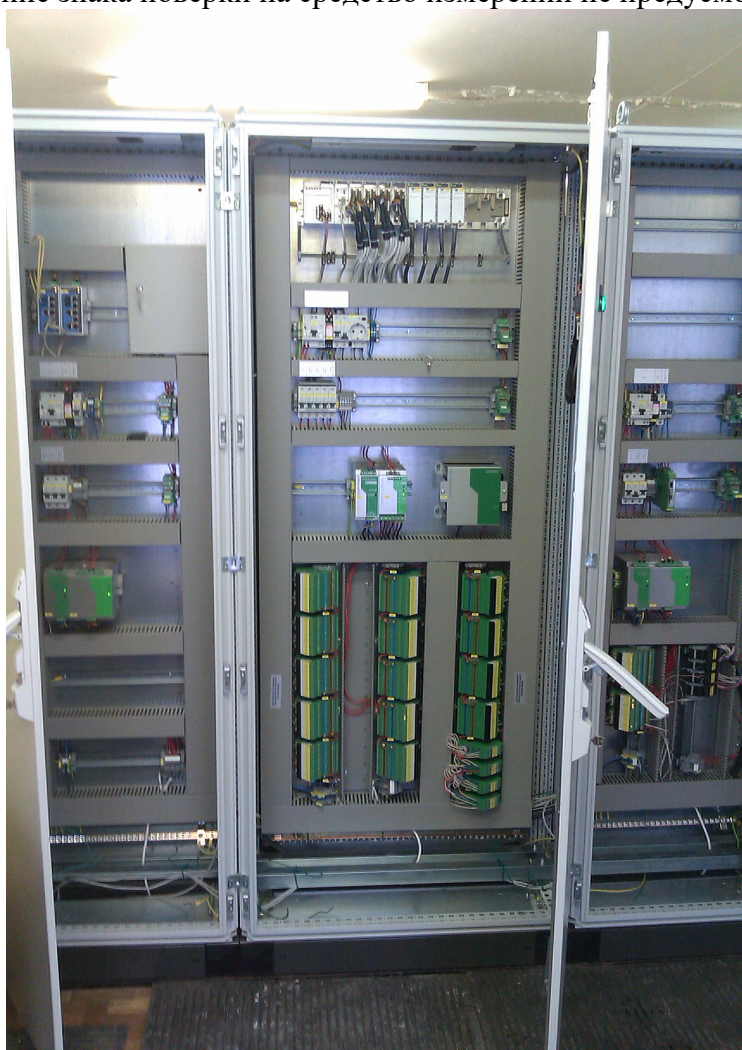


Рисунок 1 - Фотография общего вида шкафов с контроллерами и модулями ввода-вывода, питания, преобразователей и других элементов в шкафу с контроллерным оборудованием. Пломбирование системы не предусмотрено.

Программное обеспечение

Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) АСДКУ ССВ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО АСДКУ ССВ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	iFIX
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже 5.5
Цифровой идентификатор ПО	Не используется

ПО верхнего уровня - iFIX не является метрологически значимыми, т.к. его функциями является архивирование и отображение информации, полученной от приборов.

ПО iFIX содержит серверную часть для сбора, передачи и архивирования информации от приборов и клиентскую часть, устанавливаемую на АРМ и обеспечивающую запрос и визуализацию информации из базы данных.

Для защиты информации от несанкционированного доступа предусмотрен физический контроль доступа на территорию предприятия, организована периметральная охранная сигнализация, отдельное запираемое помещение серверной и программный контроль доступа (по логину и паролю с регистрацией успеха и отказа в доступе).

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует высокому уровню по Р 50.2.077 -2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики ИК АСДКУ ССВ

Тип ИК	Тип первичного преобразователя (ПИП)	Диапазон измерений ИК системы	Пределы допускаемой основной погрешности ПИП	Тип модуля контроллера	Пределы допускаемой погрешности ЭИК	Пределы допускаемой основной погрешности ИК
1	2	3	4	5	6	7
1.1	LMP 308i	От 0 до 6 м	$\gamma = \pm 0,1\%$	BMX AMI 0410	$\gamma = \pm 0,075\%$	$\gamma = \pm 0,18\%$
				TSXAEY 810	$\gamma = \pm 0,142\%$	$\gamma = \pm 0,25\%$
1.2	VEGAPULS 62	от 0 до 10 м от 0 до 3 м	$\Delta = \pm 2\text{ мм}$	140ACI 0320	$\gamma = \pm 0,05\%$	$\Delta = \pm 7\text{ мм}$ $\Delta = \pm 3,6\text{ мм}$
1.3, 1.4	LMP 808	от 0 до 6 м	$\gamma = \pm 0,35\%$	TSXAEY 810	$\gamma = \pm 0,142\%$	$\gamma = \pm 0,5\%$
1.3, 1.4	Prosonic M	от 0 до 6 м	$\Delta = \pm 2\text{ мм}^{1)}$ $\delta = \pm 0,2\%^{2)}$			$\Delta = \pm 3,4\text{ мм}^{1)}$ $\delta^* = \pm (0,2 + 0,85/X)\%^{2)}$
		от 0 до 5 м				$\Delta = \pm 3,4\text{ мм}^{1)}$ $\delta^* = \pm (0,2 + 0,71/X)\%^{2)}$
1.3, 1.4	Prosonic T	от 0 до 6 м	$\Delta = \pm 3\text{ мм}^{1)}$ $\delta = \pm 0,25\%^{2)}$			$\Delta = \pm 4,4\text{ мм}^{1)}$ $\delta^* = \pm (0,25 + 0,85/X)\%^{2)}$
		от 0 до 5 м				$\Delta = \pm 4,4\text{ мм}^{1)}$ $\delta^* = \pm (0,25 + 0,71/X)\%^{2)}$
1.5	VEGAPULS 62	от 0,0 до 3,16 м от 0,0 до 3,05 м	$\Delta = \pm 2\text{ мм}$	BMX AMI 0410	$\gamma = \pm 0,075\%$	$\Delta = \pm 4,3\text{ мм}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7		
2.1	УРС 002	от 0 до 16 000 м³/ч	δ = ±1,0 %	TSXAEY 810	γ=±0,142 %	δ* = ±(1,0+2272/X)		
				ADU 206	γ=±0,56 %	δ* = ±(1,0+89600/X)		
				BMX AMI 0410	γ=±0,075 %	δ* = ±(1,0+1200/X)		
2.2	Promag 50H02	от 0 до 0,04 м³/ч	δ = ±0,5 %	TSXAEY 810	γ=±0,142 %	δ* = ±(0,5+6·10 ⁻³ /X)		
	OPTIFLUX 4300	от 0 до 40 л/ч	δ = 0,55 % ⁴⁾			δ* = ±(0,55+0,142·D/X) ⁴⁾		
			δ = 0,25 % ⁵⁾			δ* = ±(0,25+0,142·D/X) ⁵⁾		
			δ = 0,21 % ⁶⁾			δ* = ±(0,21+0,142·D/X) ⁶⁾		
	SITRANS FM (MAG3100/5000)	от 0 до 3 м³/ч (от 0 до 3000 л/ч)	δ = ±0,5 %	BMX AMI 0410	γ=±0,075 %	δ* = ±(0,5+0,23/X)		
	2.3	SITRANS FM (MAG3100/5000)	от 0 до 8 м³/ч от 0 до 16 м³/ч	δ = ±0,5 %	TSXAEY 810	γ=±0,142 %	δ* = ±(0,5+1,14/X) δ* = ±(0,5+2,23/X)	
		Promag 50P					от 0 до 1,8 м³/ч	δ = ±0,5 %
Promag 33 F		δ* = ±(0,55+0,142·D/X) ⁴⁾						
OPTIFLUX 4300		от 0 до 1,8 м³/ч от 0 до 8 м³/ч от 0 до 16 м³/ч	δ = 0,55 % ⁴⁾ δ = 0,25 % ⁵⁾ δ = 0,21 % ⁶⁾	δ* = ±(0,25+0,142·D/X) ⁵⁾ δ* = ±(0,21+0,142·D/X) ⁶⁾				
		Promag 53	от 0 до 1 600 м³/ч	δ = ±0,5 %				
Симаг 11		от 0 до 1 000 м³/ч	δ = ±0,25 %	δ* = ±(0,25+75/X)				
2.5	ЭХО-Р-02	от 0 до 3928 м³/ч	δ = ±3 %	δ* = ±(3,0+193/X) ³⁾				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
2.5.1	Promag 53	от 0,01 до 2 600 м ³ /ч	$\delta = \pm 0,2 \%$	BMX AMI 0410	$\gamma = \pm 0,075 \%$	$\delta^* = \pm(0,2+195/X)$
	Raven-Eye	от -10,0 до -0,15 м/с от 0,15 до 10,0 м/с	$\Delta = \pm(0,5+0,2/ X)$			$\Delta = \pm(0,51+0,2/ X)$
		Диапазон измерения уровня потока от 0,01 м до 15,0 м	$\gamma = \pm 0,3 \%$			$\gamma = \pm 0,38 \%$
2.6	OPTIFLUX 4100C	от 0 до 30 м ³ /ч	$\delta = 0,65 \%^{4)}$	140ACI 0320	$\gamma = \pm 0,05 \%$	$\delta^* = \pm(0,65+1,5/X)^{4)}$
			$\delta = 0,70 \%^{5)}$			$\delta^* = \pm(0,70+1,5/X)^{5)}$
			$\delta = 0,55 \%^{6)}$			$\delta^* = \pm(0,55+1,5/X)^{6)}$
2.6.1	OPTIFLUX 2300		$\delta = 0,50 \%^{4)}$			$\delta^* = \pm(0,50+1,5/X)^{4)}$
			$\delta = 0,25 \%^{5)}$			$\delta^* = \pm(0,25+1,5/X)^{5)}$
			$\delta = 0,20 \%^{6)}$			$\delta^* = \pm(0,20+1,5/X)^{6)}$
2.7	Promag 33F	от 0 до 1,8 м ³ /ч от 0 до 3,6 м ³ /ч от 0 до 5,4 м ³ /ч	$\delta = \pm 0,5 \%$	TSXAEY 810	$\gamma = \pm 0,142 \%$	$\delta^* = \pm(0,5+0,26/X)$
3.1	MFA – Depolox 4	от 0 до 2 мг/дм ³		TSXAEY 810	$\gamma = \pm 0,142 \%$	
	Depolox 3 plus	от 0 до 0,4 мг/дм ³ вкл. св. 0,4 до 2 мг/дм ³ вкл.	$\gamma = \pm 25 \%$ $\delta = \pm 25 \%$			$\gamma = \pm 25 \%$ $\delta = \pm 25 \%$
	CL17	от 0,05 до 2 мг/ дм ³ от 0,05 до 0,3 мг/дм ³ вкл. св. 0,3 до 1,00 мг/дм ³ вкл. св. 1,00 до 2,00 мг/дм ³ вкл.	$\delta = \pm 45 \%$ $\delta = \pm 25 \%$ $\delta = \pm 5 \%$			$\delta = \pm 45 \%$ $\delta = \pm 25 \%$ $\delta^* = \pm(5+0,3/X) \%$
	CUM253 (сенсор CCS120)	св. 0,1 до 2,0 мг/дм ³	$\delta = \pm 20 \%$			$\delta = \pm 20 \%$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3.2	Turbilight	от 0,1 до 10,0 мг/дм ³	$\delta = \pm 10 \%$	ТСХАЕУ 810	$\gamma = \pm 0,142 \%$	$\delta^* = \pm(10+1,41/X) \%$
		от 0,05 до 10,0 мг/дм ³				
		от 0,05 до 0,10 мг/дм ³ вкл.	$\delta = \pm 30 \%$			$\delta = \pm 30 \%$
		св. 0,10 до 0,50 мг/дм ³ вкл.	$\delta = \pm 24 \%$			$\delta = \pm 24 \%$
		св. 0,50 до 5,0 мг/дм ³ вкл.	$\delta = \pm 20 \%$			$\delta = \pm 20 \%$
		св. 5,0 до 10,0 мг/дм ³ вкл.	$\delta = \pm 14 \%$			$\delta = \pm 14 \%$
	Liquisys M CUM253	от 0,1 до 1,0 мг/дм ³	$\delta = \pm 2 \%$			$\delta^* = \pm(2+0,13/X) \%$
	Liquiline CM442	от 0,1 до 10 мг/дм ³	$\delta = \pm 2 \%$			$\delta^* = \pm(2+1,41/X) \%$
3.3	Seibold Composer	от 0,1 до 1,0 мг/дм ³	$\delta = \pm 5 \%$			$\delta^* = \pm(5+0,13/X) \%$
	SERES 2000	от 0,1 до 1,0 мг/дм ³				
		от 0,1 до 0,3 мг/дм ³ вкл. св. 0,3 до 1,0 мг/дм ³ вкл.	$\gamma = \pm 20 \%$ $\delta = \pm 20 \%$			$\gamma = \pm 20 \%$ $\delta = \pm 20 \%$
3.4	pH-метр Li-quisys CPM 221	от 0,1 до 1,0 мг/дм ³				
		от 0,05 до 0,13 мг/дм ³ вкл. св. 0,13 до 1,0 мг/дм ³ вкл.	$\gamma = \pm 12 \%$ $\delta = \pm 12 \%$			$\gamma = \pm 12 \%$ $\delta = \pm 12 \%$
	MCM 42	от 0 до 12 pH	$\Delta = \pm 0,01 \text{ pH}$			$\Delta = \pm 0,03 \text{ pH}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3.5	SERES 2000	от 0,1 до 0,5 мг/дм ³ от 0,1 до 0,3 мг/дм ³ вкл. св. 0,3 до 0,5 мг/ дм ³ вкл.	$\gamma = \pm 20 \%$ $\delta = \pm 20 \%$	TSXAEY 810	$\gamma = \pm 0,142 \%$	$\gamma = \pm 20 \%$ $\delta = \pm 20 \%$
	Stamolys CA71AM	от 0,02 до 1 мг/дм ³	$\gamma = \pm 2 \%$			$\gamma = \pm 2,2 \%$
	Cristal SERES	от 0,05 до 3 мг/дм ³	$\delta = \pm 20 \%$			$\delta = \pm 20 \%$
3.6	«SERES 1000 цвет»	от 0 до 50 град. цв от 1 до 10 град. цв. вкл. св. 10 до 50 град. цв. вкл.	$\delta = \pm 50 \%$ $\delta = \pm 10 \%$			$\delta = \pm 50 \%$ $\delta^* = \pm (10 + 10/X) \%$
	SERES 2000	от 1,0 до 50 град. цв. от 1,0 до 10 град. цв. вкл. св. 10 до 50 град. цв. вкл.	$\delta = \pm 50 \%$ $\delta = \pm 20 \%$			$\delta = \pm 50 \%$ $\delta = \pm 20 \%$
		от 0 до 100 град. цв. от 1,0 до 10 град. цв. вкл. св. 10 до 50 град. цв. вкл. св. 50 до 100 град. цв. вкл.	$\delta = \pm 50 \%$ $\delta = \pm 20 \%$ $\delta = \pm 10 \%$			$\delta = \pm 50 \%$ $\delta = \pm 20 \%$ $\delta^* = \pm (10 + 14,2/X) \%$
	KEMTRAK 007	от 0 до 50 град. цв.	$\Delta = \pm (0,5 + 0,03 C)$			$\Delta = \pm (0,6 + 0,03 C)$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3.6	Cristal SERES	от 0 до 50 град. цв. вкл. от 1,0 до 10 град. цв. вкл. св. 10 до 50 град. цв. вкл.	$\delta = \pm 30 \%$ $\delta = \pm 20 \%$	TSXAEY 810	$\gamma = \pm 0,142 \%$	$\delta = \pm 30 \%$ $\delta = \pm 20 \%$

Примечания:

δ – обозначение относительной погрешности измерений;

γ – обозначение приведенной к диапазону измерений погрешности;

Δ – обозначение абсолютной погрешности измерений;

C – значение цветности, градус цветности (град. цв.);

1) для диапазона измерений < 1 м (для модификации М) 1,2 м (для модификации Т);

2) для диапазона измерений ≥ 1 м (для модификации М) 1,2 м (для модификации Т);

3) погрешность нормируется в диапазоне от 20 до 100 % шкалы;

4) пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений для скорости потока жидкости от 0,3 до 1,0 м/с;

5) пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений для скорости потока жидкости свыше 1,0 до 5,0 м/с;

6) пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений для скорости потока жидкости свыше 5,0 до 12,0 м/с;

Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК, обозначенных « δ^* », рассчитываются по формуле:

$$\delta_{ИК} = \delta_o + \frac{\gamma_{ЭИК} \cdot D}{X}, \%$$

где δ_o - пределы допускаемой основной относительной погрешности первичного преобразователя, %;

D – диапазон измерений первичного преобразователя, в единицах измеряемого физического параметра;

X – измеренное значение параметра, в единицах измеряемого физического параметра;

$\gamma_{ЭИК}$ - пределы допускаемой основной приведенной погрешности ЭИК от диапазона измерений физического параметра, %.

