

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» марта 2022 г. №773

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО "РусГидро" - "Каскад Кубанских ГЭС" КРУЭ-110кВ ГАЭС, ГЭС-1, Свистухинской ГЭС, Сенги-	Обозначение отсутствует	Е	84980-22	10996791	Общество с ограниченной ответственностью Научно-внедренческая фирма "Сенсоры, Модули, Системы" (ООО НВФ "СМС"), г. Самара	Филиал ПАО "РусГидро" - "Каскад Кубанских ГЭС", г. Красноярск	ОС	МП 080-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью Научно-внедренческая фирма "Сенсоры, Модули, Системы" (ООО НВФ "СМС"), г. Самара	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	17.12.2021

	леевской ГЭС, ГРУ- 10кВ ГЭС-1, ЗРУ-6кВ ГАЭС												
2.	Преобразо- ватели ин- дуктивные	Обозна- чение отсут- ствует	С	84981-22	М-021, зав. № 1609; М-022, зав. № 21236; М-023, зав. № 965; М-024, зав. № 21235; М-025, зав. № 905	Общество с ограниченной ответственно- стью "Инже- нерно- метрологиче- ский центр "Микро" (ООО ИМЦ "Мик- ро"), г. Санкт- Петербург	Общество с ограниченной ответственно- стью "Инже- нерно- метрологиче- ский центр "Микро" (ООО ИМЦ "Мик- ро"), г. Санкт- Петербург	ОС	МП 203- 51-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственно- стью "Инже- нерно- метрологиче- ский центр "Микро" (ООО ИМЦ "Мик- ро"), г. Санкт- Петербург	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	30.12.2021
3.	Устройства контроля шахтной атмосферы	MPS	С	84982-22	Модификация MPS-11D-NG-CH ₄ зав. №№ 622, 623; модификация MPS- 06-NG-CO зав. №№ 0410, 0413	Фирма "TEVEL d.o.o.", Слове- ния	Фирма "TEVEL d.o.o.", Слове- ния	ОС	МП 242- 2459-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственно- стью "Горные технологии и инновации" (ООО "ГТИ"), г. Санкт- Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделе- ева", г. Санкт- Петербург	30.12.2021
4.	Твердомеры Роквелла	Qness 150	С	84983-22	Q2132/06/21, Q1587/02/19, Q1763/12/19	Фирма "АТМ Qness GmbH", Австрия	Фирма "АТМ Qness GmbH", Австрия	ОС	Qness 150 - 01 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственно- стью "Вердер Сайнтифик" (ООО "Вердер Сайнтифик"), г. Санкт- Петербург	ФГУП "ВНИИФТРИ" , Московская область, г. Солнечно- горск, рабочий поселок Мен- делеево	30.11.2021
5.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер-	Обозна- чение отсут- ствует	Е	84984-22	960	Общество с ограниченной ответственно- стью "Пром- ЭнергоСбыт" (ООО "Пром- ЭнергоСбыт"),	Общество с ограниченной ответственно- стью "Гаран- тирующий поставщик и специализиро-	ОС	МП СМО- 2312-2021	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	30.12.2021

	ческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ПромЭнергоСбыт"					Тульская обл., г. Новомосковск	ванный застройщик Новомосковская энергосбытовая компания" (ООО "ГП СЗ НЭСК"), Тульская обл., г. Новомосковск						
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Яковлевский ГОК"	Обозначение отсутствует	Е	84985-22	001	Общество с ограниченной ответственностью "АРСТЭМ-ЭнергоТрейд" (ООО "АРСТЭМ-ЭнергоТрейд"), г. Екатеринбург	Общество с ограниченной ответственностью "Яковлевский ГОК" (ООО "Яковлевский ГОК"), Белгородская обл., Яковлевский р-н, п. Яковлево	ОС	МП 001-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "АРСТЭМ-ЭнергоТрейд" (ООО "АРСТЭМ-ЭнергоТрейд"), г. Екатеринбург	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	20.01.2022
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО "Транснефть" в части АО "Транснефть - Сибирь" по НПС-2	Обозначение отсутствует	Е	84986-22	91	Акционерное общество "Транснефть - Сибирь" (АО "Транснефть - Сибирь"), г. Тюмень	Акционерное общество "Транснефть - Сибирь" (АО "Транснефть - Сибирь"), г. Тюмень	ОС	МП 081-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный Центр "Энергия" (ООО "ИЦ "Энергия"), г. Санкт-Петербург	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	30.12.2021

	ЛПДС "Южный Балык"												
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Новокаширская	Обозначение отсутствует	Е	84987-22	317	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-69-500-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	26.01.2022
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Самараинвестнефть"	Обозначение отсутствует	Е	84988-22	921	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "Ижэнергосбыт" (ООО "Ижэнергосбыт"), г. Ижевск	ОС	МП СМО-2401-2022	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	25.01.2022
10.	Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	РГС-50	Е	84989-22	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Общество с ограниченной ответственностью "Базовый авиатопливный оператор" (ООО "БАТО"), г. Краснодар	Общество с ограниченной ответственностью "Базовый авиатопливный оператор" (ООО "БАТО"), г. Краснодар	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Базовый авиатопливный оператор" (ООО "БАТО"), г. Краснодар	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	27.09.2021
11.	Резервуары стальные	РВС-3000	Е	84990-22	35, 36, 37, 38, 39, 40	Общество с ограниченной	Общество с ограниченной	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Общество с ограниченной	ООО ИК "СИБИНТЕК", г.	15.10.2021