Таблица 3 - Основные технические характеристики системы

Наименование параметра	Значение
температура окружающего воздуха, для электронных блоков датчиков, контроллеров для компьютеров	от 5 до 40 °С от 15 до 35 °С
относительная влажность окружающего воздуха	от 5 до 80 %
атмосферное давление	от 86 до 106,7 кПа
напряжение питающей сети	от 198 до 242 В
частота питающей сети	от 49 до 51 Гц

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средств измерений

Таблица 4 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная автоматизированная диспетчерского контроля и управления АСДКУ ССВ, заводской № 05	АСДКУ ССВ	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ССВ.00010.2016 РЭ	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте «Работа системы» документа ССВ.00010.2016 РЭ «Система измерительная автоматизированная диспетчерского контроля и управления АСДКУ ССВ. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 27384-2002. Вода. Нормы погрешностей измерений показателей состава и свойств.

Изготовитель

Северная станция водоподготовки акционерного общества «Мосводоканал»
(Северная станция водоподготовки АО «Мосводоканал»)
ИНН 7701984274

Адрес юридического лица: 105005, г. Москва, пер. Плетешковский, д. 2
Адрес места осуществления деятельности: 127204, г. Москва, ул. 1-я Северная линия, д. 1
Тел. (499) 761 96 27

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

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

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» января 2023 г. № 15

Регистрационный № 65459-16

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Искра (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 П2200446-АУВП.411711.ФСК.032.03. 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	ВЛ 220 кВ Пермская ГРЭС – Искра I цепь (ВЛ 220 кВ ПГРЭС1)	SB 0.8 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 20951-08	VCU-245 кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37847-08	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081946 рег. № 17049-04	СТВ-01 зав. № 20200428 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Пермская ГРЭС – Искра II цепь (ВЛ 220 кВ ГРЭС2)	SB 0.8 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 20951-08	VCU-245 кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 37847-08	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
3	ВЛ 110 кВ Дивья – Кухтым с отпайками (ВЛ 110 кВ Дивья - Кухтым)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НКФ-110 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 71781-18	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
4	ВЛ 110 кВ Искра – Промплощадка I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Промплощадка1)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 73509-18	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
5	ВЛ 110 кВ Искра – Промплощадка II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Промплощадка2)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НКФ-110 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 71781-18	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ВЛ 110 кВ Дивья – Искра с отпайками (ВЛ 110 кВ Дивья)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 56255-14	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 73509-18	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ЭКМ-3000 зав. № 03081946 рег. № 17049-04	СТВ-01 зав. № 20200428 рег. № 49933-12
7	ВЛ 110 кВ Искра – Добрянка (ВЛ 110 кВ Добрянка)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2 К _{тт} = 400/5 рег. № 56255-14	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 73509-18	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
8	ВЛ 110 кВ Искра – Лунежская I цепь (ВЛ 110 кВ Лунежская1)	ТФЗМ кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 80022-20	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 73509-18	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
9	ВЛ 110 кВ Искра – Лунежская II цепь с отпайкой на ПС Городская (ВЛ 110 кВ Лунежская2)	ТФЗМ кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 80022-20	НКФ-110 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 71781-18	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
10	ОВМ 110 кВ	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т 0,2S К _{тт} = 1000/5 рег. № 56255-14	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 73509-18	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
11	КВЛ 10 кВ фидер Нижний Лух	ТОЛ 10 кл.т 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 7069-79	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 78537-20	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

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, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
3 – 6, 10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	1,1	0,8	0,7
	0,8	-	1,4	1,0	0,9
	0,5	-	2,3	1,6	1,4
8, 9, 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
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, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
3 – 6, 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,8	-	2,1	1,4	1,3
	0,5	-	1,4	1,0	1,0
8, 9, 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
3 – 6, 10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	1,2	1,0	0,9
	0,8	-	1,5	1,1	1,1
	0,5	-	2,4	1,7	1,6
8, 9, 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
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 (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
3 – 6, 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,8	-	2,5	1,9	1,9
	0,5	-	1,9	1,6	1,6
8, 9, 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	- от 99 до 101 - от 1(5) до 120 0,87 - от 49,85 до 50,15 - от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	- от 90 до 110 - от 1(5) до 120 0,5 - от 49,6 до 50,4 - от -45 до +40 - от +10 до +30 - от +10 до +30 - от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	70000 72 75000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее 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	6 шт.
Трансформатор тока	ТВ-ЭК исп. М3	18 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10	2 шт.
Трансформатор напряжения	VCU-245	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	11 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	П2200446-АУВП.411711.ФСК.032.03ПФ	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 Искра». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС» (ООО «Центр энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС»)

ИНН 7704765961

Адрес: 119435, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д.27, стр.1

Телефон: +7 (495) 221-75-60

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения заземляемые ЗНОЛ-ЭК, ЗНОЛП-ЭК

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения заземляемые ЗНОЛ-ЭК, ЗНОЛП-ЭК (далее – трансформаторы напряжения) предназначены для применения в электрических цепях переменного тока частотой 50 или 60 Гц с номинальными напряжениями до 35 кВ включительно, измерения отрицательного и положительного изменения напряжения, напряжения основной частоты 50 Гц и ее гармонических составляющих до 50 порядка.

Трансформаторы напряжения предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления, а также приборам для измерения показателей качества электрической энергии (ПКЭ).

Описание средства измерений

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

Трансформаторы однофазные, индуктивные, с одним изолированным выводом первичной обмотки, при этом другой конец первичной обмотки при эксплуатации заземляется.

Трансформаторы напряжения выполнены в виде опорной конструкции с литой изоляцией, выполненной из компаунда, который обеспечивает электрическую прочность изоляции и защиту обмоток, одновременно выполняет функции корпуса и несущей конструкции. Трансформаторы напряжения имеют одну первичную обмотку и до четырёх измерительных и/или защитных вторичных обмоток. Обмотки трансформатора напряжения расположены на магнитопроводе концентрически, первичная обмотка намотана поверх вторичных обмоток.

Трансформаторы напряжения внутренней установки могут изготавливаться с защитным предохранительным устройством (ЗНОЛП-ЭК) или без него (ЗНОЛ-ЭК).

Трансформаторы напряжения внутренней установки могут быть установлены в любом положении, а наружной установки - только вертикально и крепятся к конструкции четырьмя болтами М12. Трансформаторы напряжения изготавливаются в разных конструктивных исполнениях.

Трансформаторы могут поставляться собранными в трёхфазную группу, а так же могут комплектоваться антирезонансным комплектом.

Трансформаторы напряжения идентичны по принципу действия, отличаются метрологическими и техническими характеристиками, указанными в таблицах 1, 2, 3.

Структура условного обозначения трансформаторов напряжения приведена на рисунках 1 и 2.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку (шильд) любым технологическим способом в виде цифрового или буквенно-цифрового кода.

Общий вид трансформаторов напряжения представлен на рисунках 3 и 4. Нанесение знака поверки на трансформаторы напряжения не предусмотрено. Пломбирование трансформаторов напряжения не предусмотрено.



Рисунок 1 – Расшифровка условного обозначения трансформаторов напряжения



Рисунок 2 – Расшифровка условного обозначения трансформаторов напряжения, собранных в трехфазную группу



Место нанесения знака утверждения типа

Рисунок 3 – Общий вид трансформаторов напряжения внутренней установки



Рисунок 4 – Общий вид трансформаторов напряжения наружной установки

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Основные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Класс напряжения, кВ	от 3 до 35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	от 3,6 до 40,5
Номинальное напряжение первичной обмотки, В	от 3000/ $\sqrt{3}$ до 36000
Номинальное напряжение вторичной обмотки, В	от 100/3 до 800
Классы точности вторичных обмоток по ГОСТ 1983-2015	0,2; 0,5; 1,0; 3,0; 3Р; 6Р
Номинальная мощность вторичной обмотки, В·А	от 1,25 до 300
Предельная мощность (вне класса точности), В·А	160; 250; 400; 630
Номинальная частота, Гц	50 или 60
Группа соединения обмоток: - с одной вторичной обмоткой - с двумя вторичными обмотками - с тремя вторичными обмотками - с четырьмя вторичными обмотками	1/1-0 1/1/1-0-0 1/1/1/1-0-0-0 1/1/1/1/1-0-0-0-0

Таблица 2 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
Основная частота, Гц	50			
Диапазон отклонения частоты (Δf), Гц	45...55			
Диапазон масштабного преобразования отклонения номинального напряжения, % от $U_{\text{ном}}$	$80 \leq U_{\text{ном}} \leq 120$			
Диапазон масштабного преобразования отрицательного изменения напряжения, % от $U_{\text{ном}}$	$0,1 \leq U_{(-)} < 80$			
Диапазон масштабного преобразования положительного изменения напряжения, % от $U_{\text{ном}}$	$120 < U_{(+)} \leq 200$			
Класс точности	0,2	0,5	1,0	3,0
Пределы относительной погрешности коэффициента масштабного преобразования при отклонении номинального напряжения на основной частоте ($\delta_{K_{u \text{ ном}}}$), %, не более	$\pm 0,2$	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 3,0$
Пределы относительной погрешности коэффициента масштабного преобразования при отрицательном изменении напряжения на основной частоте ($\delta_{K_{u(-)}}$), %, не более	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 6,0$
Пределы относительной погрешности коэффициента масштабного преобразования при положительном изменении напряжения на основной частоте ($\delta_{K_{u(+)}}$), %, не более	$\pm 0,3$	$\pm 0,75$	$\pm 1,5$	$\pm 4,5$
Номинальные значения коэффициента масштабного преобразования напряжения на основной частоте ($K_{u \text{ ном}}$)	30...350			
Диапазон преобразования коэффициентов гармонических составляющих напряжения основной частоты $K_{U(n)}$, в % от $U_{\text{ном}}$	от 0,1 до 15,0			

Наименование характеристики	Значение
Номер преобразуемых гармонических составляющих напряжения основной частоты (n)	2...50
Пределы допускаемой погрешности преобразования гармонических составляющих напряжения основной частоты, %, не более	$\pm (\delta_{K_{u \text{ ном}}} + 0,001 \cdot K_{u \text{ ном}} \cdot n)$

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более (длина×ширина×высота)	643×410×730
Масса, кг, не более	350
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	У; УХЛ; Т
Категория размещения по ГОСТ 15150-69	1; 1.1; 2; 2.1; 3; 3.1
Средняя наработка на отказ, ч	4000000
Средний срок службы, лет	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта, руководства по эксплуатации типографским способом и на маркировочную табличку (шильд) любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение		Количество
Трансформатор напряжения заземляемый	ЗНОЛ-ЭК	ЗНОЛП-ЭК	1 шт.*
Паспорт	ЭК.1.755.000 ПС	ЭК.1.756.001 ПС	1 экз.
	ЭК.1.756.000 ПС	ЭК.1.755.001 ПС	
	ЭК.1.750.000 ПС	ЭК.1.750.001 ПС	
	ЭК.1.790.002 ПС		
Руководство по эксплуатации	ЭК.1.755.000 РЭ	ЭК.1.756.001 РЭ	1 экз.
	ЭК.1.756.000 РЭ	ЭК.1.755.001 РЭ	
	ЭК.1.750.000 РЭ	ЭК.1.750.001 РЭ	
	ЭК.1.790.002 РЭ		
Примечание: * при поставке трехфазной группы количество трансформаторов напряжения составляет 3 шт.			

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Назначение» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;

ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;

ГОСТ 30804.4.30-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии»;

ТУ 3414-010-52889537-08 «Трансформаторы напряжения заземляемые ЗНОЛ-ЭК, ЗНОЛП-ЭК. Технические условия»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3453 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2316 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений электрического напряжения переменного тока промышленной частоты и комpositного напряжения в диапазоне от 1 до 500 кВ с гармоническими составляющими от 0,3 до 50 порядка, в диапазоне частот от 15 до 2500 Гц».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Электрощит-К°»

(ООО «Электрощит-К°»)

ИНН 4001005954

Адрес: 249210, Калужская обл., Бабынинский район, п. Бабынино, ул. Советская, д. 24

Телефон/факс: (495) 0110 500

E-mail: info@tf-el.ru

Web-сайт: www.kztt.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

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

В части вносимых изменений:

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

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

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» января 2023 г. № 15

Регистрационный № 69627-17

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы вагонные ВВЭ-С

Назначение средства измерений

Весы вагонные ВВЭ-С (далее – весы) предназначены для измерений массы.

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на преобразовании деформации упругого элемента весоизмерительного тензорезисторного датчика (далее – датчик), возникающей под действием силы тяжести взвешиваемого объекта, в цифровой или аналоговый электрический сигнал, пропорциональный его массе. Далее этот сигнал обрабатывается, и измеренное значение массы выводится на дисплей электронного весоизмерительного устройства.

Весы состоят из одного или нескольких грузоприемных устройств (в зависимости от модификации, далее – ГПУ) и весоизмерительного устройства.

ГПУ может иметь от одной до восьми механически не связанных между собой секций. Каждая секция ГПУ опирается на четыре датчика.

В зависимости от модификации весов секции могут быть выделены в комбинации, представляющие собой самостоятельные ГПУ, управление которыми производится при помощи устройства переключения ГПУ. Информация о принадлежности секций к конкретному ГПУ приведена на маркировочной табличке, установленной непосредственно на раме каждой секции ГПУ, и на электронном весоизмерительном устройстве или отображается на дисплее ПК в рабочем окне программы «Весы вагонные ВВЭ».

Электронное весоизмерительное устройство представляет собой индикатор (п.Т.2.2.2 ГОСТ OIML R 76-1–2011) или терминал (п.Т.2.2.5 ГОСТ OIML R 76-1–2011).

Сигнальные кабели датчиков подключены к весоизмерительному устройству через соединительную (распределительную и/или клеммную) коробку.

Датчики, используемые в составе весов:

- датчики весоизмерительные тензорезисторные С, модификации С16А и С16i, регистрационный № 60480-15;

- датчики весоизмерительные тензорезисторные WBK, регистрационный № 56685-14;

- датчики весоизмерительные тензорезисторные WBK-D, регистрационный № 54471-13;

- датчики весоизмерительные тензорезисторные ZS, CLC, WLS, SDS, EDS, модификации ZS, регистрационный № 75819-19;

- датчики весоизмерительные тензорезисторные ST, SHB, модификации ST, регистрационный № 68154-17;

- датчики весоизмерительные тензорезисторные MB150, регистрационный № 44780-10.

Индикаторы, используемые в составе весов:

- приборы весоизмерительные WE, модификации WE2111, регистрационный № 61808-15;

- приборы весоизмерительные CI, BI, NT и PDI, модификация CI-6000А, регистрационный № 50968-12;

- прибор весоизмерительный DISOMAT Tersus, регистрационный № 53571-13;

- прибор весоизмерительный М1РС-01, изготовитель – ЗАО «Измерительная техника», г. Пенза;
- приборы весоизмерительные ИТ1, ИТ3, модификации ИТ1, ИТ3, регистрационный № 82170-21;
- индикатор весоизмерительный СИ-600А, модификации СИ-601А, СИ-605А, СИ-607А, регистрационный № 68370-17;

Терминалы, используемые в составе весов:

- терминалы весоизмерительные СИ, NT, модификации СИ-200D, NT-580D, СИ-600D, регистрационный № 54472-13;
- прибор весоизмерительный М1РС-03, изготовитель – ЗАО «Измерительная техника», г. Пенза.

Приборы весоизмерительные М1РС-01 и М1РС-03, изготовитель – ЗАО «Измерительная техника», г. Пенза, выполнены в виде промышленного или персонального компьютера с установленным специализированным программным обеспечением расчета и индикации результатов измерений «Весы вагонные ВВЭ», и включают в себя внешнее или встроенное устройство обработки аналоговых данных (М1РС-01) и/или устройство обработки цифровых данных (М1РС-03), а так же стабилизированный источник питания.

Весы снабжены следующими устройствами и функциями:

а) в скобках указаны соответствующие пункты ГОСТ OIML R 76-1–2011:

- устройство автоматической и полуавтоматической установки на нуль (Т.2.7.2.2);
- устройство слежения за нулем (Т.2.7.3);
- устройство первоначальной установки на нуль (Т.2.7.2.4);
- устройство уравнивания тары – устройство выборки массы тары (Т.2.7.4.1);
- режим работы многодиапазонных весов (4.10);
- устройство переключения ГПУ (Т.2.7.8)

б) дополнительные и сервисные функции:

- определение нагрузки от каждой тележки и стороны вагона.

Весы выпускаются в модификациях, отличающиеся метрологическими и техническими характеристиками согласно таблицам 2 – 3 и конструктивным исполнением ГПУ.

Модификации весов имеют обозначение вида: ВВЭ-С-[1]-[2]-[3]-[4]-[5]-[6], где:

[1] – значение максимальной нагрузки $M_{\max}$ ($M_{\max T}$), т: 20; 30; 40; 50; 60; 80; 100; 120; 150; 200; 250;

[2] – условное обозначение значения поверочного интервала (e):

- 1 – для однодиапазонных весов: 10 кг;
- 2 – для однодиапазонных весов: 20 кг;
- 3 – для многодиапазонных весов (e_1 диапазона взвешивания W_1/e_2 диапазона взвешивания W_2): 10/20 кг;
- 4 – для однодиапазонных весов: 50 кг;
- 5 – для многодиапазонных весов (e_1 диапазона взвешивания W_1/e_2 диапазона взвешивания W_2): 20/50 кг;
- 6 – для многодиапазонных весов (e_1 диапазона взвешивания W_1/e_2 диапазона взвешивания W_2/e_3 диапазона взвешивания W_3): 10/20/50 кг.
- 7 – для однодиапазонных весов: 100 кг;
- 8 – для многодиапазонных весов (e_1 диапазона взвешивания W_1/e_2 диапазона взвешивания W_2): 50/100 кг;
- 9 – для многодиапазонных весов (e_1 диапазона взвешивания W_1/e_2 диапазона взвешивания W_2/e_3 диапазона взвешивания W_3): 20/50/100 кг.

[3] – условное обозначение датчиков в составе весов:

- | | |
|----------------------------|--------------------------|
| А1 – датчики С16А; | Ц1 – датчики С16i; |
| А2 – датчики WBK; | Ц2 – датчики WBK-D; |
| А3 – датчики аналоговые ZS | Ц3 – датчики цифровые ZS |
| А4 – датчики ST | |
| А5 – датчики MB150 | |

[4] – условное обозначение числа поверочных интервалов n в одном или нескольких диапазонах взвешивания:

- Т – при $3000 < n \leq 5000$;
- отсутствует при $n \leq 3000$;

[5] – Ех – условное обозначение весов во взрывозащищенном исполнении;

[6] – условное обозначение количества подключенных ГПУ (наличие устройства переключения ГПУ):

- II – два
- III – три;
- отсутствует для модификаций с одним ГПУ.

Маркировочная табличка (обязательная маркировка) весов выполнена в виде металлической пластинки, крепится при помощи заклепок на боковую сторону рамы ГПУ или на корпусе индикатора (терминала) и содержит следующие основные данные, нанесенные методом гравировки:

- наименование изготовителя;
- обозначение типа;
- знак утверждения типа;
- класс точности;
- максимальная нагрузка (Max);
- минимальная нагрузка (Min);
- поверочный интервал (e);
- диапазон температур;
- дата изготовления;
- заводской номер (в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр).

Пример маркировочной таблички представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Пример маркировочной таблички

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке средства измерений (при необходимости) в соответствии с действующим законодательством. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид ГПУ представлен на рисунке 2, электронных весоизмерительных устройств – на рисунке 3, схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки – на рисунке 4.



Рисунок 2 – Общий вид ГПУ весов



WE2111



CI-6000A



CI-200D



NT-580D



CI-600D



M1PC-01(03)(пример)



DISOMAT Tersus



IT1, IT3



CI-601A, CI-605A, CI-607A

Рисунок 3 – Общий вид электронных весоизмерительных устройств



WE2111



CI-6000A



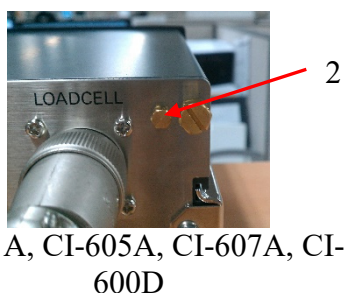
NT-580D



CI-200D



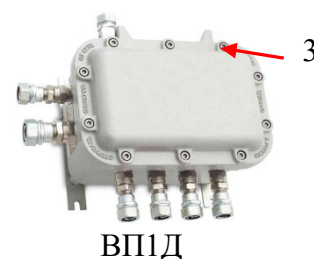
M1PC-01 и M1PC-03



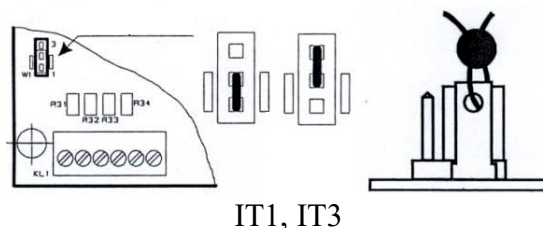
CI-601A, CI-605A, CI-607A, CI-600D



Соединительная коробка



ВП1Д



IT1, IT3

Рисунок 4 – Схемы пломбировки (где 1 – пломба в виде разрушаемой наклейки, 2 – свинцовая или пластиковая пломба, 3 – мастичная пломба).

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) «Весы вагонные ВВЭ» является автономным и состоит из метрологически значимой («ПИМ») и незначимой частей. Исполняемые файлы ПО защищены от случайного или намеренного изменения. При включении весов, производится автоматическое вычисление контрольной суммы по машинному коду законодательно контролируемого ПО и сравнение результата с хранящимся фиксированным значением. В случае несовпадения идентификационных данных работа ПО блокируется. Для проверки законодательно контролируемых параметров предусмотрен идентификатор, который обновляет показания при изменении одного или более значений законодательно контролируемых параметров. Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО (таблица 1) отображаются на дисплее в рабочем окне программы при переходе в раздел «Справка – О программе», а также в главном окне программы «ПИМ». Корпус весоизмерительных приборов M1PC-01 и M1PC-03 пломбируется, что препятствует смене носителя с установленным на нем ПО.

ПО весов с электронными весоизмерительными приборами WE2111, CI-6000A, CI-200D, CI-600D, CI-601A, CI-605A, CI-607A NT-580D DISOMAT Tersus является встроенным, используется в стационарной (закрепленной) аппаратной части и является полностью метрологически значимым. Идентификационным признаком ПО служит номер версии (идентификационный номер), который отображается на дисплее весов при включении.

Для защиты от несанкционированного доступа к параметрам настройки и регулировки, а также измерительной информации используется переключатель настройки и регулировки, который находится на печатной плате внутри пломбируемого корпуса электронного весоизмерительного устройства. ПО не может быть модифицировано после принятия защитных мер и изменения положения переключателя настройки и регулировки.

ПО весов с электронными весоизмерительными приборами ИТ1, ИТ3 является встроенным, хранится в энергонезависимом запоминающем устройстве (в стационарной, закрепленной аппаратной части).

Защита от несанкционированного доступа к настройкам и данным измерений обеспечивается защитной пломбой, которая ограничивает доступ к переключателю настройки и регулировки. Изменение метрологически значимых параметров, настройка и регулировка не могут быть осуществлены без вскрытия корпуса, нарушения защитной пломбы и изменения положения переключателя. Изменение ПО через интерфейс пользователя невозможно. Энергонезависимое запоминающее устройство также защищено переключателем настройки и регулировки.

Кроме того, защита от несанкционированного доступа к параметрам регулировки, настройки, а также измерительной информации, реализована:

- невозможностью изменения ПО без применения специализированного оборудования изготовителя;
- разграничением прав доступа к параметрам регулировки и настройки при помощи пароля.

Идентификационные данные ПО (Таблица 1, 2) отображаются при включении средства измерений, а также доступны для просмотра во время работы при нажатии специальной комбинации клавиш.

Защита от преднамеренных и непреднамеренных воздействий соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077–2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение						
	M1PC-01; M1PC-03	WE2111	CI-6000A	CI-200D	NT-580D	CI-600D	DISOMAT Tersus
Идентификационное наименование ПО	«ПИМ»	–	–	–	–	–	VxG20450
Номер версии ПО (идентификационный номер)	2.3.0.5 3.1.0.13	не ниже v1.0x*	1.01; 1.02; 1.03	2.02; 2.03; 2.04; 2.05; 2.06	2.02; 2.03; 2.04; 2.05; 2.06; 2.07	1.00, 1.01, 1.02, 1.03, 1.04	Vxx2045y**
Цифровой идентификатор ПО	9F1931A3D 26B3764591 424C9564C5 D 1E45B86B7 A3271889A E656DC4D6 64582	–	–	–	–	–	–
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	–	–	–	–	–	–

* - x не относится к метрологически значимой части ПО, цифры и/или буквы латинского алфавита;
 ** - x не относится к метрологически значимой части ПО, буквы латинского алфавита A-Z;
 - y не относится к метрологически значимой части ПО, цифры от 0 до 9

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	CI-601A, CI-605A, CI-607A	IT1, IT3
Идентификационное наименование ПО	—	—
Номер версии ПО (идентификационный номер)	1.XX*	V4.XX.YY**
Цифровой идентификатор ПО	—	15487782
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	—	—
* - х не относится к метрологически значимой части ПО, цифры и/или буквы латинского алфавита		
** - «XX» и «YY» - цифры от 01 до 99 для обозначения метрологически не значимой части ПО		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3

Наименование характеристики	Значение
Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1—2011	III (см. таблицы 3 – 6)
Диапазон уравнивания тары	100 % Max
Диапазон уравнивания тары: – однодиапазонные весы – многодиапазонные весы	100 % Max 100 % Max ₂ или Max ₃

Модификации весов, максимальная нагрузка Max (Max_i), поверочный интервал e (e_i), число поверочных интервалов n (n_i), действительная цена деления шкалы d (d_i) приведены в таблицах 4, 5.

Таблица 4 – Однодиапазонные весы

Обозначение модификации	Метрологическая характеристика		
	Max, т	$e = d$, кг	n
ВВЭ-С-20-1-[3]-[5]	20	10	2000
ВВЭ-С-30-1-[3]-[5]	30	10	3000
ВВЭ-С-40-1-[3]-Т-[5] ¹	40	10	4000
ВВЭ-С-40-2-[3]-[5]	40	20	2000
ВВЭ-С-50-1-[3]-Т-[5] ²	50	10	5000
ВВЭ-С-60-2-[3]-[5]	60	20	3000
ВВЭ-С-80-2-[3]-Т-[5] ¹	80	20	4000
ВВЭ-С-100-2-[3]-Т-[5] ²	100	20	5000
ВВЭ-С-100-4-[3]-[5]	100	50	2000
ВВЭ-С-120-4-[3]-[5]	120	50	2400
ВВЭ-С-150-4-[3]-[5]-[6]	150	50	3000
ВВЭ-С-200-4-[3]-Т-[5]-[6] ¹	200	50	4000
ВВЭ-С-200-7-[3]-[5]-[6]	200	100	2000
ВВЭ-С-250-7-[3]-[5]-[6]	250	100	2500
¹⁾ Используются весоизмерительные датчики с числом поверочных интервалов $n_{LC} \geq 4000$ ²⁾ Используются весоизмерительные датчики с числом поверочных интервалов $n_{LC} \geq 5000$			

Таблица 5 – Многодиапазонные весы

Обозначение модификации	Метрологическая характеристика								
	Диапазон взвешивания W1			Диапазон взвешивания W2			Диапазон взвешивания W3		
	Max ₁ , т	e ₁ =d ₁ , кг	n	Max ₂ , т	e ₂ =d ₂ , кг	n	Max ₃ , т	e ₃ =d ₃ , кг	n
ВВЭ-С-40-3-[3]-[5]	30	10	3000	40	20	2000	—	—	—
ВВЭ-С-50-[2]-[3]-[5]	30	10	3000	50	20	2500			
ВВЭ-С-60-3-[3]-[5]	30	10	3000	60	20	3000	—	—	—
ВВЭ-С-60-3-[3]-Т-[5] ²	50	10	5000	60	20	3000	—	—	—
ВВЭ-С-80-6-[3]-[5] ¹	30	10	3000	60	20	3000	80	50	1600
ВВЭ-С-80-3-[3]-Т-[5] ²	50	10	5000	80	20	4000	—	—	—
ВВЭ-С-80-5-[3]-[5]	60	20	3000	80	50	1600	—	—	—
ВВЭ-С-100-3-[3]-Т-[5] ²	50	10	5000	100	20	5000	—	—	—
ВВЭ-С-100-5-[3]-[5]	60	20	3000	100	50	2000	—	—	—
ВВЭ-С-100-6-[3]-[5] ¹	30	10	3000	60	20	3000	100	50	2000
ВВЭ-С-120-6-[3]-[5] ²	30	10	3000	60	20	3000	120	50	2400
ВВЭ-С-120-6-[3]-Т-[5] ²	50	10	5000	100	20	5000	120	50	2400
ВВЭ-С-120-5-[3]-[5]	60	20	3000	120	50	2400	—	—	—
ВВЭ-С-150-5-[3]-[5]-[6]	60	20	3000	150	50	3000	—	—	—
ВВЭ-С-150-5-[3]-Т-[5]-[6] ²	100	20	5000	150	50	3000	—	—	—
ВВЭ-С-200-5-[3]-Т-[5]-[6] ²	100	20	5000	200	50	4000			
ВВЭ-С-200-9-[3]-[5]-[6] ¹	60	20	3000	150	50	3000	200	100	2000
ВВЭ-С-200-8-[3]-[5]-[6]	150	50	3000	200	100	2000			
ВВЭ-С-250-9-[3]-[5]-[6] ²	60	20	3000	150	50	3000	250	100	2500
ВВЭ-С-200-8-[3]-[5]-[6]	150	50	3000	250	100	2500			
¹⁾ Используются весоизмерительные датчики с числом поверочных интервалов $n_{LC} \geq 4000$ ²⁾ Используются весоизмерительные датчики с числом поверочных интервалов $n_{LC} \geq 5000$									

Весы с числом поверочных интервалов n более 3000 устанавливаются внутри сооружений, обеспечивающих защиту от атмосферных воздействий (осадков и воздушных потоков).

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон температуры ГПУ с датчиками, °С: – С16А, С16i, МВ150, ST – WBK класса точности С3 – WBK-D, ZS	от –50 до +50 от –40 до +50 от –40 до +40
Диапазон температуры электронных весоизмерительных приборов, °С - WE2111, CI-6000A, CI-200D, CI-600D, CI-601A, CI-605A, CI-607A, NT-580D, IT1, IT3 - MIPC-01, MIPC-03 - DISOMAT Tersus - ВП1Д	от –10 до +40 от –10 до +50 от –30 до +60 от –50 до +50

Продолжение таблицы 6

Параметры электрического питания от сети переменного тока: - напряжение, В - частота, Гц	от 198 до 242 от 49 до 51
Габаритные размеры ГПУ, мм, не более: - длина - ширина	32000 3000
Габаритные размеры секции ГПУ, мм, не более: - длина - ширина	7000 3000

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, расположенную на корпусе индикатора (терминала) и/или ГПУ весов, фотохимическим способом, а также типографским способом на титульный лист эксплуатационного документа.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Весы	–	1 шт.
Паспорт	ИТ.404432.120 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ИТ.404432.120 РЭ	1 экз.
Дополнительное оборудование и ЗИП согласно технической документации (по дополнительному заказу)		1 комплект

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 9 «Методика выполнения измерений» документа ИТ.404432.120 РЭ «Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 7 июля 2022 г. № 1622 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы»;

ИТ.404432.120 ТУ-2017 «Весы вагонные ВВЭ-С. Технические условия».

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Измерительная техника»

(ЗАО «Измерительная техника»)

ИНН 5837001496

Адрес: 440031, г. Пенза, ул. Кривоозерье, д. 28

Телефон/факс: (841-2)34-60-92, 32-34-62

адрес в Интернет: www.Весы.рф

адрес электронной почты: itves@itves.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

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

Телефон/факс: (495) 437-55-77 / 437-56-66.

адрес в Интернет: www.vniims.ru;

адрес электронной почты: office@vniims.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» января 2023 г. № 15

Регистрационный № 71334-18

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Аппаратура вибродиагностики и мониторинга машинного оборудования
Intellinova Parallel EN**

Назначение средства измерений

Аппаратура вибродиагностики и мониторинга машинного оборудования Intellinova Parallel EN (далее - аппаратура) предназначена для измерений характеристик вибрации, пиковых значений ускорений (импульсов) при ударном движении, частоты вращения, а также других физических величин, представленных входным сигналом постоянного тока и напряжения.

Описание средства измерений

Принцип действия аппаратуры основан на измерении и обработке электрических сигналов, поступающих от первичных преобразователей.

Аппаратура позволяет осуществлять непрерывный прием и преобразование входных аналоговых и дискретных сигналов, поступающих от первичных преобразователей, установленных на объекте измерений (в состав аппаратуры не входят), расчете параметров и характеристик и передаче измерительной информации на сервер по интерфейсу Ethernet для их сохранения и последующего анализа. Возможно управление цепями питания промышленного оборудования от релейных выходов аппаратуры.

Аппаратура является масштабируемой стационарной измерительной системой и имеет модульную структуру с возможностью конфигурирования. Основным модулем аппаратуры является системный блок, включающий в себя, в том числе измерительные контроллеры INCEN4, INCEN8, INCEN16 и INC40, оснащенные различным количеством измерительных каналов, которые воспринимают сигналы от первичных преобразователей, установленных на контролируемом оборудовании. Системный блок представляет собой шкаф для электрооборудования, исполнение которого общепромышленное или взрывозащищённое определяется местом установки и условиями эксплуатации. Максимальное количество системных блоков, объединяемых в измерительную систему, определяется возможностями используемого коммуникационного оборудования. Помимо контроллера, в зависимости от конкретного проекта, в шкафу могут устанавливаться блок питания, сетевое и коммуникационное оборудование, реле, барьеры искрозащиты, система подогрева, электроустановочное оборудование.

Четырехканальный измерительный контроллер INCEN4 содержит:

- четыре параллельных канала измерения сигналов датчиков вибрации и ударных импульсов типа IEPЕ (ICP) с номинальным напряжением смещения от 10 до 14 В;
- два канала измерения аналоговых сигналов для работы с преобразователями, имеющими нормированный выход по току от 0 до 20 мА или по напряжению от 0 до 10 В;

- четыре параллельных канала измерения частоты вращения для работы с преобразователями PNP или NPN типа, внешним реле или сигналами от систем PLC/DCS;
- два конфигурируемых цифровых входа/выхода.