	вертикаль- ные цилин- дрические					ответственно- стью "РН- Востокнефте- продукт" (ООО "РН- ВНП"), г. Ха- баровск	ответственно- стью "РН- Востокнефте- продукт" (ООО "РН- ВНП"), г. Ха- баровск				ответственно- стью "РН- Востокнефте- продукт" (ООО "РН-ВНП"), г. Хабаровск	Москва	
12.	Резервуары стальные вертикаль- ные цилин- дрические	РВСП- 3000	Е	84991-22	1, 2	Общество с ограниченной ответственно- стью "РН- Востокнефте- продукт" (ООО "РН- ВНП"), г. Ха- баровск	Общество с ограниченной ответственно- стью "РН- Востокнефте- продукт" (ООО "РН- ВНП"), г. Ха- баровск	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственно- стью "РН- Востокнефте- продукт" (ООО "РН-ВНП"), г. Хабаровск	ООО ИК "СИ- БИНТЕК", г. Москва	15.10.2021
13.	Резервуар стальной вертикаль- ный цилин- дрический	РВСП- 1000	Е	84992-22	3	Общество с ограниченной ответственно- стью "РН- Востокнефте- продукт" (ООО "РН- ВНП"), г. Ха- баровск	Общество с ограниченной ответственно- стью "РН- Востокнефте- продукт" (ООО "РН- ВНП"), г. Ха- баровск	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственно- стью "РН- Востокнефте- продукт" (ООО "РН-ВНП"), г. Хабаровск	ООО ИК "СИ- БИНТЕК", г. Москва	15.10.2021
14.	Резервуар горизон- тальный стальной цилиндриче- ский	ЕП-10	Е	84993-22	1050	Общество с ограниченной ответственно- стью Произ- водственно- коммерческая фирма "Пер- спектива" (ООО ПКФ "Перспекти- ва"), Сверд- ловская обл., г. Первоуральск	Общество с ограниченной ответственно- стью Произ- водственно- коммерческая фирма "Пер- спектива" (ООО ПКФ "Перспекти- ва"), Сверд- ловская обл., г. Первоуральск	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственно- стью СК "АСК" (ООО СК "АСК"), г. Новосибирск	ФБУ "Омский ЦСМ", г. Омск	01.09.2021
15.	Резервуар горизон- тальный	РГС-10 (5+5)	Е	84994-22	329	Общество с ограниченной ответственно-	Общество с ограниченной ответственно-	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственно-	ФБУ "Омский ЦСМ", г. Омск	10.09.2021

	стальной цилиндриче- ский					стью "ИН- ГАЗКО" (ООО "ИНГАЗКО"), г. Омск	стью "ИН- ГАЗКО" (ООО "ИНГАЗКО"), г. Омск				стью СК "АСК" (ООО СК "АСК"), г. Новосибирск		
16.	Система из- мерений ко- личества и параметров нефти сырой на УПСВ "Скворцов- ская" АО "Оренбург- нефть"	Обозна- чение отсут- ствует	Е	84995-22	61	Общество с ограниченной ответственно- стью "Метро- логический центр Кон- трольно- измерительные технологии" (ООО "МЦ КИТ"), г. Москва	Акционерное общество "Оренбург- нефть" (АО "Оренбург- нефть"), Орен- бургская обл., г. Бузулук	ОС	МП 1339- 9-2021	1 год	Акционерное общество "Оренбург- нефть" (АО "Оренбург- нефть"), Орен- бургская обл., г. Бузулук	ВНИИР - фи- лиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделе- ева", Респуб- лика Татар- стан, г. Казань	22.10.2021

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» марта 2022 г. №773

Регистрационный № 84995-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ «Скворцовская» АО «Оренбургнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ «Скворцовская» (далее по тексту – СИКНС) предназначена для автоматизированных измерений массы сырой нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти с применением массовых расходомеров. Выходные сигналы измерительного преобразователя массового расходомера поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу сырой нефти по реализованному в нем алгоритму.

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

СИКНС состоит из блока фильтров, технологического блока и системы сбора, обработки информации и управления. Технологический блок включает в себя: блок измерительных линий, блок измерений параметров нефти, блок подключения передвижной поверочной установки.

В составе СИКНС применены следующие средства измерений утвержденных типов:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под (далее по тексту – рег.) № 45115-16;

- датчики давления Метран-150, рег. № 32854-13;

- термопреобразователи ТПУ 0304Exd/M1-H, рег. № 57933-14;

- расходомер-счетчик ультразвуковой Optisonic 3400, рег. № 57762-14;

- влагомер сырой нефти ВСН-2, рег. № 24604-12;

- комплексы измерительно-вычислительные ОКТОПУС-Л («ОСТОРUS-L»), рег. № 43239-15;

- автоматизированное рабочее место (далее по тексту - АРМ) оператора;

- показывающие средства измерений температуры и давления.

Вспомогательные устройства и технические средства:

- автоматические пробоотборники;

- ручной пробоотборник с диспергатором;

- фильтры сетчатые;

- запорная и регулирующая арматура с устройствами контроля протечек.

Заводской номер СИКНС указан на фирменной табличке и в эксплуатационной документации. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКНС (ИВК, АРМ оператора) обеспечивает реализацию функций СИКНС. Метрологические характеристики СИКНС нормированы с учетом влияния ПО.

Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ИВК	ПО АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	RateCalc
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.15	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО	5ED0C426	F0737B4F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКНС, включая показатели точности и физико-химические свойства измеряемой среды, приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода*, т/ч	от 68,8 до 455
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,54
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %, при определении объемной доли воды с применением влагомера: – при содержании объемной доли воды от 20 до 50 % – при содержании объемной доли воды от 50 до 70 %	±2,5 ±5,0
* - указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Избыточное давление, МПа - минимально допустимое - максимально допустимое - рабочее	1,1 3,3 2,0
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5 до +40
Плотность нефти без учета воды, кг/м ³	от 830 до 850
Плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1050 до 1100
Кинематическая вязкость измеряемой среды, мм ² /с (сСт)	от 8,1 до 19,5
Массовая доля воды, %	от 30 до 75
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	12627,6
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,0084
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКНС	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение, В - частота, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха в технологическом комплексе, °С - температура в операторной, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	от +5 до +50 от +1 до +30 до 80, без конденсации влаги от 84 до 106,7
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа руководства по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНС приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ «Скворцовская» АО «Оренбург-нефть», заводской № 61		1 шт.
Инструкция по эксплуатации		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений. Техническое перевооружение ДНС «Скворцовская». Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на УПСВ «Скворцовская» ПАО «Оренбургнефть» (свидетельство об аттестации № 0040-01.00221-2018); номер в реестре ФР.1.29.2018.29746.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ «Скворцовская» АО «Оренбургнефть»

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический центр Контрольно-измерительные технологии» (ООО «МЦ КИТ»)

ИНН 7704579740

Адрес: 129226, г. Москва, ул. Докукина, д. 16, стр. 1, пом. 1.

Телефон: +7 (495) 151-05-06

Факс: +7 (495) 151-05-06

E-mail: www.mckit.ru, info@mckit.ru

Испытательный центр

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

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

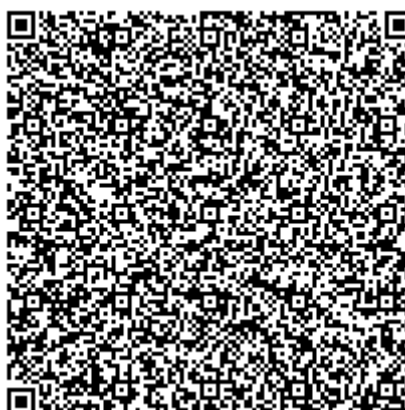
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц ВНИИР – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU 310592.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический РГС-10 (5+5)

Назначение средства измерений

Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический РГС-10 (5+5) (далее по тексту – резервуар) предназначен для измерений объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью или нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема (согласно градуировочной таблице).

Резервуар представляет собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами, оснащенный люками и патрубками. Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

К резервуару данного типа относится резервуар зав. № 329, расположенный на территории Барнаульской нефтебазы АО «Газпромнефть-Терминал»: Алтайский край, г. Барнаул, ул. Карла Маркса, д. 124.

Эскиз резервуара представлен на рисунке 1. Фотографии горловины, замерного люка и заводского номера резервуара представлены на рисунке 2.

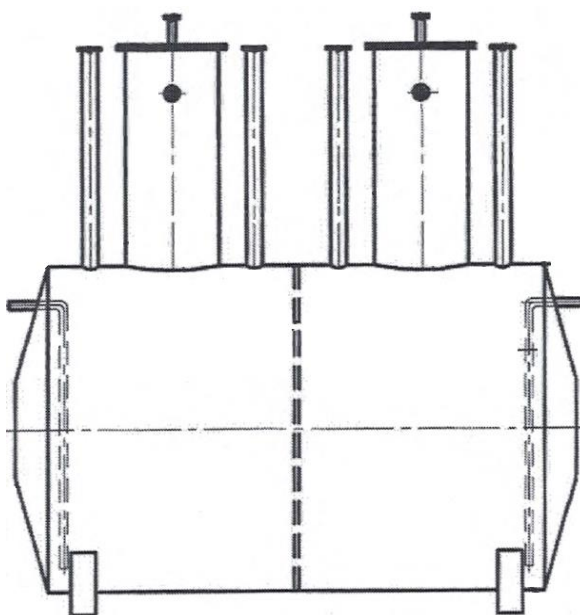


Рисунок 1 – Эскиз резервуара



Рисунок 2 – Фотографии горловины, замерного люка и заводского номера

Заводской номер в виде цифрового обозначения, обеспечивающий идентификацию средства измерений, нанесен в паспорт типографским способом и на горловину в виде наклейки.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке, на титульный лист и последнюю страницу градуировочной таблицы в виде оттиска поверительного клейма.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Заводской номер	329
Номинальная вместимость, м ³	10
Номинальная вместимость секции 1, м ³	5
Номинальная вместимость секции 2, м ³	5
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Заводской номер	329
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C	от -55 до +50
Средний срок службы, лет	20