Восьмиканальный измерительный контроллер INCEN8 содержит:

- восемь параллельных каналов измерения сигналов датчиков вибрации и ударных импульсов типа IEPЕ (ICP) с номинальным напряжением смещения от 10 до 14 В;
- два канала измерения аналоговых сигналов для работы с преобразователями, имеющими нормированный выход по току от 0 до 20 мА или по напряжению от 0 до 10 В;
- четыре параллельных канала измерения частоты вращения для работы с преобразователями PNP или NPN типа, внешним реле или сигналами от систем PLC/DCS;
- два конфигурируемых цифровых входа/выхода.

Шестнадцатиканальный измерительный контроллер INCEN16 содержит:

- шестнадцать каналов измерения сигналов датчиков вибрации и ударных импульсов типа IEPЕ (ICP) с номинальным напряжением смещения от 10 до 14 В;
- четыре канала измерения аналоговых сигналов для работы с преобразователями, имеющими нормированный выход по току от 0 до 20 мА или по напряжению от 0 до 10 В;
- восемь параллельных каналов измерения частоты вращения для работы с преобразователями типа PNP или NPN, внешним реле или сигналами от систем PLC/DCS;
- четыре конфигурируемых цифровых входа/выхода.

Тридцатидвухканальный измерительный контроллер INC40 содержит:

- до четырех восьмиканальных модулей измерения сигналов датчиков вибрации и ударных импульсов типа IEPЕ (ICP) с номинальным напряжением смещения от 10 до 14 В;
- до четырех восьмиканальных модулей измерения ударных импульсов для работы с датчиками ударных импульсов SPM;
- до четырех восьмиканальных модулей измерения аналоговых сигналов для работы с преобразователями, имеющими нормированный выход по току от 0 до 20 мА или по напряжению от 0 до 10 В;
- до четырех восьмиканальных модулей вывода токовых сигналов 4–20 мА;
- четыре канала измерения частоты вращения для работы с преобразователями PNP или NPN типа, внешним реле или сигналами от систем PLC/DCS;
- четыре цифровых выхода.

Пломбирование измерительных контроллеров не предусмотрено. Нанесение знака поверки на измерительные контроллеры не предусмотрено. Серийный (заводской) номер измерительных контроллеров наносится на маркировочную табличку, расположенную на корпусе контроллера, методом печати в виде арабских цифр и латинских букв.

Серийный номер:	XX	XX	XXX
Последние две цифры года выпуска			
Номер недели в году выпуска			
Порядковое обозначение изделия			

Общий вид аппаратуры вибродиагностики и мониторинга машинного оборудования Intellinova Parallel EN представлен на рисунке 1. Общий вид измерительного контроллера INCEN16 представлен на рисунке 2.

Общий вид измерительного контроллера INCEN8 представлен на рисунке 3. Общий вид измерительного контроллера INCEN4 представлен на рисунке 4. Общий вид измерительного контроллера INC40 представлен на рисунке 5.



Рисунок 1—Общий вид системного блока аппаратуры вибродиагностики и мониторинга машинного оборудования Intellinova Parallel EN

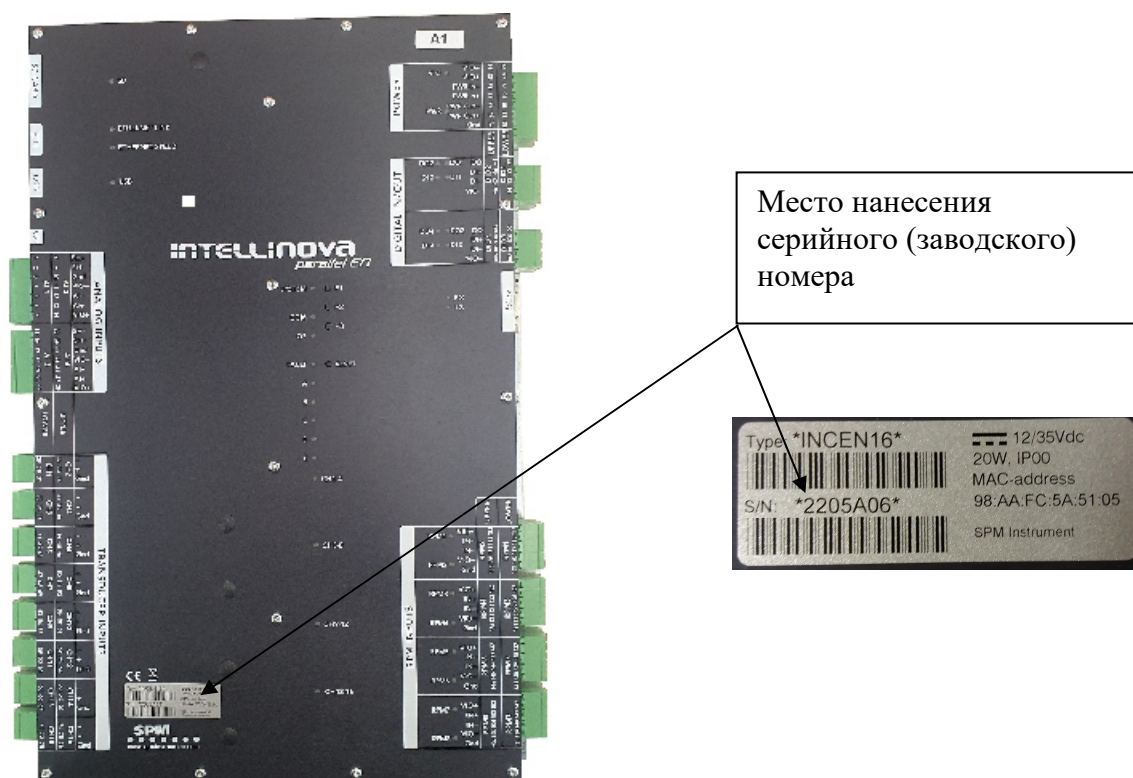


Рисунок 2 – Общий вид измерительного контроллера INCEN16 аппаратуры вибродиагностики и мониторинга машинного оборудования Intellinova Parallel EN с маркировочной табличкой

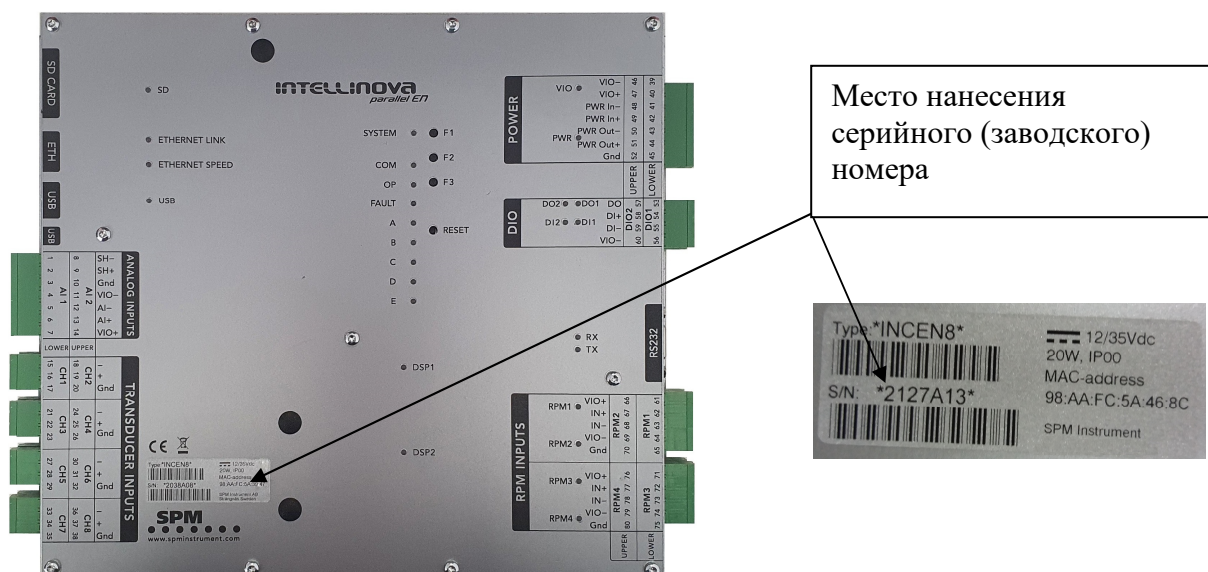


Рисунок 3 – Общий вид измерительного контроллера INCEN8 аппаратуры вибродиагностики и мониторинга машинного оборудования Intellinova Parallel EN с маркировочной табличкой

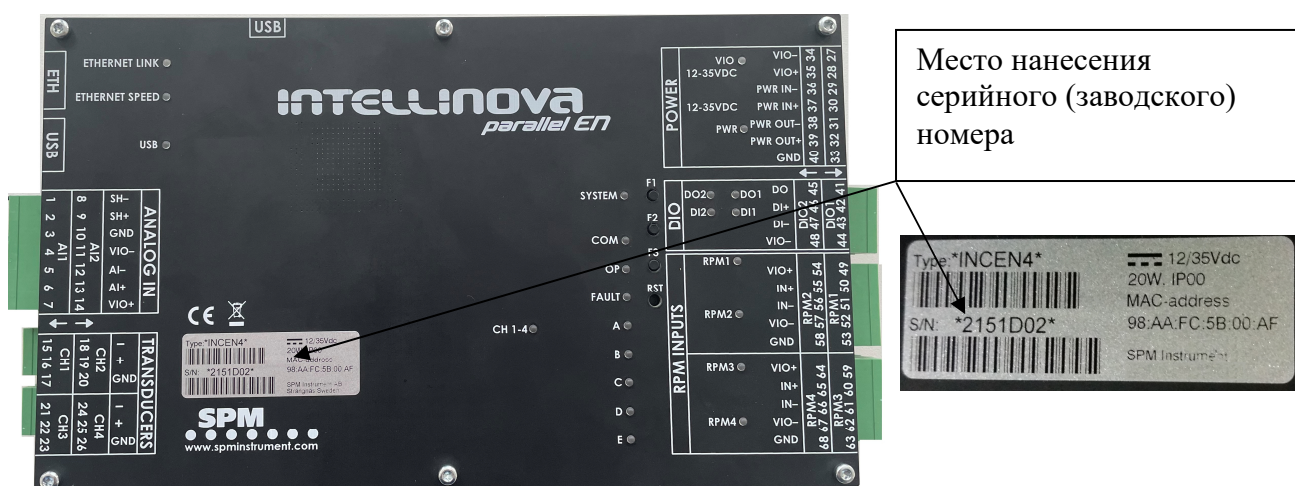


Рисунок 4 – Общий вид измерительного контроллера INCEN4 аппаратуры вибродиагностики и мониторинга машинного оборудования Intellinova Parallel EN с маркировочной табличкой

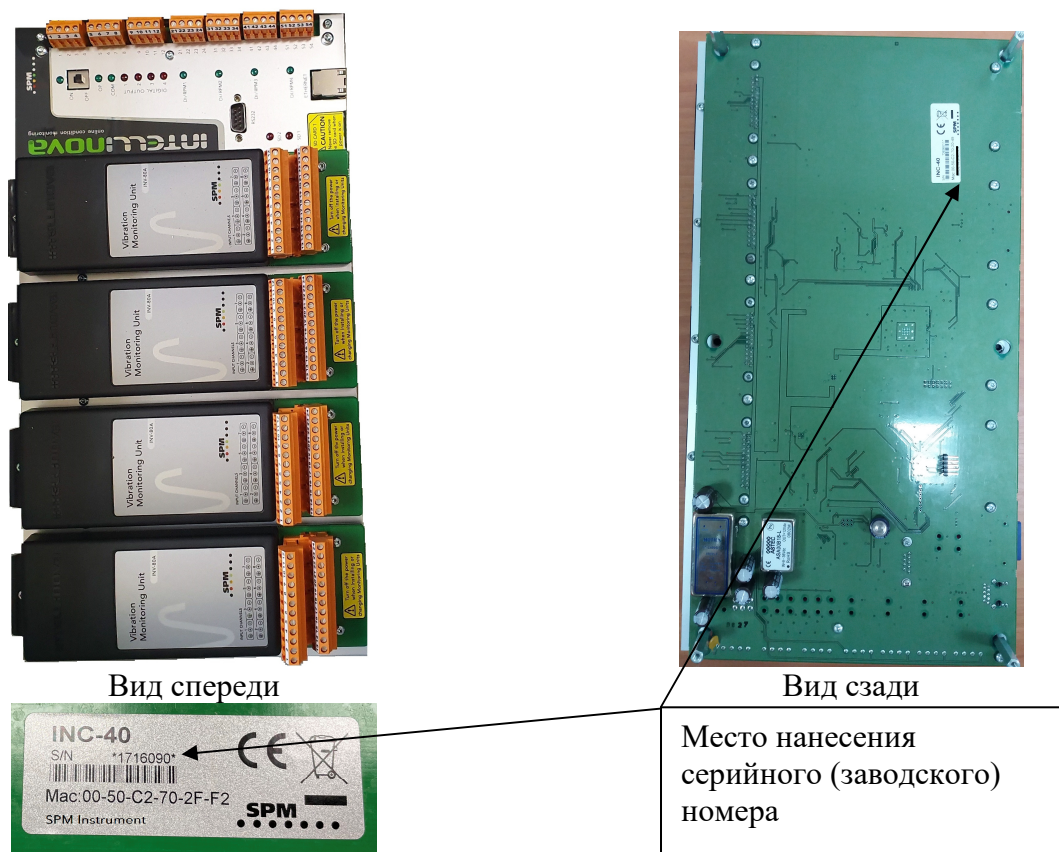


Рисунок 5 – Общий вид измерительного контроллера INC40 аппаратуры вибродиагностики и мониторинга машинного оборудования Intellinova Parallel EN с маркировочной табличкой

Программное обеспечение

Защита ПО от преднамеренного воздействия обеспечивается тем, что пользователь не имеет возможности изменять команды программы, обеспечивающие управление работой аппаратуры и процессом измерений.

Защита ПО от непреднамеренных воздействий обеспечивается функциями резервного копирования.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения для измерительного контроллера INCEN16

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CES
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2019.1.1 (не ниже)
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения для измерительного контроллера INCEN8

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CES
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2020.1.1 (не ниже)
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения для измерительного контроллера INCEN4

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CES
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2022.1.1 (не ниже)
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 4 – Идентификационные данные программного обеспечения для измерительного контроллера INC40

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinX
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2016.4.1 (не ниже)
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5 – Метрологические характеристики измерительных контроллеров INCEN16, INCEN8, INCEN4

Наименование характеристики	Значение
Канал измерения вибрации	
Диапазоны измерений виброускорения при коэффициенте преобразования $K=10 \text{ мВ}/(\text{м}/\text{с}^2)$, $\text{м}/\text{с}^2$: амплитудное значение СКЗ	от 0,1 до 300 от 0,07 до 212
Диапазон рабочих частот при измерении виброускорения, Гц	от 0,1 до 20000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений виброускорения на базовой частоте 80 Гц в диапазоне рабочих температур, %	$\pm 1,5$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений виброускорения в диапазоне рабочих частот в диапазоне рабочих температур, %	± 10
Канал измерения частоты вращения	
Диапазон измерений частоты вращения, Гц	от 0,1 до 4000

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений частоты вращения в диапазоне рабочих температур, %	$\pm 0,5$
Канал измерения ускорения (импульса) при ударном движении	
Диапазоны измерений пиковых значений ускорений (импульсов) при ударном движении (в зависимости от типа подключаемого датчика), м/с^2 (дБsv)	от 0,04 до 562 (от -9 до 75) от 0,04 до 5621 (от -9 до 95)
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений пиковых значений ускорений (импульсов) при ударном движении в диапазоне рабочих температур, м/с^2 (дБsv)	$\pm 0,14$ (± 3)
Каналы общего назначения (канал входных аналоговых сигналов)	
Диапазон входной силы постоянного тока, мА	от 0 до 20
Диапазон входного напряжения постоянного тока, В	от 0 до 10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений силы постоянного тока в диапазоне рабочих температур, мА	$\pm (0,1 + 0,01 \cdot I)$, где: I - измеренное значение силы тока
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений напряжения постоянного тока в диапазоне рабочих температур, В	$\pm (0,01 + 0,01 \cdot V)$, где: V - измеренное значение напряжения

Таблица 6 – Метрологические характеристики измерительного контроллера INC40

Наименование характеристики	Значение
Модуль измерения вибрации	
Диапазоны измерений виброускорения (при $K=10 \text{ м/с}^2$), м/с^2 : амплитудное значение СКЗ	от 0,1 до 300 от 0,07 до 212
Нижние пределы диапазонов рабочих частот при измерении виброускорения, Гц	0,5; 2; 10; 100
Верхние пределы диапазонов рабочих частот при измерении виброускорения, Гц	100; 200; 500; 1000; 2000; 5000; 10000; 20000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений виброускорения на базовой частоте 80 Гц в диапазоне рабочих температур, %	$\pm 1,5$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений виброускорения в диапазонах рабочих частот в диапазоне рабочих температур, %	± 10

Продолжение таблицы 6

Наименование характеристики	Значение
Модуль измерения ускорения (импульса) при ударном движении	
Диапазон измерений пиковых значений ускорений (импульсов) при ударном движении, м/с^2 (дБ _{sv})	от 0,04 до 8912 (от -9 до 99)
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений пиковых значений ускорений (импульсов) при ударном движении в диапазоне рабочих температур, м/с^2 (дБ _{sv})	$\pm 0,14 (\pm 3)$
Модуль измерения частоты вращения	
Диапазон измерений частоты вращения, Гц	от 0,08 до 2000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений частоты вращения в диапазоне рабочих температур, %	$\pm 0,5$
Модуль общего назначения (входных аналоговых сигналов)	
Диапазон входной силы постоянного тока, мА	от 0 до 20
Диапазон входного напряжения постоянного тока, В	от 0 до 10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений силы постоянного тока в диапазоне рабочих температур, мА	$\pm (0,1 + 0,01 \cdot I)$, где: I - измеренное значение силы тока
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений напряжения постоянного тока в диапазоне рабочих температур, В	$\pm (0,01 + 0,01 \cdot V)$, где: V - измеренное значение напряжения

Таблица 7 - Основные технические характеристики измерительных контроллеров

Наименование характеристики	Значение			
	INC40	INCEN4	INCEN8	INCEN16
Верхний предел диапазона частот канала измерения вибрации, Гц	40000			
Верхний предел амплитуды диапазона канала измерения вибрации, м/с^2	600			
Рабочая область значений температуры окружающей среды, °C	от 0 до +60			
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В	от 18 до 36	от 12 до 35		

Продолжение таблицы 7

Наименование характеристики	Значение			
	INC40	INCEN4	INCEN8	INCEN16
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более	390×207×40	156×268×43	230×288×43	400×288×43
Масса, кг, не более	0,75 (без модулей)	1,5	2,8	3
модули	0,2			

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации методом печати или наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Аппаратура вибродиагностики и мониторинга машинного оборудования	Intellinova Parallel EN	1 компл.
Внешнее ПО на цифровом носителе		1 шт. (для INC40)
Руководство по эксплуатации	TD71820	1 экз.
Паспорт	ПС 271/ПС 543/ ПС 565/ПС 653	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Аппаратура вибродиагностики и мониторинга машинного оборудования Intellinova Parallel EN. Руководство по эксплуатации. ИНТЕЛЛИНОВА TD71820» раздел 1 «Описание и работа».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2772 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения»;

Технические условия ТУ 4277-002-23069313-2017.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «СПМ Инструмент»
(ООО «СПМ Инструмент»).