Знак утверждения типа

наносится на паспорт типографским способом и на горловину в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-10 (5+5)	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуару горизонтальному стальному цилиндрическому РГС-10 (5+5)

Приказ Росстандарта № 256 от 07.02.2018 г. « Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИНГАЗКО» (ООО «ИНГАЗКО»)
ИНН 5501207245

Юридический адрес: 644050, г. Омск, пр-кт. Мира, д. 17, пом. 1П

Адрес: 644905, Омская обл., Омский р-н., пос. Магистральный, ул. Строителей, д. 7

Тел.: +7 (913) 159-39-36

E-mail: ooo.ingazko@ya.ru

Испытательный центр

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

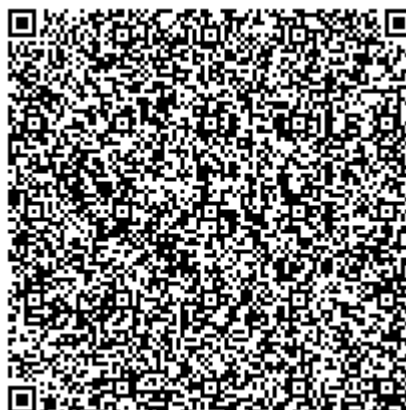
Адрес: 644116, г. Омск, ул. 24 Северная, д. 117-А

Телефон (факс): (3812) 68-07-99; 68-04-07

Web-сайт: <http://csm.omsk.ru>

E-mail: info@ocsm.omsk.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Омский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311670 от 01.07.2016 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический ЕП-10

Назначение средства измерений

Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический ЕП-10 (далее по тексту – резервуар) предназначен для измерений объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтепродуктом до произвольных уровней, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочной таблице резервуара.

Резервуар представляет собой горизонтально установленный стальной двухсекционный сосуд цилиндрической формы с усеченно-коническими днищами подземного расположения.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, обеспечивающий идентификацию средства измерений, нанесен в паспорт типографским способом и на горловину в виде наклейки.

Резервуар с заводским номером 1050 расположен на территории Сокурской нефтебазы АО «Газпромнефть-Терминал»: Новосибирская обл., Мошковский р-н., с. Сокур, ул. Промышленная, д. 2.

Эскиз общего вида резервуара приеден на рисунке 1. Фотографии горловины, замерного люка и заводского номера резервуара представлены на рисунке 2.

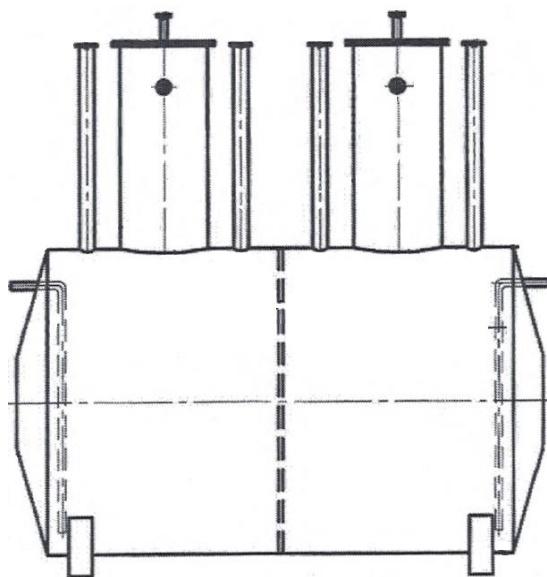


Рисунок 1 – Эскиз резервуара



Рисунок 2 – Фотографии горловины, замерного люка и заводского номера

Нанесение знака поверки на резервуар не предусмотрено.
Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	10
Номинальная вместимость секции 1, м ³	5
Номинальная вместимость секции 2, м ³	5
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C	от -55 до +50
Средний срок службы, лет	20

Знак утверждения типа
наносится на паспорт типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	ЕП-10	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 «Устройство и принцип работы» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуару горизонтальному стальному цилиндрическому ЕП-10

Приказ Росстандарта № 256 от 07.02.2018 г. «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Производственно-коммерческая фирма «Перспектива» (ООО ПКФ «Перспектива»)

ИНН 6684022730

Адрес: 623103, Свердловская обл., г. Первоуральск, пр-кт. Ильича, д. 9Б, пом. 2

Тел.: (343) 382-29-19

Web-сайт: <https://www.pkfpkv.ru>

E-mail: info@pkfpkv.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон (факс): (3812) 68-07-99; 68-04-07

Web-сайт: <http://csm.omsk.ru>

E-mail: info@ocsm.omsk.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311670



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» марта 2022 г. №773

Регистрационный № 84992-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСП-1000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСП-1000 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой стальной сосуд с днищем и крышей, оборудованный приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками.

Резервуар дополнительно оборудован плавающим покрытием.

Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара наносится аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуар РВСП-1000 заводской № 3 расположен:

г. Корсаков, ул. Вокзальная, 21А, ООО «РН-ВНП», Корсаковская база нефтепродуктов.