ИНН 7841484899

Адрес: 196084, г. Санкт-Петербург, ул. Новорощинская, д. 4, литер А,
пом. 1-Н, № 616

Телефон: +7 (812) 622-01-04

www.spminstrument.ru

info@spminstrument.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, 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.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 922. Резервная схема учета

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 922. Резервная схема учета (далее по тексту – РСУ) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти при проведении операций при сдаче нефти в резервуарный парк для последующей ее транспортировки на площадку береговых сооружений и погрузке в морские танкеры.

Описание средства измерений

Принцип действия РСУ основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводам, с помощью преобразователей расхода жидкости, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователей поступают на соответствующие входы измерительного контроллера, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

РСУ, заводской номер № 2012-02, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления (см. рисунок 1). Монтаж и наладка РСУ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на РСУ и эксплуатационными документами на ее компоненты.



Рисунок 1 – Общий вид РСУ

В состав РСУ входят следующие средства измерений:

- преобразователи расхода ультразвуковые «Daniel» модели 3804 (далее по тексту - УЗР), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – регистрационный номер) 38665-08;
- датчики температуры 644, 3144Р, регистрационный номер 39539-08 (датчики температуры 644);
- преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р, регистрационный номер 56381-14 (преобразователи измерительные Rosemount 3144Р);
- преобразователи измерительные 644, 3144Р, регистрационный номер 14683-09 (преобразователи измерительные 3144Р);
- термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065, регистрационный номер 53211-13;
- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный номер 14061-10;
- контроллеры измерительные FloBoss (модели S600, S600+) (далее по тексту – ИБК), регистрационный номер 38623-11 (контроллер измерительный FloBoss модели S600+);
- контроллеры программируемые SIMATIC S7-400, регистрационный номер 15773-11;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные типа ТЛ-4, регистрационный номер 303-91;
- манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры, тягонапорометры, дифманометры показывающие МПю и МП, сигнализирующие ЭкМю и ЭкМ, регистрационный номер 47452-11 (манометры показывающие МПю).

РСУ установлена последовательно с системой измерений количества и показателей качества нефти № 922 ООО «Транснефть – Порт Козьмино» (далее по тексту – основная схема учета), в связи с чем предусмотрена возможность измерений массы брутто нефти с применением результатов измерений плотности нефти преобразователем плотности, установленным в блоке измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК) основной схемы учета.

В составе БИК основной схемы учета применены средства измерений утвержденных типов:

- преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835,7845,7846,7847) (далее по тексту – преобразователи плотности), регистрационный номер 15644-06 (мод. 7835);
- преобразователи плотности жидкости «ТН-Плотномер-25-6,3», регистрационный номер 77871-20;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные моделей 7825, 7826, 7827, 7828, 7829 (далее по тексту – преобразователи вязкости), регистрационный номер 15642-06 (мод. 7829);
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее по тексту – влагомеры), регистрационный номер 14557-05, 14557-10;
- расходомеры UFM 3030, регистрационный номер 32562-09;
- расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 3030-300, UFM 500-030, UFM 500-300, регистрационный номер 48218-11 (расходомеры ультразвуковые UFM 3030);
- датчики температуры 644, 3144Р, регистрационный номер 39539-08 (датчики температуры 3144Р);
- преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р, регистрационный номер 56381-14 (преобразователи измерительные Rosemount 3144Р);
- преобразователи измерительные 644, 3144Р, регистрационный номер 14683-09 (преобразователи измерительные 3144Р);
- термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065, регистрационный номер 53211-13;
- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный номер 14061-10;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные типа ТЛ-4, регистрационный номер 303-91;

- манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры, тягонапорометры, дифманометры показывающие МПю и МП, сигнализирующие ЭкМю и ЭкМ, регистрационный номер 47452-11 (манометры показывающие МПю).

PCY обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;

- автоматизированное вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды в блоке измерений показателей качества нефти с применением влагомеров;

- измерения давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;

- автоматические измерения показателей качества нефти;

- проведение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) УЗР с применением установки поверочной трубопоршневой двунаправленной (далее по тексту – ТПУ), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 20054-06 и турбинных преобразователей расхода, входящих в состав основной схемы учета или передвижной ТПУ 1-го разряда;

- проведение КМХ преобразователей плотности, влагомеров, преобразователей вязкости на месте эксплуатации без прекращения учетных операций;

- автоматический и ручной отбор проб;

- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами;

- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Пломбирование PCY не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) PCY (ИБК, автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора системы на базе ПО «Система измерения количества нефти и нефтепродуктов и их параметров Metering-AT») обеспечивает реализацию функций PCY. Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО АРМ оператора Metering-AT	ПО ИБК
Идентификационное наименование ПО	MeteringAT.dll	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.2.5.0	06.09e/09e
Цифровой идентификатор ПО	2c965f74cac3ced8b8c2a8cbf4569c5a	0259
Алгоритм вычислений цифрового идентификатора	MD5	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики РСУ

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода через РСУ*, м³/ч	от 1083,7 до 6157
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
*Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки РСУ и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики РСУ

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	1 рабочая
Давление нефти, МПа: – рабочее – максимально допускаемое	2,07 4,0
Температура нефти, °С: – минимальная – максимальная	-8* +40
Плотность нефти при температуре +20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м³	от 830 до 900
Вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм²/с	от 5 до 60
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³, не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы РСУ	периодический, автоматизированный
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38, 220±22, 50±1
Условия эксплуатации: – температура наружного воздуха, °С – температура воздуха в БИК основной схемы учета, °С, не ниже	от -50 до +50 +5
*В БИК основной схемы учета обеспечивается возможность подогрева нефти до положительных значений температуры.	

Знак утверждения типа наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 922 ПСП «Находка» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность РСУ приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность РСУ

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 922. Резервная схема учета	—	1 шт.
Комплект эксплуатационных документов	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений резервной схемой учета системы измерений количества и показателей качества нефти № 922 ООО «Транснефть – Порт Козьмино», свидетельство об аттестации № 281-RA.RU.312546-2022, аттестат аккредитации № RA.RU.312546.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 922. Резервная схема учета

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

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Аргоси» (ЗАО «Аргоси»)

ИНН 7719606403

Юридический адрес: 301087, Тульская обл., Чернский р-н, пос. Воропаевский

Почтовый адрес: 115054, г. Москва, Стремянный переулок, д. 38

Телефон: +7 (495) 544-11-35

Факс: +7 (495) 544-11-36

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (843) 272-70-62

Факс: +7 (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

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

в части вносимых изменений

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

ИНН 7723107453

Адрес: 123112, Москва, Пресненская набережная, д. 4, стр. 2

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

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

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

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

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и базы данных (сервер) с программным обеспечением (ПО) «ТЕЛЕСКОП+», радиосервер точного времени, автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы сервера, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

АИИС КУЭ АО «РН-Няганьнефтегаз» позволяет осуществлять импорт результатов измерений со сторонних (внешних) АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, при этом результаты измерений представлены в виде макетов xml (регламентированы Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

Один раз в сутки (или по запросу в ручном режиме) сервер автоматически формирует файл отчёта с результатами измерений в формате xml и передаёт их организациям в рамках согласованного регламента.

Передача информации от сервера осуществляется по локальной сети на АРМ АО «РН-Няганьнефтегаз». Передача информации от АРМ АО «РН-Няганьнефтегаз» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергетики (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, синхронизирующий часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение показаний часов сервера с РСТВ-01-01 осуществляется непрерывно, корректировка часов сервера производится при расхождении на величину не более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера на величину более ± 3 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «ТЕЛЕСКОП+» не ниже 4.04. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «ТЕЛЕСКОП+». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «ТЕЛЕСКОП+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Server_Telescope_GUI.exe	ASCUE.EXE
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 4.04.	
Цифровой идентификатор ПО	81e7ebdb273ea1c4d0bb033276a182ce	7728589285ba26e1c033865e0090fc80
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	Устройство синхронизации времени			Границы допускаемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110/35/6 кВ «Ем-Еговская», ОРУ-35 кВ, 2 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ Куст-14	ТВГ- УЭТМ®-35 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег.№ 52619-13	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег.№ 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-12	РСТВ-01-01 рег.№ 67958-17	DEPO Super Server (Storm 1450 D1)	Активная	0,6	1,5
							Реактивная	1,1	2,5
2	ПС 110/35/6 кВ «Ем-Еговская», ОРУ-35 кВ, 2 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ КНС-2-2	ТВГ- УЭТМ®-35 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег.№ 52619-13	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег.№ 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-12			Активная	0,6	1,5
							Реактивная	1,1	2,5
3	ПС 110/35/6 кВ «Ем-Еговская», ОРУ-35 кВ, 1 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ КНС-2-1	ТВГ- УЭТМ®-35 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег.№ 52619-13	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег.№ 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-12			Активная	0,6	1,5
							Реактивная	1,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ПС 110/35/6 кВ «Ем-Еговская» ЗРУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, Ввод 6 кВ тр-ра 1Т	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег.№ 2473-69	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04	РСТВ-01-01 рег.№ 67958-17	DEPO Super Server (Storm 1450 D1)	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,6
5	ПС 110/35/6 кВ «Ем-Еговская» ЗРУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, Ввод 6 кВ тр-ра 2Т	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег.№ 1856-63	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег.№ 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,6
6	ПС 110/35/6 кВ «Ем-Еговская» 1 сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ тр- ра 1ТСН	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 150/5 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04			Активная	0,4	1,4
							Реактивная	0,9	2,9
7	ПС 110/35/6 кВ «Ем-Еговская» 2 сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ тр- ра 2ТСН	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 150/5 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04	РСТВ-01-01 рег.№ 67958-17	DEPO Super Server (Storm 1450 D1)	Активная	0,4	1,4
							Реактивная	0,9	2,9
8	ПС 110/35/6 кВ «Ендырская» ЗРУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, Ввод 6 кВ тр-ра 1Т	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег.№ 1856-63	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег.№ 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	РСТВ-01-01 рег.№ 67958-17	DEPO Super Server (Storm 1450 D1)	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	ПС 110/35/6 кВ «Ендырская» ЗРУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, Ввод 6 кВ тр-ра 2Т	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег.№ 1856-63	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег.№ 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	РСТВ-01-01 рег.№ 67958-17	DEPO Super Server (Storm 1450 D1)	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,6
10	ПС 110/35/6 кВ «Ендырская» 1 сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ тр-ра 1ТСН	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 150/5 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04			Активная	0,4	1,4
							Реактивная	0,9	2,9
11	ПС 110/35/6 кВ «Ендырская» 2 сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ тр-ра 2ТСН	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 150/5 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04			Активная	0,4	1,4
							Реактивная	0,9	2,9
12	ПС 110/35/6 кВ «КНС-27», ОРУ- 35 кВ, 1 сш 35 кВ, ВЛ- 35 кВ ДНС-28-1	ТФЗМ35А- ХЛ1 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 8555-81	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-12			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	ПС 110/35/6 кВ «КНС-27», ОРУ- 35 кВ, 2 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ ДНС-28-2	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 8555-81	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000√3/100√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-12	РСТВ-01-01 рег.№ 67958-17	DEPO Super Server (Storm 1450 D1)	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
14	ПС 110/35/6 кВ «Каменная», ОРУ- 110 кВ, 1 сш 110 кВ, Ввод 110 кВ отпайки ВЛ-110 кВ	ТГФМ-110 Кл.т. 0.2S 600/5 Рег.№ 52261-12	СРА 123 Кл.т. 0,2 110000 √3 /100 √3 Рег. № 15852-96	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04			Активная Реактивная	0,6 1,1	1,5 2,9
15	ПС 110/35/6 кВ «Каменная», ОРУ- 110 кВ, 2 сш 110 кВ, Ввод 110 кВ отпайки ВЛ-110 кВ	ТГФМ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег.№ 52261-12	СРА 123 Кл.т. 0,2 110000 √3 /100 √3 Рег. № 15852-96	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04			Активная Реактивная	0,6 1,1	1,5 2,9
16	ПС 110/35/6 кВ «КНС-5», ОРУ- 35 кВ, 1 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ ДНС-23-1	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 400/5 рег.№51623-12	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 рег.№ 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-12			Активная Реактивная	0,8 1,6	1,6 2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	ПС 110/35/6 кВ «КНС-5», ОРУ- 35 кВ, 2 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ ДНС-23- 2	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 400/5 рег.№ 51623-12	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег.№ 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-12	РСТВ-01-01 рег.№ 67958- 17	DEPO Super Server (Storm 1450 D1)	Активная	0,8	1,6
							Реактивная	1,6	2,6
18	ПС 110/35/6 кВ «КНС-5», ОРУ- 35 кВ, 1 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ ДНС-17- 1	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 400/5 рег.№ 51623-12	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег.№ 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-12			Активная	0,8	1,6
							Реактивная	1,6	2,6
19	ПС 110/35/6 кВ «КНС-5», ОРУ- 35 кВ, 2 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ ДНС-17- 2	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 400/5 рег.№ 51623-12	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег.№ 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-12			Активная	0,8	1,6
							Реактивная	1,6	2,6
20	ПС 220/110/35/ 6 кВ «Крас- ноленинская» ЗРУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, Ввод 6 кВ тр-ра 1Т	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег.№ 6811-78	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,25/0,5 рег.№ 27524-04			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21	ПС 220/110/35/ 6 кВ «Крас- ноленинская» ЗРУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, Ввод 6 кВ тр-ра 2Т	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег.№ 6811-78	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 рег.№ 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04	РСТВ-01-01 рег.№ 67958- 17	DEPO Super Server (Storm 1450 D1)	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,6
22	ПС 220/110/35/ 6 кВ «Крас- ноленинская» 1 сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ тр-ра 1ТСН	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 150/5 рег.№ 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04			Активная	0,4	1,4
							Реактивная	0,9	2,9
23	ПС 220/110/35/ 6 кВ «Крас- ноленинская» 2 сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ тр-ра 2ТСН	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 150/5 рег.№ 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04			Активная	0,4	1,4
							Реактивная	0,9	2,9
24	ПС 110/35/6 кВ «Скважина», ОРУ-35 кВ, 1 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ Красноле- нинская-1	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег.№ 8555-81	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/ $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Рег.№ 912-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-12			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
25	ПС 110/35/6 кВ «Скважина», ОРУ-35 кВ, 2 сш 35 кВ. ВЛ-35 кВ Красноле- нинская-2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег.№ 8555-81	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Рег.№ 912-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-12			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
26	ПС 110/35/6 кВ «Скважина», ОРУ-35 кВ, 1 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ ДНС-12-1	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег.№ 8555-81	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000√3/100√3 Рег.№ 912-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т.0,2S/0,5 рег.№ 36697-12	РСТВ-01-01 рег.№ 67958- 17	DEPO Super Server (Storm 1450 D1)	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
27	ПС 110/35/6 кВ «Скважина», ОРУ-35 кВ, 2 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ ДНС-12-2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег.№ 8555-81	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000√3/100√3 Рег.№ 912-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-12			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
28	ПС 110/35/6 кВ «Хугор», ОРУ- 35 кВ, 1 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ Куст-1	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег.№ 8555-81	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег.№ 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-12			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
29	ПС 110/35/6 кВ «Хугор», ОРУ- 35 кВ, 2 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ Куст-2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег.№ 8555-81	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег.№ 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-12			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
30	ПС 110/35/6 кВ «Хугор», ОРУ- 35 кВ, 1 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ КНС-1	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег.№ 8555-81	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег.№ 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-12			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
31	ПС 110/35/6 кВ «Хугор», ОРУ- 35 кВ, 2 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ КНС-2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег.№ 8555-81	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег.№ 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08	РСТВ-01-01 рег.№ 67958- 17	DEPO Super Server (Storm 1450 D1)	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
32	ПС 110/35/6 кВ «Хугор» ЗРУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, Ввод 6 кВ тр- ра 1Т	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег.№ 7069-02	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т.0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04			Активная	1,0	2,9
							Реактивная	2,0	4,5
33	ПС 110/35/6 кВ «Хугор» ЗРУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, Ввод 6 кВ тр- ра 2Т	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег.№ 7069-02	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т.0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04			Активная	1,0	2,9
							Реактивная	2,0	4,5
34	ПС 110/35/6 кВ «Хугор» 1 сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ тр-ра 1ТСН	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 150/5 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04			Активная	0,4	1,4
							Реактивная	0,9	2,9
35	ПС 110/35/6 кВ «Хугор» 2 сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ тр-ра 2ТСН	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 150/5 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04			Активная	0,4	1,4
							Реактивная	0,9	2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
36	ПС 110/35/6 кВ «ЦПС- Южный», ОРУ-35 кВ, 1 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ КНС-24-1	ТВГ- УЭТМ®-35 Кл.т. 0.2S 600/5 Рег.№ 52619-13	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег.№ 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	РСТВ-01-01 рег.№ 67958-17	DEPO Super Server (Storm 1450 D1)	Активная	0,6	1,5
							Реактивная	1,1	2,5
37	ПС 110/35/6 кВ «ЦПС- Южный», ОРУ-35 кВ, 2 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ КНС- 24-2	ТВГ- УЭТМ®-35 Кл.т. 0.2S 600/5 Рег.№ 52619-13	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег.№ 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№36697-12			Активная	0,6	1,5
							Реактивная	1,1	2,5
38	ПС 110/35/6 кВ «ЦПС- Южный» ЗРУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, Ввод 6 кВ тр-ра 1Т	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег.№ 7069-02	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т.0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,6
39	ПС 110/35/6 кВ «ЦПС- Южный» ЗРУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, Ввод 6 кВ тр-ра 2Т	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег.№ 7069-02	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,6
40	ПС 110/35/6 кВ «ЦПС- Южный» 1 сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ тр-ра 1ТСН	ТШП-0,66 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег.№ 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-08			Активная	0,4	1,2
							Реактивная	0,9	2,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
41	ПС 110/35/6 кВ «ЦПС- Южный» 2 сш 0,4 кВ. Ввод 0,4 кВ тр-ра 2ТСН	ТШП-0,66 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег.№ 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-08	РСТВ-01-01 рег.№ 67958-17	DEPO Super Server (Storm 1450 D1)	Активная Реактивная	0,4 0,9	1,2 2,3
42	ПС 110/35/6 кВ «ДНС- 32», ОРУ- 110 кВ, 1 сш 110 кВ, Ввод 110 кВ отпайки ВЛ-110 кВ	ТГФМ-110 П* Кл.т. 0,2S 600/5 Рег.№ 36672-08	СРВ 123 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег.№ 15853-06	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т.0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04			Активная Реактивная	0,9 1,5	1,6 3,0
43	ПС 110/35/6 кВ «ДНС- 32», ОРУ- 110 кВ, 2 сш 110 кВ, Ввод 110 кВ отпайки ВЛ-110 кВ	ТГФМ-110 П* Кл.т. 0,2S 600/5 Рег.№ 36672-08	СРВ 123 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег.№ 15853-06	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04			Активная Реактивная	0,9 1,5	1,6 3,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
44	ПС 110/35/6кВ ДНС-32, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35кВ ДНС-32-1	ТВЭ-35 УХЛ2 Кл.т. 0,5 600/5 Рег.№ 13158-04 ТВЭ-35 УХЛ2 Кл.т. 0,5 600/5 Рег.№ 13158-04	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег.№ 60002-15	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04	РСТВ-01-01 рег.№ 67958-17	DEPO Super Server (Storm 1450 D1)	Активная	0,9	2,8
							Реактивная	2,2	5,1
45	ПС 110/35/6кВ ДНС-32, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35кВ ДНС-32-2	ТВЭ-35 УХЛ2 Кл.т. 0,5 600/5 Рег.№ 13158-04 ТВЭ-35 УХЛ2 Кл.т. 0,5 600/5 Рег.№ 13158-04	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег.№ 60002-15	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04			Активная	0,9	2,8
							Реактивная	2,2	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
46	ПС 35/6кВ К-203, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35кВ Красноленинская-1	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5S 200/5 рег. № 51623-12	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег.№ 19813-09	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	РСТВ-01-01 рег.№ 67958-17	DEPO Super Server (Storm 1450 D1)	Активная	0,9	2,5
							Реактивная	2,2	6,1
47	ПС 35/6кВ К-203, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35кВ Красноленинская-2	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5S 200/5 рег. № 51623-12	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег.№ 19813-09	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04			Активная	0,9	2,5
							Реактивная	2,2	6,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ± 5 с.									