Общий вид резервуара представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВСП-1000

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	1000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВСП-1000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуару стальному вертикальному цилиндрическому РВСП-1000

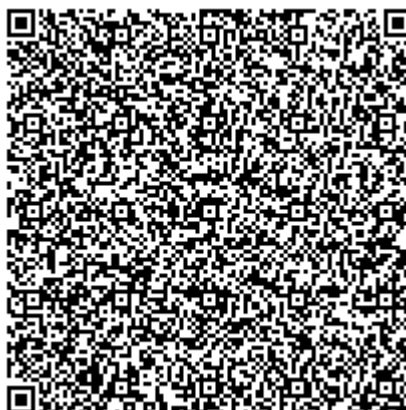
Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Востокнефтепродукт»
(ООО «РН-ВНП»)
ИНН 2723049957
Адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Тургенева, 46

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)
Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1
Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312187



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВСП-3000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВСП-3000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой стальные сосуды с днищем и крышей, оборудованные приемно-раздаточными патрубками и технологическими люками.

Резервуары оборудованы плавающим покрытием.

Заполнение и опорожнение резервуаров осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара наносится аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуары РВСП-3000 заводские №№ 1, 2 расположены:

г. Корсаков, ул. Вокзальная, 21А, ООО «РН-ВНП», Корсаковская база нефтепродуктов.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РВСП-3000

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	3000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВСП-3000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным вертикальным цилиндрическим РВСП-3000

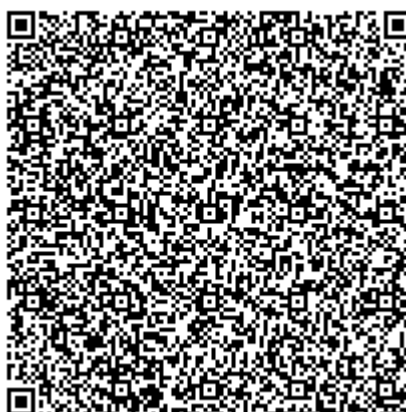
Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Востокнефтепродукт»
(ООО «РН-ВНП»)
ИНН 2723049957
Адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Тургенева, 46

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)
Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1
Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312187



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» марта 2022 г. №773

Регистрационный № 84990-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-3000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-3000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой стальные сосуды с днищем и крышей, оборудованные приемно-раздаточными патрубками и технологическими люками.

Заполнение и опорожнение резервуаров осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара наносится аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуары РВС-3000 заводские №№ 35, 36, 37, 38, 39, 40 расположены:

г. Корсаков, ул. Вокзальная, 68, ООО «РН-ВНП», Корсаковская база нефтепродуктов.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	3000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-3000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным вертикальным цилиндрическим РВС-3000

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Востокнефтепродукт»
(ООО «РН-ВНП»)
ИНН 2723049957
Адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Тургенева, 46

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)
Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1
Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312187



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-50

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-50 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой горизонтальные цилиндрические сварные стальные сосуды, оборудованные приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками.

Заполнение и опорожнение резервуаров осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара наносится аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуары РГС-50 заводские №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12 расположены:

Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Круговая 4/4, участок Центральный ОП ООО «БАТО» в г. Краснодар.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РГС-50

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	50
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-50	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС-50

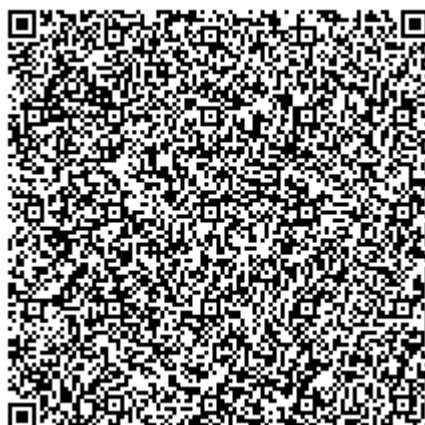
Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Базовый авиатопливный оператор»
(ООО «БАТО»)
ИНН 7706693215
Адрес: 350040, г. Краснодар, ул. Димитрова, 164, корп. 1, а/я 550

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)
Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1
Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312187



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» марта 2022 г. №773

Регистрационный № 84988-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее – УСПД) со встроенным приемником сигналов точного времени (далее – УСВ), принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД) филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» с автоматизированными рабочими местами персонала (далее – АРМ), устройством синхронизации времени УСВ-2 (далее – УСВ-2), программным обеспечением (далее – ПО) ПК «Энергосфера» и каналообразующей аппаратурой.

4-й уровень – ИВК, включающий в себя сервер БД АО «Самараинвестнефть», АРМ, устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее – УССВ-2), ПО «АльфаЦЕНТР» и каналообразующую аппаратуру.

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчика для ИК № 1 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на сервер БД филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» третьего уровня АИИС КУЭ. На сервере БД филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» третьего уровня АИИС КУЭ осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для ИК №№ 2-3 поступает на сервер БД филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» третьего уровня АИИС КУЭ, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для ИК №№ 4-7 поступает на сервер БД АО «Самаринвестнефть» четвертого уровня АИИС КУЭ, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На ИВК третьего уровня АИИС КУЭ ежедневно выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, передача информации о результатах измерений, состоянии средств измерений в формате XML-макетов в ИВК четвертого уровня АИИС КУЭ с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP.