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
 - 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
 - 3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 1-3, 6, 7, 10, 11, 14-19, 22, 23, 34-37, 40-43, 46, 47 указана для тока 2 % от I_{ном}, для остальных ИК – для тока 5 % от I_{ном}; cosφ = 0,8инд.
- Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена радиосервера точного времени на аналогичный утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	47
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-3, 6, 7, 10, 11, 14-19, 22, 23, 34-37, 40-43, 46, 47 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1(2) до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-3, 6, 7, 10, 11, 14-19, 22, 23, 34-37, 40-43, 46, 47 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +15 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 140000 2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27524-04): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2
для РСТВ-01-01: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	55000 2 120000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

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

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-УЭТМ®-35	15
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	6
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	24
Трансформаторы тока	ТФЗМ35А-ХЛ1	20
Трансформаторы тока	ТГФМ-110	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35	18
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	8
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	6
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 II*	6
Трансформаторы тока	ТВЭ-35УХЛ2	12
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35	8
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	4
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	12
Трансформаторы напряжения	СПА 123	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	СПВ 123	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	21
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	26
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1
Сервер	DEPO Super Server (Storm 1450 D1)	1
Паспорт-формуляр	ЦПА.424340.2019АС001-НЯГ.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «РН-Няганьнефтегаз», аттестованной ФГБУ «ВНИИМС», регистрационный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311787.

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

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

Закрытое акционерное общество «Центр промышленной автоматизации» (ЗАО «ЦПА»)
ИНН 5040099482
Адрес: 107023, г. Москва, ул. Электrozаводская, д. 21, корп. 41, оф. 28
Юридический адрес: 107023, г. Москва, ул. Электrozаводская, д. 21, корп. 41
Телефон: (499) 286-26-10
Web-сайт: цпа.рф
E-mail: secr@pa-center.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха,
ул. Ново-Никольская, д. 57, оф. 19
Телефон: (495) 380-37-61
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

В части вносимых изменений:

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «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.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Красноярскэнергосбыт»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Красноярскэнергосбыт» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии потребленной за установленные интервалы времени в точках поставки зарегистрированных за ПАО «Красноярскэнергосбыт» на оптовом рынке электроэнергии и мощности, сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

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

2-й уровень информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер ИВК, сервер баз данных БД, устройство синхронизации времени УСВ-2, автоматизированные рабочие места (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида-2000».

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

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

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Далее данные со счетчиков с помощью каналообразующей аппаратуры передаются на уровень ИВК. Каналообразующая аппаратура состоит из GSM модемов с поддержкой передачи данных по CSD и GPRS каналам местных операторов GSM-сети и сети Интернет.

На верхнем уровне системы выполняется сбор данных со счетчиков электроэнергии и дальнейшая обработка измерительной информации, в частности:

- вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН;
- хранение поступающей информации и результатов измерений на сервере БД;
- визуальный просмотр результатов измерений из БД, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер ИВК также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности за электронной цифровой подписью в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером ИВК по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации по сигналам точного времени от системы глобального позиционирования GPS используется приемник сигналов точного времени УСВ-2. Время сервера ИВК синхронизировано с временем УСВ-2, синхронизация осуществляется при расхождении показания часов УСВ-2 и сервера ИВК на 1 с. Сервер ИВК осуществляет синхронизацию времени серверу БД и счетчикам. При каждом опросе счетчика происходит сличение времени часов счетчиков с временем часов сервера ИВК, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов сервера ИВК ± 2 с.

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

Заводской номер 1 указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ПАО «Красноярскэнергосбыт».

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или в эксплуатационную документацию.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида-2000». Программное обеспечение имеет защиту от непреднамеренных и преднамеренных изменений, соответствующую уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида-2000»
Наименование программного модуля ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	2678684584
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав ИК

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1		2	3	4	5
1	ПС №39 "Учум" 110/35/10 кВ С-327	ТФЗМ 110Б-IV 100/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 26422-04	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100 Кл.т. 0,2 Рег.№ 24218-03	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	УСВ-2 Рег.№ 41681-09 HP ProLiant DL360Gen6
2	ПС "Красный Хутор", ТП- 715 яч.3	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 30/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 70109-17	НАМИТ-10 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07	Меркурий 234 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 48266-11	
3	ПС "Никитино", ТП-718, Т-73, фидер 0,4 кВ	ТТЭ-А 100/5 Кл.т. 0,5S Рег.№ 67761-17	Не используется	Меркурий 234 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	
4	ПС «Ирбинская вв.1Т 6кВ	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 1423-60	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	
5	ПС «Ирбинская вв.2Т 6кВ	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 1423-60	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	
6	ПС «Ергаки» ВЛ Д-46	TG 245 600/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 15651-06	СРВ 245 220000/100 Кл.т. 0,2 Рег.№ 15853-06	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-06	
7	ПС «Ергаки» ВЛ Д-48	TG 245 600/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 15651-06	СРВ 245 220000/100 Кл.т. 0,2 Рег.№ 15853-06	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 Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
- 2 . Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.
- 3 . Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

I % от I _{НОМ}	cos φ	ИК № 1				ИК № 2				ИК № 3			
		δw _о ^A , %	δw _о ^P , %	δw ^A , %	δw ^P , %	δw _о ^A , %	δw _о ^P , %	δw ^A , %	δw ^P , %	δw _о ^A , %	δw _о ^P , %	δw ^A , %	δw ^P , %
2	0,50									±4,7	±2,6	±5,9	±5,9
2	0,80									±2,6	±4,0	±4,5	±6,7
2	0,87									±2,3	±4,9	±4,3	±7,2
2	1,00									±1,8		±4,0	
5	0,50	±5,4	±2,9	±6,5	±6,1	±5,4	±2,7	±5,9	±4,5	±2,8	±2,0	±4,6	±5,8
5	0,80	±3,0	±4,5	±4,7	±7,0	±2,9	±4,4	±3,8	±5,7	±1,7	±2,7	±4,0	±6,0
5	0,87	±2,6	±5,5	±4,5	±7,7	±2,5	±5,6	±3,5	±6,7	±1,6	±3,1	±4,0	±6,2
5	1,00	±1,8		±2,8		±1,8		±3,1		±1,0		±2,4	
20	0,50	±2,9	±1,7	±4,6	±5,6	±3,0	±1,8	±4,8	±5,0	±2,1	±1,3	±4,1	±5,5
20	0,80	±1,6	±2,4	±3,9	±5,9	±1,7	±2,6	±4,1	±5,3	±1,1	±1,8	±3,8	±5,7
20	0,87	±1,4	±2,9	±3,9	±6,1	±1,5	±3,2	±4,0	±5,6	±1,0	±2,1	±3,8	±5,8
20	1,00	±1,1		±2,4		±1,2		±3,9		±0,8		±2,3	
100,120	0,50	±2,2	±1,4	±4,1	±5,6	±2,2	±1,5	±4,4	±4,9	±2,1	±1,3	±4,1	±5,5
100,120	0,80	±1,2	±1,9	±3,8	±5,7	±1,3	±2,1	±4,0	±5,1	±1,1	±1,8	±3,8	±5,7
100,120	0,87	±1,1	±2,2	±3,8	±5,8	±1,2	±2,5	±4,0	±5,3	±1,0	±2,1	±3,8	±5,8
100,120	1,00	±0,9		±2,3		±1,0		±3,9		±0,8		±2,3	
I % от I _{НОМ}	cos φ	ИК № 4, 5				ИК № 6, 7							
		δw _о ^A , %	δw _о ^P , %	δw ^A , %	δw ^P , %	δw _о ^A , %	δw _о ^P , %	δw ^A , %	δw ^P , %				
2	0,50					±2,0	±1,5	±2,2	±2,9				
2	0,80					±1,3	±2,0	±1,6	±3,1				
2	0,87					±1,2	±2,3	±1,5	±3,3				
2	1,00					±1,1		±1,4					
5	0,50	±5,4	±2,7	±5,9	±4,5	±1,3	±1,3	±1,4	±2,7				
5	0,80	±2,9	±4,4	±3,8	±5,7	±0,9	±1,4	±1,1	±2,8				
5	0,87	±2,5	±5,6	±3,5	±6,7	±0,8	±1,6	±1,1	±2,9				
5	1,00	±1,8		±3,1		±0,8		±1,0					
20	0,50	±3,0	±1,8	±4,8	±5,0	±0,9	±0,8	±1,8	±3,9				
20	0,80	±1,7	±2,6	±4,1	±5,3	±0,6	±1,0	±1,7	±3,9				
20	0,87	±1,5	±3,2	±4,0	±5,6	±0,6	±1,1	±1,7	±3,9				
20	1,00	±1,2		±3,9		±0,5		±1,6					
100,120	0,50	±2,2	±1,5	±4,4	±4,9	±0,9	±0,8	±1,8	±3,9				
100,120	0,80	±1,3	±2,1	±4,0	±5,1	±0,6	±1,0	±1,7	±3,9				
100,120	0,87	±1,2	±2,5	±4,0	±5,3	±0,6	±1,1	±1,7	±3,9				
100,120	1,00	±1,0		±3,9		±0,5		±1,6					
Пределы допускаемых значений поправки часов, входящих в СОЕВ относительно шкалы времени UTC, ± 5 с													

Продолжение таблицы 3

В таблице использованы обозначения: δW_{0A} - доверительные границы допускаемой основной погрешности при измерении активной электрической энергии при вероятности $P=0,95$; δW_{0P} - доверительные границы допускаемой основной погрешности при измерении реактивной электрической энергии при вероятности $P=0,95$; δW_A - доверительные границы допускаемой погрешности при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях при вероятности $P=0,95$; δW_P - доверительные границы допускаемой погрешности при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях при вероятности $P=0,95$.
--

Таблица 4 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	7
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков	от 90 до 110 от -45 до +40 от -45 до +40
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 10 3,5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
- защита информации на программном уровне:
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК;
 - установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра РЭМ.17.4.23.06.ФО «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ПАО «Красноярскэнергосбыт».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип, модификация, обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-IV	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-СВЭЛ-10-2	2
Трансформаторы тока	ТТЭ-А	3
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	4
Трансформаторы тока	TG 245	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения	СРВ 245	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчики	Меркурий 234	2
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счетчики	Альфа А1800	2
ИВК	HP ProLiant DL360Gen6	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
ПО	Пирамида-2000	1
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ПАО «Красноярскэнергосбыт». Формуляр	РЭМ.17.4.23.06.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПАО «Красноярскэнергосбыт», аттестованной ООО «МетроСервис», Уникальный номер записи № RA.RU.311779 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПАО «Красноярскэнергосбыт»

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Красноярскэнергосбыт»
(ПАО «Красноярскэнергосбыт»)
ИНН 2466132221
Адрес: 660017, г. Красноярск, ул. Дубровинского, д. 43
Тел.: +7 (391) 263-99-12

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-т Димитрова, д. 4

Тел.: +7 (383) 210-08-14

Факс: +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.

В части вносимых изменений:

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр» (ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, д. 6а

Телефон: +7 (391) 224-85-62

E-mail: E.E.Servis@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» января 2023 г. № 15

Регистрационный № 79309-20

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Уровнемеры буйковые LTD

Назначение средства измерений

Уровнемеры буйковые LTD (далее – уровнемеры) предназначены для измерений уровня и уровня раздела сред жидкостей и преобразования измеренных значений в унифицированный токовый и цифровой выходные сигналы.

Описание средства измерений

Принцип действия уровнемеров основан на законе Архимеда, согласно которому на погруженный в измеряемую жидкость буюк, действует выталкивающая сила.