На верхнем ИВК четвертого уровня АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование, хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер БД АО «Самаринвестнефть» четвертого уровня АИИС КУЭ обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц (предприятий потребителей, сетевых организаций, смежных субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ) и др.), получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Сервер БД АО «Самаринвестнефть» четвертого уровня АИИС КУЭ ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта ОРЭМ, а также в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АРМ субъекта ОРЭМ по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС».

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ, ИВК третьего уровня АИИС КУЭ и ИВК четвертого уровня АИИС КУЭ. АИИС КУЭ оснащена:

- УСВ в составе ИВКЭ, на основе приемника сигналов точного времени, встроенного в УСПД, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS;
- УСВ-2 в составе ИВК третьего уровня АИИС КУЭ, на основе приемника сигналов точного времени, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS;
- УССВ-2 в составе ИВК четвертого уровня АИИС КУЭ, на основе приемника сигналов точного времени, принимающим сигналы точного времени от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS.

УСВ в составе ИВКЭ, обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УСВ более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчика для ИК № 1 проводится при расхождении часов счетчика и времени УСПД более чем на ± 2 с.

УСВ-2 в составе ИВК третьего уровня АИИС КУЭ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» третьего уровня АИИС КУЭ. Коррекция часов сервера БД филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» третьего уровня АИИС КУЭ проводится при расхождении часов сервера БД филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» третьего уровня АИИС КУЭ и времени УСВ-2 более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков для ИК №№ 2-3 проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» третьего уровня АИИС КУЭ более чем на ± 2 с.

УССВ-2 в составе ИВК четвертого уровня АИИС КУЭ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД АО «Самараинвестнефть» четвертого уровня АИИС КУЭ. Коррекция часов сервера БД АО «Самараинвестнефть» четвертого уровня АИИС КУЭ проводится при расхождении часов сервера БД АО «Самараинвестнефть» четвертого уровня АИИС КУЭ и времени УССВ-2 более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков для ИК №№ 4-7 проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД АО «Самараинвестнефть» четвертого уровня АИИС КУЭ более чем на ± 2 с.

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используются:

1. ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1.1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1.1 – Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационные признаки	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

2. ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1.2. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1.2 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ-2 (УССВ-2) / УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Сергиевская, ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.20, ВЛ-10 кВ	ТЛО-10 У2 Кл.т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-НТЗ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	- / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	± 1,2 ± 2,8	± 4,0 ± 6,9
2	ПС 110 кВ Красносельская, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.13	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 2473-69	ЗНАМИТ-10-1 УХЛ2 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 40740-09	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10 / -	активная реактивная	± 1,0 ± 2,5	± 4,1 ± 7,1
3	ПС 110 кВ Кутузовская, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.9	ТОЛ-СЭЩ-10 У2 Кл.т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	± 1,0 ± 2,5	± 4,0 ± 6,8
4	КТП-10 кВ, ЗРУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т2	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 58385-14	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УССВ-2 Рег. № 54074-13 / -	активная реактивная	± 0,8 ± 2,2	± 2,7 ± 5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ВЛ-10 кВ фид. Ис 11, Яч. № 1СП11 10 кВ	ТЛК-СТ-10 У2 Кл.т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 58720-14	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УССВ-2 Рег. № 54074-13 / -	активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
6	ВЛ-10 кВ фид. Кут-3, 2ПКУ-10 кВ	ТЛО-10 У2 Кл.т. 0,5 КТТ 20/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛПИ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	± 1,1	± 3,1
						реактивная	± 2,6	± 5,6
7	АПС-10 кВ, отпайка ВЛ-10 кВ ф-12 ПС 110 кВ Северный Ключ	ТОЛ-НТЗ-10-01А УХЛ2 Кл.т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана:
ИК №№ 1, 3-5, 7 – для $\cos\varphi = 0,8_{\text{инд}}$, $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$;
ИК №№ 2, 6 – для $\cos\varphi = 0,8_{\text{инд}}$, $I=0,05 \cdot I_{\text{ном}}$;
и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-7 от минус 40°С до плюс 60°С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УСПД, УСВ-2 и УССВ-2 на аналогичное утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.

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

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	7
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 3-5, 7 для ИК №№ 2, 6 - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C: - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C: - температура окружающей среды в месте расположения УСВ-2, °C: - температура окружающей среды в месте расположения УССВ-2, °C: - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от 49,5 до 50,5 от -40 до +40 от -40 до +60 от 0 до +40 от -10 до +50 от -10 до +55 от +10 до +30

Продолжение таблицы 3

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01 (рег. № 36697-08) 140000 - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.08 (рег. № 36697-12) 165000 - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17) 220000 - среднее время восстановления работоспособности, ч 2 УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: 100000 - среднее время восстановления работоспособности, ч 24 УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: 35000 - среднее время восстановления работоспособности, ч 2 УССВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: 74500 - среднее время восстановления работоспособности, ч 2 Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 70000 - среднее время восстановления работоспособности, ч 1	
Глубина хранения информации Счетчики: - профиль нагрузки с получасовым интервалом, сутки, не менее 45 - при отключении питания, лет, не менее 5 УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее 45 - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее 10 Сервер БД: - хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений, лет, не менее 3,5	

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

- счетчиков (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервера БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛО-10 У2	5 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10 У2	3 шт.
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛК-СТ-10 У2	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10-01А УХЛ2	3 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10 УХЛ2	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10 УХЛ2	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНАМИТ-10-1 УХЛ2	1 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10 У2	1 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	1 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	3 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	1 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	1 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1 шт.
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1 шт.
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.921 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Самараинвестнефть», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

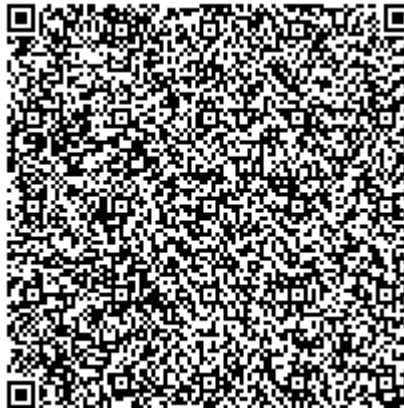
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312736. Дата внесения в реестр сведений об аккредитованном лице 17.07.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» марта 2022 г. №773

Регистрационный № 84987-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Новокаширская (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные ток и напряжение преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений

активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем на 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	Ввод 500 кВ ТЗ блока №3	JK ELK CB/3 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 82217-21	SU 550/B4STL кл.т. 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 28006-04	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10
2	Ввод 220 кВ АТ-9	JR 0,5 кл.т. 0,2S Ктт = 1500/1 рег. № 35406-07	НАМИ-220 кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
3	Тр-р № 2 резервного питания 6 кВ СН (бл. №4, яч. 17А)	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 2473-05	ЗНОЛ.06-6У3 кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-04	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
4	Тр-р № 1 резервного питания 6 кВ СН (бл. №3, яч. 3Б)	ТЛО-10 кл.т. 0,2S Ктт = 100/5 рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06-6У3 кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-04	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, 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 (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
4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
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	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
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 (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 (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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
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	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	1,9
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,4
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии - для счетчиков реактивной энергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4

Продолжение таблицы 4

1	2
диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка до отказа, ч, не менее устройство синхронизации системного времени УССВ-2: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 74500 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	JK ELK CB/3	3 шт.
Трансформатор тока встроенный	JR 0,5	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	3 шт.
Трансформатор напряжения	SU 550/B4STL	3 шт.
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ-220	6 шт.
Трансформатор напряжения измерительный	ЗНОЛ.06-6У3	6 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	4 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1 шт.
Радиосервер точного времени	PCTB-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.042.317.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Новокаширская», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311703.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Новокаширская

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

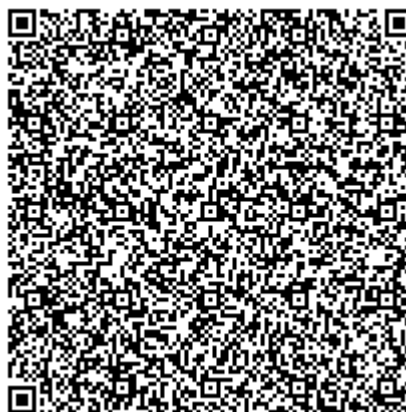
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

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

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»
(ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310639



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» марта 2022 г. №773

Регистрационный № 84986-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Сибирь» по НПС-2 ЛПДС «Южный Балык»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Сибирь» по НПС-2 ЛПДС «Южный Балык» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счётчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации времени ССВ-1Г (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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

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

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

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

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС», смежным субъектам ОРЭМ и иным заинтересованным организациям.

На втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Данные хранятся в сервере БД. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками multifunctional счетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера БД. ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ПАО «Транснефть».

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭМ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и другим заинтересованным организациям, передаются с ИВК с учетом агрегации данных по всем АИИС КУЭ ОАО «АК Транснефть» (Рег. № 54083-13) с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и АИИС КУЭ смежных субъектов в виде xml-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г (Рег. № 39485-08), входящими в состав ЦСОД. ССВ-1Г непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC спутниковой навигационной системы. Информация о точном времени распространяется устройством в сети TCP/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК. Резервный сервер синхронизации ИВК используется при выходе из строя основного сервера.