При изменении уровня жидкости изменяется степень погружения буйка уровнемера, что приводит к изменению его веса. Изменение веса буйка через рычаг передается на торсионную трубку. Поворотное движение торсионной трубки передается через датчик магнитного поля (либо через тензорезистивный чувствительный механизм) на цифровой контроллер, который преобразует угол поворота в электрический сигнал. Электрический сигнал обрабатывается микропроцессорным электронным блоком и преобразуется в цифровое значение уровня, которое выводится на показывающее устройство электронного блока уровнемера и передается по HART протоколу. Значение уровня также преобразуется в токовый выходной сигнал (4-20 мА).

Уровнемеры состоят из электронного блока и буйка, которые соединены между собой с помощью металлической подвески.

Электронный блок включает в себя:

- рычаг, торсионная трубка и магнитная (либо тензорезистивная) система;
- микроконтроллер с электронным преобразователем;
- жидкокристаллический дисплей, отображающий измеренные величины. Снизу дисплея имеются кнопки, позволяющей проводить настройку и диагностику уровнемеров;
- разъемы для передачи цифрового сигнала по протоколу HART и стандартного выходного сигнала постоянного тока (4-20 мА).

Буйки конструктивно представляют собой запаянный металлический цилиндр.

Уровнемеры выпускаются в двух модификациях, которые отличаются видом взрывозащиты; с видом взрывозащиты "искробезопасная электрическая цепь "ia" и с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» (d).

Общий вид уровнемеров представлен на рисунке 1.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение мест для знака поверки и знака утверждения типа представлены на рисунке 2.

Информация об исполнении указывается в структуре условного обозначения уровнемера.

Структура условного обозначения (схема составления условного обозначения) уровнемера при заказе:

Уровнемер буйковый LTD – 1 – A – 2 – IC – H – L – 1000 – 0,5 – F – W – M
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

1. Измеряемый параметр
2. Вид монтажа
3. Номинальное давление
4. Вид взрывозащиты
5. Материал
6. Температура измеряемой среды
7. Диапазон измерений (для границы раздела жидкостей указывать через дробь)
8. Погрешность
9. Наличие камеры и вид подсоединения обогрева (без обозначения, не поставляется)
10. Направление установки контроллера (без обозначения, для установки справа)
11. Тип чувствительного элемента

Условное обозначение и заводской номер уровнемера наносятся на информационную табличку, размещенную на корпусе уровнемера, в цифровом формате, способом лазерной или ударно-точечной маркировки.

№	Код			Значение кода
1	1			Измерение уровня жидкости
	2			Измерение границы раздела жидкостей
2	A			Монтаж сверху и сбоку
	B			Монтаж сбоку и сбоку
	C			Монтаж сверху и снизу
	D			Монтаж сбоку и снизу
	E			Монтаж сверху
	F			Монтаж сбоку
	S			Монтаж сверху и снизу
3	1			Номинальное давление $\leq 2,5$ МПа
	2			Номинальное давление $\leq 4,0$ МПа
	3			Номинальное давление $\leq 6,3$ МПа
	4			Номинальное давление $\leq 10,0$ МПа
	5			Номинальное давление $\leq 16,0$ МПа
	6			Номинальное давление $\leq 26,0$ МПа
	7			Номинальное давление $\leq 42,0$ МПа
4	IC			0ExiaIICT5 X
	IA			0ExiaIICT6 X
	D			1ExdIICT5 X
	D			1ExdIICT6 X
5	T			Материал измерительной камеры:
	H			Материал измерительной камеры:
	N			Материал измерительной камеры:
6	L			Средняя температура: $-70\text{ }^{\circ}\text{C} \leq T < 200\text{ }^{\circ}\text{C}$
	D			Средняя температура: $-30\text{ }^{\circ}\text{C} \leq T < +100\text{ }^{\circ}\text{C}$
	G			Средняя температура: $T \leq +400^{\circ}\text{C}$
7	Диапазон			В соответствии с заказом в мм.
8	Погрешность			0.2; 0.5 или 1
9			F	Камера с обогревом: фланцевое соединение:
			Z	Камера с обогревом, резьбовое соединение:
10			W	Контроллер уровнемера устанавливается
11			M	Датчик магнитного поля
			T	Тензорезистивный датчик



а)



б)



в)

Рисунок 1 – Общий вид уровнемеров буйковых LTD

а) – внешний вид уровнемеров, б) – жидкокристаллический дисплей уровнемеров, в) – буюк



Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение мест для нанесения знака поверки и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Уровнемеры содержат встроенное программное обеспечение (ПО) и энергонезависимую память для хранения данных заводских настроек. ПО уровнемеров используется для установки рабочего диапазона измерения, передачи записи данных измерения, самодиагностики.

Метрологические характеристики уровнемеров нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

Для защиты от несанкционированного доступа к настройкам уровнемеров предусмотрена защита паролем.

Уровнемер обеспечивает идентификацию встроенного ПО посредством индикации номера версии и идентификационного наименования ПО на экране подключенного к нему компьютера.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	DLT9010
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1
Цифровой идентификатор ПО	0XDD24A309
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Верхние пределы измерений уровня и уровня раздела сред жидкостей, мм	от 250 до 6000
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений уровня и уровня границы раздела двух сред γ , выраженной по отношению к диапазону измерений, %	$\pm 0,2; \pm 0,5; \pm 1,0$
Пределы допускаемой вариации показаний v не превышают абсолютного значения предела допускаемой основной приведенной погрешности $ \gamma $, %	0,2; 0,5; 1,0
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности преобразования значения уровня в стандартный токовый выходной сигнал, %	$\pm 0,2$
Зона нечувствительности, в процентном отношении к диапазону измерений, %	$\pm 0,05$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений уровня и уровня границы раздела двух сред, выраженной по отношению к диапазону измерений, %: а) при отклонении температуры окружающего воздуха от нормальных условий измерений, на каждые 10 °С: б) при отклонении температуры измеряемой среды от нормальных условий измерений, на каждые Δt °С	$\pm 0,7$ $\frac{-h_{изм} \beta_{ж} \Delta t}{h_{max}} \times 100\% *$
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - температура измеряемой среды, °С	от +15 до +25 от +15 до +25
* $h_{изм}$ – измеренное значение уровня по показаниям уровнемера, мм; h_{max} – верхний предел измерений уровня, мм; $\beta_{ж}$ – коэффициент объемного расширения жидкости, °С⁻¹; Δt – значение отклонения температуры от нормальных условий измерений, °С, $\Delta t = t_{ж2} - t_{ж1}$ где $t_{ж1}$ – температура измеряемой жидкости нормальная, °С; $t_{ж2}$ – температура измеряемой жидкости конечная, °С.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - температура измеряемой среды, °С - относительная влажность, %	от -40 до +70* (от -60 до +80 в обогреваемых чехлах) от -70 до +400 до 95 при температуре +35 °С
Пределы рабочего давления измеряемой среды, МПа, не более	42,0
Плотность измеряемой среды, кг/м ³	от 450 до 2000
Разность плотностей двух измеряемых сред, кг/м ³	от 100 до 1550
Напряжение питания постоянного тока, В	от 12 до 30
Потребляемая мощность, В·А, не более	1,2
Выходной аналоговый сигнал, мА	от 4 до 20
Выходной цифровой сигнал	HART
Габаритные размеры уровнемера без буйка, мм, не более - Длина - Ширина - Высота	700 350 200
Диаметр буйка, мм, не более	80
Масса уровнемера без буйка, кг, не более	15,0
Масса буйка с подвеской, кг, не более	3,5
Средний срок службы, лет	20
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	100 000
Степень защиты от внешних воздействий	IP68
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIC T5 X 0Ex ia IIC T6 X 1Ex d IIC T5 X 1Ex d IIC T6 X
_____ * - ЖК-дисплей функционирует при температуре от минус 30 до плюс 50 °С. При температуре ниже минус 30 °С и выше плюс 50 °С исчезает индикация на дисплее, дисплей восстанавливает работоспособность при возвращении температуры в указанные пределы. При температуре ниже минус 30 °С и выше 50 °С для считывания результата измерений используется токовый выход, либо выходной цифровой сигнал.	

Знак утверждения типа

наносится на прикрепляемую к уровнемеру маркировочную табличку, методом лазерной гравировки и на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Уровнемер буйковый	LTD	1 шт.
Комплект принадлежностей	9078606 КП	1 шт.*
Паспорт	9078606 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	9078606 РЭ	1 экз.
Методика поверки		1 экз.**
* - поставляется в соответствии с заказом ** - допускается поставлять один экземпляр в один адрес отгрузки		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Устройство и работа» руководства по эксплуатации уровнемера.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3459 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов»;

ТУ 26.51.52-001-33395806-2018 Уровнемеры буйковые LTD. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «СП Тизприбор»

(ООО «СП Тизприбор»)

ИНН 7727394216

Адрес: 117461, г. Москва, ул. Херсонская, дом 5 корп. 2, этаж 1, пом. 1, ком. 3, оф.2

Тел./факс: +7 (495) 540-52-98

E-mail: info@sp-tiz.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

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

Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: <http://www.vniims.ru>

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» января 2023 г. № 15

Регистрационный № 82350-21

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматического контроля промышленных выбросов на источниках КАСХ-1,2, КТО-600 ООО «Криогаз - Высоцк»

Назначение средства измерений

Система автоматического контроля промышленных выбросов на источниках КАСХ-1,2, КТО-600 ООО «Криогаз - Высоцк» (далее – АСКПВ или система) предназначена для:

- непрерывных автоматических измерений массовой концентрации загрязняющих веществ: оксида углерода (CO), оксида азота (NO), диоксида азота (NO₂), суммы оксидов азота (NO_x), хлороводорода (HCl), диоксида серы (SO₂), твердых взвешенных частиц (пыли) и параметров (температура, давление/разрежение, объемная доля паров воды (H₂O), объемная доля кислорода (O₂), массовая концентрация диоксида углерода (CO₂), объемный расход) в газовых выбросах;
- расчета и учета массовых и валовых выбросов загрязняющих веществ;
- сбора, обработки, визуализации, хранения полученных данных, представления результатов в различных форматах;
- передачи информации о показателях выбросов.

Описание средства измерений

Составными частями системы являются:

- аналитическая часть комплекса термического обезвреживания – 600 (далее КТО-600);
- аналитическая часть компрессорного агрегата смешанного хладагента – 1 (далее КАСХ-1);
- аналитическая часть компрессорного агрегата смешанного хладагента – 2 (далее КАСХ-2).

Система выполняет следующие основные функции:

- принудительный отбор пробы дымовых газов;
- очистку пробы от загрязнений и подготовку пробы к анализу в соответствии со спецификацией анализатора;
- транспортировку пробы с помощью подогреваемой линии с автоматическим контролем температуры;
- измерение и расчёт массовой концентрации и объемной доли определяемых компонентов;
- измерение температуры, давления, скорости потока и массовой концентрации твердых (взвешенных) частиц непосредственно в дымовой трубе;
- приведение результатов измерений к нормальным условиям (0 °С и 101,3 кПа, сухой газ, O₂ – 15 %);
- усреднение результатов измерений за 30 мин;
- расчет массовых и валовых выбросов загрязняющих веществ;
- сбор, хранение и передачу по запросу накопленной информации за отчетный период на внешний удаленный компьютер.

Система является стационарным многоканальным проектно-компонуемым изделием и состоит из технологического и производственного уровня. Производственный уровень является общим.

В аналитическую часть КАСХ-1 и аналитическую часть КАСХ-2 входит следующее оборудование:

- газоанализатор X-STREAM (далее - X-STREAM), (рег. № 57090-14);
- анализатор кислорода модели «Oxymitter 4000» (далее - Oxymitter 4000), (рег. № 13781-10);
- измеритель скорости потока D-FL 100 с электронным блоком D-FL 100-20 (рег. № 66707-17);
- термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065 (рег. № 53211-13);
- преобразователь измерительный Rosemount 644 (рег. № 56381-14);
- датчик давления Метран-150 (рег. № 32854-13);
- комплекс измерительно-управляющий и противоаварийной автоматической защиты Delta V (рег. № 49338-13);
- вычислительный комплекс B&R X20;
- система пробоотбора (зонд для отбора проб газов и обогреваемая линия);

Принцип действия аналитической части КАСХ-1 и КАСХ - 2 основан на следующих методах измерений:

- 1) для определения компонентов CO, CO₂, NO, NO₂ – инфракрасная фотометрия;
- 2) для определения компонента O₂ – парамагнитный, электрохимический;
- 3) для суммы оксидов азота (NO_x) – расчётный, на основании массовых концентрации оксида азота (NO) и диоксида азота (NO₂), в пересчете на NO₂;
- 4) для определения H₂O – расчётный, на основании разницы O₂ в сухой и влажной пробе;
- 5) температуры – терморезистивный;
- 6) давления – тензорезистивный;
- 7) объёмного расхода – дифференциальная разница давлений;

Процесс измерения содержаний веществ заключается в отборе пробы и её первичной подготовке, транспортировке на охладитель и последующему анализу компонентного состава на «холодной» (сухой) основе. Непосредственно на дымоходах КАСХ-1 и КАСХ-2 установлены расходомеры, датчики давления и температуры, измеритель кислорода Oxymitter 4000 и пробоотборные зонды. Проба проходит через пробоотборный зонд по обогреваемой линии, за счёт побудителя расхода, поступает в шкаф на охладитель и на газоанализатор X-STREAM.

Передача измерительной информации от элементов аналитической части КАСХ-1 и КАСХ-2 осуществляется следующим образом:

- от измерителя кислорода Oxymitter 4000 в виде унифицированного сигнала постоянного тока от 4 до 20 мА на контроллер;
- от датчиков давления (перепада давления) и температуры отходящих газов в виде унифицированного сигнала постоянного тока от 4 до 20 мА на электронный блок расходомера D-FL 100-20;
- от газоанализатора X-STREAM и расходомера в цифровой форме по протоколу Modbus RTU на контроллер.
- от контроллера на вычислительный комплекс B&R X20 по протоколу Modbus RTU.

В аналитическую часть КТО-600 входит следующее оборудование:

- анализатор газов непрерывного действия СТ5100 (далее – СТ5100), (рег. № 72338-18);
- измеритель скорости потока D-FL 100 с электронным блоком D-FL 100-20 (далее - расходомер) (рег. № 66707-17);

- анализатор пыли LM 3086 SER (далее – пылемер) (рег. № 77149-19);
- термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065 (рег. № 53211-13);
- преобразователь измерительный Rosemount 644 (рег. № 56381-14);
- датчик давления Метран-150 (рег. № 32854-13);
- преобразователи WAGO I/O-SYSTEM серии 750, 753 (далее - преобразователь WAGO) (рег.№ 41134-09);
- комплекс измерительно-управляющий и противоаварийной автоматической защиты Delta V (далее – контроллер) (рег. № 49338-13);
- вычислительный комплекс B&R X20;
- система пробоотбора (зонд для отбора проб газов и обогреваемая линия);

Принцип действия аналитической части КТО-600 основан на следующих методах измерений:

- 1) для определения компонентов CO, CO₂, NO, NO₂, SO₂, HCl, O₂, H₂O – инфракрасная спектроскопия;
- 2) для суммы оксидов азота (NO_x) – расчётный, на основании массовых концентрации оксида азота (NO) и диоксида азота (NO₂), в пересчете на NO₂;
- 3) температуры – терморезистивный;
- 4) давления – тензорезистивный;
- 5) объёмного расхода – дифференциальная разница давлений;
- 6) измерение твердых взвешенных частиц (пыли) – оптико-абсорбционный.

Процесс измерения содержаний веществ заключается в отборе проб и её первичной подготовке, транспортировке на блок вторичной подготовки и последующему анализу компонентного состава на «горячей» (влажной) основе. Предусмотрено по одному пробозаборному устройству на каждый из двух дымоходов. Непосредственно на дымоходах установлены расходомеры, датчики давления и температуры, пылемеры и пробоотборные зонды. Проба проходит через пробоотборный зонд по обогреваемой линии транспортировки пробы, поступает в шкаф на блок вторичной подготовки пробы с возможностью переключения потоков от дымоходов на газоанализатор СТ5100.

Передача измерительной информации от элементов аналитической части КТО-600 осуществляется следующим образом:

- от газоанализатора СТ5100, пылемера, датчиков давления и температуры в виде унифицированного сигнала постоянного тока от 4 до 20 мА на преобразователь WAGO;
- от датчиков давления (перепада давления) и температуры в виде унифицированного сигнала постоянного тока от 4 до 20 мА на электронный блок расходомера D-FL 100-20;
- от расходомера и преобразователя WAGO в цифровой форме по протоколу Modbus RTU на контроллер.
- от контроллера на вычислительный комплекс B&R X20 по протоколу Modbus RTU.

К настоящему типу средств измерений относится система автоматического контроля промышленных выбросов на источниках КАСХ-1,2, КТО-600 ООО «Криогаз - Высоцк», зав. № 1.

Место пломбирования отсутствует. Ограничение доступа осуществляется с помощью механических замков.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид оборудования системы представлены на рисунках 1 -12.



Рисунок – 1 Общий вид внутри шкафа аналитической части КАСХ-1 и КАСХ -2

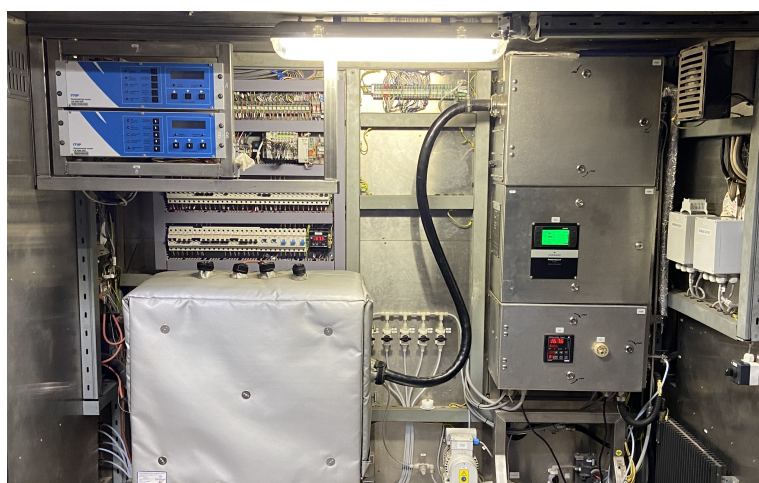


Рисунок – 2 Общий вид внутри шкафа аналитической части КТО-600:

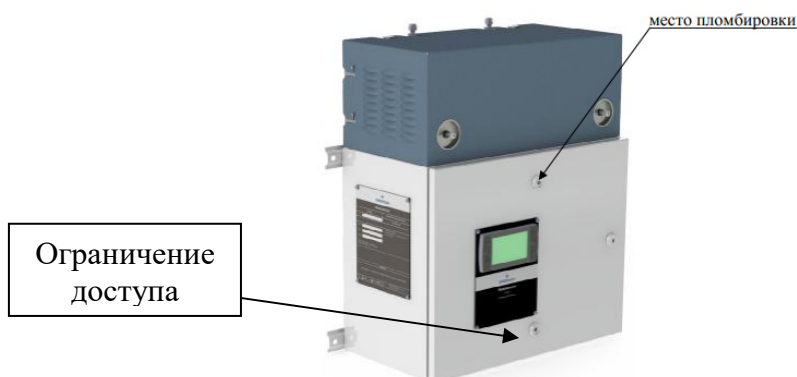


Рисунок 3 – Общий вид газоанализатора СТ5100



Рисунок 4 – Общий вид газоанализатора X-STREAM



Рисунок 5 – Общий вид анализатора кислорода модели «Oxymitter 4000»

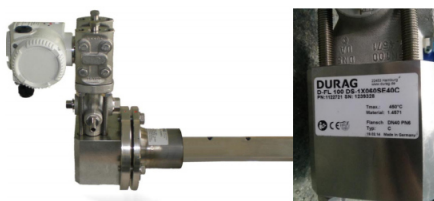


Рисунок 6 – Общий вид измерителя скорости потока D-FL 100 с электронным блоком D-FL 100-20

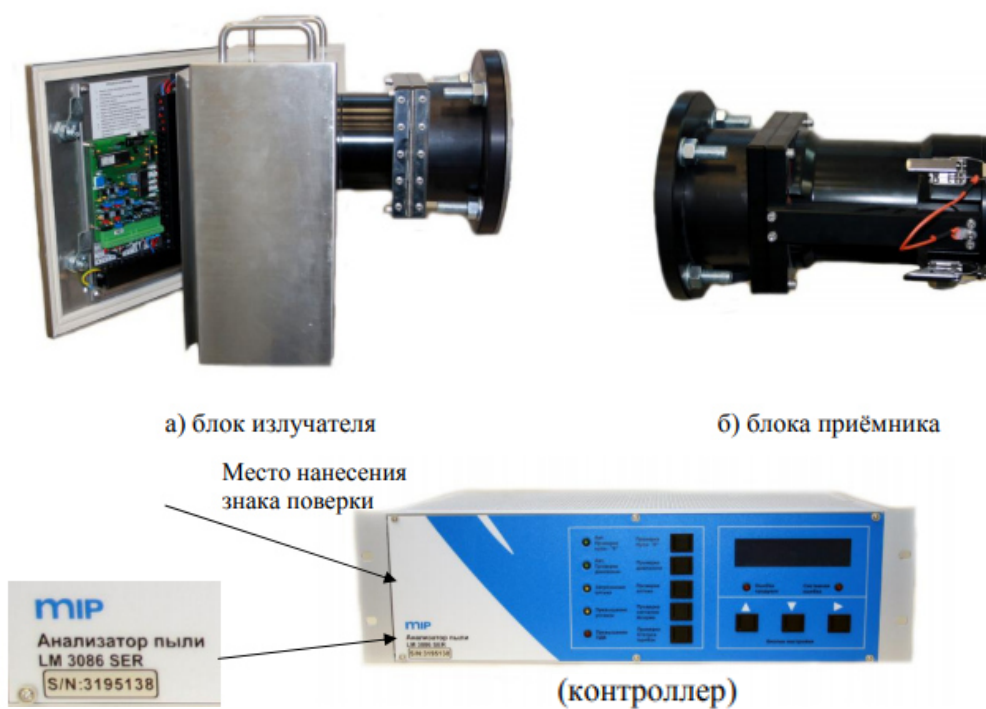


Рисунок 7 – Общий вид анализатора пыли LM 3086 SER



Рисунок 8 – Общий вид термопреобразователя сопротивления Rosemount 0065



Рисунок 9 – Общий вид преобразователя измерительного Rosemount 644



Рисунок 10 – Общий вид датчика давления Метран-150



Рисунок 11 – Общий вид преобразователя WAGO I/O-SYSTEM серии 750, 753



Рисунок 12 – Общий вид комплекса измерительно-управляющего и противоаварийной автоматической защиты Delta V

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) систем состоит из двух уровней:

- уровень встроенного ПО технических средств системы (анализатора, расходомера, пылемера);

- уровень прикладного ПО «GKS_ASKPV» вычислительного комплекса B&R X20.

Встроенное ПО технических средств системы специально разработано изготовителями соответствующих технических средств и обеспечивает передачу измерительной информации в контроллер системы.

Прикладное ПО «GKS_ASKPV» вычислительного комплекса B&R X20 производит:

- прием и обработку цифровых сигналов от газоанализаторов, расходомеров, пылемеров и преобразователя WAGO;

- расчет массовых и валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу;

Прикладное ПО «GKS_ASKPV» вычислительного комплекса B&R X20, обеспечивающие расчет выбросов являются метрологически значимыми. Влияние прикладного ПО «GKS_ASKPV» вычислительного комплекса B&R X20 учтено при нормировании метрологических характеристик измерительных каналов системы. Уровень защиты – «средний» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО вычислительного комплекса B&R X20 приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	
Идентификационное наименование ПО	Контрольная сумма ¹⁾
«ГКС-АСКПВ» (GKS_ASKPV)	2829355270
¹⁾ Алгоритм расчёта контрольной суммы – CRC	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики газоаналитических каналов аналитической части КАСХ – 1 и КАСХ – 2 (с устройством отбора и подготовки пробы)

Измерительный канал (определяемый компонент)	Диапазон показаний массовой концентрации (объемной доли), мг/м ³ (%)	Диапазон измерений массовой концентрации (объемной доли), мг/м ³ (%)	Пределы допускаемой погрешности в условиях эксплуатации ²⁾ , %	
			приведенной ¹⁾	относительной
СО	от 0 до 1200	от 0 до 120 включ. св. 120 до 1200	±20 -	- ±20
СО ₂	от 0 до 195 × 10 ³	от 0 до 39 × 10 ³ включ. св. 39 × 10 ³ до 195 × 10 ³	±20 -	- ±20
NO	от 0 до 650	от 0 до 80 включ. св. 80 до 650	±25 -	- ±25
NO ₂	от 0 до 1000	от 0 до 100 включ. св. 100 до 1000	±20 -	- ±20
NO _x	от 0 до 1600	от 0 до 160 включ. св. 160 до 1600	±25 -	- ±25
O ₂	от 0 до 25 % (об.)	от 0 до 5 (об.) включ. св. 5 до 25 % (об.)	±15 -	- ±15

Измери- тельный канал (определя- емый ком- понент)	Диапазон показаний массовой концентрации (объемной доли), мг/м ³ (%)	Диапазон измерений массовой концентрации (объемной доли), мг/м ³ (%)	Пределы допускаемой погрешности в условиях эксплуатации ²⁾ , %	
			приведенной ¹⁾	относительной
Пары Н ₂ О	от 0 до 25 % (об.)	от 0 до 5 % (об.) включ. св. 5 до 25 % (об.)	±25 –	– ±25
¹⁾ Приведенные к верхнему пределу диапазона измерений; ²⁾ В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.11.2020 г. № 1847, п. 3.1.3; ³⁾ Номинальная цена единицы наименьшего разряда измерительных каналов – 1; 0,1 мг/м ³ (% об.).				

Таблица 3 – Метрологические характеристики газоаналитических каналов аналитической части КТО-600 (с устройством отбора и подготовки пробы)

Измери- тельный канал (определя- емый ком- понент)	Диапазон показаний массовой концентрации (объемной доли), мг/м ³ (%)	Диапазон измерений массовой концентрации (объемной доли), мг/м ³ (%)	Пределы допускаемой погрешности в условиях эксплуатации ²⁾ , %	
			приведенной ¹⁾	относительной
СО	от 0 до 300	от 0 до 60 включ. св. 60 до 300	±20 –	– ±20
СО ₂	от 0 до 489 × 10 ³	от 0 до 98 × 10 ³ включ. св. 98 × 10 ³ до 489 × 10 ³	±20 –	– ±20
NO	от 0 до 300	от 0 до 60 включ. св. 60 до 300	±25 –	– ±25
NO ₂	от 0 до 300	от 0 до 60 включ. св. 60 до 300	±25 –	– ±25
NO _x	от 0 до 600	от 0 до 120 включ. св. 120 до 600	±25 –	– ±25
SO ₂	от 0 до 600	от 0 до 80 включ. св. 80 до 600	±25 –	– ±25
HCl	от 0 до 150	от 0 до 30 включ. св. 30 до 150	±25 –	– ±25
O ₂	от 0 до 15 % (об.)	от 0 до 5 % (об.) св. 5 до 15 % (об.)	±15 –	– ±15
Пары Н ₂ О	от 0 до 30 % (об.)	от 0 до 6 % (об.) св. 6 до 30 % (об.)	±25 –	– ±25
¹⁾ Приведенные к верхнему пределу диапазона измерений; ²⁾ В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.11.2020 г. № 1847, п. 3.1.3; ³⁾ Номинальная цена единицы наименьшего разряда измерительных каналов – 1; 0,1 мг/м ³ (% об.).				

Таблица 4 – Метрологические характеристики измерительного канала твердых (взвешенных) частиц аналитической части КТО-600

Измерительный канал (определяемый компонент или параметр)	Диапазон показаний	Диапазон изме- рений ³⁾	Пределы допускаемой отно- сительной погрешности, %
Массовая концентрация твердых (взвешенных) частиц, мг/м ³	от 0 до 10000	от 10 до 4000 ¹⁾	±20 ²⁾
Спектральный коэффициент направленного пропускания, %	от 0 до 100	от 5 до 95	±5
¹⁾ Для оптической длины пути 1м; ²⁾ После проведения градуировки на анализируемой среде; ³⁾ Номинальная цена единицы наименьшего разряда измерительного канала твердых (взвешенных) частиц (веществ) составляет 0,1 мг/м ³ .			

Таблица 5 – Метрологические характеристики измерительных каналов системы

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемой вариации показаний, в долях от предела допускаемой погрешности	0,3
Пределы допускаемого изменения выходного сигнала за 24 ч непрерывной работы, в долях от пределов допускаемой погрешности	±0,3
Время прогрева, мин, не более	60
Предел допускаемого времени установления выходного сигнала (T _{0,9}), с (время одного цикла без учета транспортного запаздывания)	120

Таблица 6 – Метрологические характеристики для измерительных каналов параметров газового потока в условиях эксплуатации

Измерительный канал	Единицы измерений	Диапазон измерений ³⁾	Пределы допускае- мой погрешности
Температура дымовых газов	°С	от 0 до +400	±0,5 (абс.)
Абсолютное давление дымо- вых газов	кПа	от 0 до 160	±0,25 % (прив.) ²⁾
Скорость газового потока ¹⁾	м/с	от 3 до 40	±0,4 (абс.)
¹⁾ Диапазон измерений по каналу объемного расхода рассчитывается с учетом измеренного значения скорости газового потока и площади сечения дымовой трубы; ²⁾ Приведенные к верхнему пределу диапазона измерений; ³⁾ Номинальная цена единицы наименьшего разряда измерительных каналов: температуры 0,1 °С, давления 0,1 кПа, скорость 0,1 м/с, пыли 0,1 мг/м ³ .			

Таблица 7 – Основные технические характеристики газоаналитического оборудования аналитической части КАСХ – 1 и КАСХ – 2

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания от сети переменного тока частотой (50-60) Гц, В	170±70
Габаритные размеры шкафа аналитического, мм, не более:	
Ширина	1090
Высота	2100
Глубина	960
Средняя наработка до отказа в условиях эксплуатации, с учетом технического обслуживания, ч (при доверительной вероятности P=0,95), не менее	24000
Средний срок службы, лет	10
Условия эксплуатации (внутри аналитического шкафа):	
диапазон температуры, °С	от 10 до 30
относительная влажность (без конденсации влаги), %, не более	95
диапазон атмосферного давления, кПа	от 84 до 106,7
Параметры анализируемого газа на входе в пробоотборный зонд:	
-температура, °С, не более	+400

Таблица 8 – Основные технические характеристики газоаналитического оборудования аналитической части КТО-600

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания от сети переменного тока частотой (50±1) Гц, В	380±38
Габаритные размеры шкафа аналитического, мм, не более:	
Ширина	2200
Высота	2100
Глубина	1000
Средняя наработка до отказа в условиях эксплуатации, с учетом технического обслуживания, ч (при доверительной вероятности P=0,95), не менее	24000
Средний срок службы, лет	10
Условия эксплуатации (внутри шкафа):	
диапазон температуры, °С	от 5 до 30
относительная влажность (без конденсации влаги), %, не более	95
диапазон атмосферного давления, кПа	от 84 до 106,7
Параметры анализируемого газа на входе в пробоотборный зонд:	
-температура, °С, не более	+180

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 9 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система автоматического контроля промышленных выбросов на источниках КАСХ-1,2, КТО-600 ООО «Криогаз - Высоцк» в составе:	Зав. № 1	1 шт.
Анализатор газа непрерывного действия СТ5100	СТ5100	1 комплект
Газоанализатор X-STREAM	X-STREAM	2 комплекта
Анализатор кислорода модели «Oxymitter 4000»	Oxymitter 4000	2 комплекта
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	Rosemount 0065	4 комплекта
Преобразователь измерительный Rosemount 644	Rosemount 644	4 комплекта
Измеритель скорости потока D-FL 100 с электронным блоком D-FL 100-20	D-FL 100-20	4 комплекта
Датчик давления Метран – 150 TAR	Метран – 150 TAR	4 комплекта
Анализатор пыли LM 3086 SER	LM 3086 SER	2 комплекта
Преобразователь WAGO I/O-SYSTEM серии 750, 753	WAGO I/O-SYSTEM	10 комплектов
Комплекс измерительно-управляющий и противоаварийной автоматической защиты Delta V	Delta V	1 комплект
Вычислительный комплекс	B&R X20	1 комплект
Шкаф приборный аналитической части КАСХ	-	2 шт.
Шкаф приборный аналитической части КТО	-	1 шт.
Шкаф контроллерный	-	1 шт.
Документация:		
Система автоматического контроля промышленных выбросов на источниках КАСХ-1,2, КТО-600 ООО «Криогаз - Высоцк». Руководство по эксплуатации.	РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе «Система автоматического контроля промышленных выбросов на источниках КАСХ-1,2, КТО-600 ООО «Криогаз - Высоцк». Руководство по эксплуатации», пункт 1.4.

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»;

ГОСТ Р 50759-95 «Анализаторы газов для контроля промышленных и транспортных выбросов. Общие технические условия»;

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

Приказ Росстандарта от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

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

Приказ Росстандарта от 6 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ - $1 \cdot 10^7$ Па»;

ГОСТ 8.606-2012 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений дисперсных параметров аэрозолей, взвесей и порошкообразных материалов»;

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

Приказ Росстандарта от 27 ноября 2018 г. № 2517 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений спектральных, интегральных, редуцированных коэффициентов направленного пропускания, диффузного и зеркального отражения и оптической плотности в диапазоне длин волн 0,2 – 20,0 мкм»;

Приказ Росстандарта от 25 ноября 2019 г. № 2815 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений скорости воздушного потока»;

ГОСТ Р 8.958-2019 «ГСИ. Наилучшие доступные технологии. Автоматические измерительные системы для контроля вредных промышленных выбросов. Методы и средства испытаний».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»)

ИНН 1655107067

Адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тази Гиззата, д. 3

Телефон: 8 (843) 221-70-00

Факс: 8 (843) 221-70-00

E-mail: mail@nppgks.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»)

ИНН 1655107067

Адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тази Гиззата, д. 3

Телефон: 8 (843) 221-70-00

Факс: 8 (843) 221-70-00

E-mail: mail@nppgks.com

Испытательный центр

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

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

Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713- 01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

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