Сличение часов счетчиков с часами ИВК АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера ИВК более чем на ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2-3.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ/ Сервер БД
1	ЗРУ-10 кВ НПС-2 Южный Балык, 1 СШ 10 кВ, яч.5, Ввод №1 10 кВ	ТЛП-10 К _{тт} = 1500/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 10000:√3/100:√3 Кл. т. = 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	CCB-1Г Рег. № 39485-08/ HP ProLiant BL 460c Gen8, HP ProLiant BL 460c G6
2	ЗРУ-10 кВ НПС-2 Южный Балык, 1 СШ 10 кВ, яч.29	ТЛП-10 К _{тт} = 300/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 10000:√3/100:√3 Кл. т. = 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
3	ЗРУ-10 кВ НПС-2 Южный Балык, 2 СШ 10 кВ, яч.20	ТВК-10 К _{тт} = 150/5 Кл. т. = 0,5 Рег. № 8913-82	ЗНОЛ.06 10000:√3/100:√3 Кл. т. = 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
4	ЗРУ-10 кВ НПС-2 Южный Балык, 2 СШ 10 кВ, яч.6, Ввод №2 10 кВ	ТЛП-10 К _{тт} = 1500/5 Кл. т. = 0,5S Рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 10000:√3/100:√3 Кл. т. = 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
Примечания					
1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.					
2 Допускается замена серверов синхронизации времени на аналогичные устройства синхронизации системного времени утвержденных типов. Допускается замена сервера БД при условии сохранения цифрового идентификатора ПО.					
3 Замена оформляется техническим актом в установленном на АО «Транснефть-Сибирь» порядке, все изменения вносятся в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.					
4 Кл. т. – класс точности, К _{тн} – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, К _{тт} – коэффициент трансформации трансформаторов тока.					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1,2,4	Активная	2,86	2,93
	Реактивная	4,44	4,60
3	Активная	2,84	2,91
	Реактивная	4,41	4,64
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с		± 5	
Примечания 1 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 17° С до плюс 30° С для ИК №№ 1,2,4, при $\cos \varphi=0,8$ инд $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$, ИК № 3, при $\cos \varphi=0,8$ инд $I=0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ 2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой). 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95			

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер HP ProLiant BL 460c Gen8: - среднее время наработки на отказ Т, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности тв не более, ч; Сервер HP ProLiant BL 460c G6: - среднее время наработки на отказ Т, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности тв не более, ч.	220000 2 1500 2 261163 0,5 264599 0,5
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

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

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;

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

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Сибирь» по НПС-2 ЛПДС «Южный Балык» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТЛП-10	8
Трансформатор тока	ТВК-10	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	4
УСВ	ССВ-1Г	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Сервер	HP ProLiant BL 460c Gen8	1
Сервер	HP ProLiant BL 460c G6	1
Паспорт-Формуляр	ИЦЭ 1284РД-21.11.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Сибирь» по НПС-2 ЛПДС «Южный Балык», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

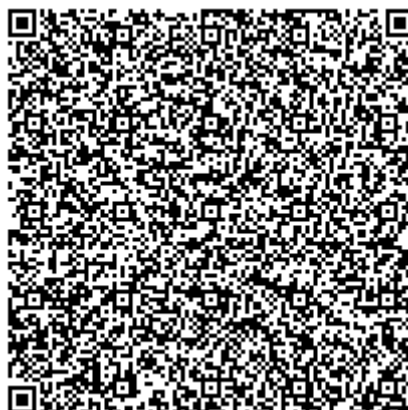
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть - Сибирь»
(АО «Транснефть - Сибирь»)
ИНН: 7201000726
Адрес: 625027, г. Тюмень ул. Республики, 139
Телефон: +7 (3452) 32-27-10
Факс: +7 (3452) 20-25-97
E-mail: info@sibnefteprovod.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: gd.spetsenergo@gmail.com
Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» марта 2022 г. №773

Регистрационный № 84985-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ООО «Яковлевский ГОК», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (УСВ) и программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с.

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

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Рудник, РУ-6 кВ, I сш 6 кВ, яч.4	ТПОЛ-10У3 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
2	ПС 110 кВ Рудник, РУ-6 кВ, I сш 6 кВ, яч.13	ТПЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
3	ПС 110 кВ Рудник, РУ-6 кВ, I сш 6 кВ, яч.14	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
4	ПС 110 кВ Рудник, РУ-6 кВ, I сш 6 кВ, яч.20	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 69606-17	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110 кВ Рудник, РУ-6 кВ, I сш 6 кВ, яч.22	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 69606-17	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
6	ПС 110 кВ Рудник, РУ-6 кВ, II сш 6 кВ, яч.38	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 69606-17	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
7	ПС 110 кВ Рудник, РУ-6 кВ, II сш 6 кВ, яч.32	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 69606-17	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
8	ПС 110 кВ Рудник, РУ-6 кВ, II сш 6 кВ, яч.26	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 69606-17	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
9	ПС 110 кВ Рудник, РУ-6 кВ, II сш 6 кВ, яч.24	ТПОЛ-10УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
10	ПС 110 кВ Рудник, РУ-6 кВ, II сш 6 кВ, яч.23	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 69606-17	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ПС 110 кВ Рудник-2, РУ- 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТФЗМ-110Б-IV1 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2793-88	НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 83984-21 Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
12	ПС 110 кВ Рудник-2, РУ- 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТФЗМ-110Б-IV1 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2793-88	НКФ-110-83 У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-84 НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-05 Рег. № 83984-21	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
13	ПС 110 кВ Рудник, РУ-6 кВ, I сш 6 кВ, яч.6	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 69606-17	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
14	ПС 110 кВ Рудник, РУ-6 кВ, II сш 6 кВ, яч.40	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 69606-17	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±5
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 14 от 0 до плюс 40 °С. 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов. 6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.	

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	14
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10У3	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10 У3	2
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	16
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-ІУ1	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	3
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	1
Трансформатор напряжения	НКФ-110-83 У1	1
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	14
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	77148049.422222.174-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Яковлевский ГОК», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»
(ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»)

ИНН 6672185635

Адрес: 620075, Свердловская обл, г. Екатеринбург, ул. Белинского/Красноармейская, строение 9/26

Телефон: 8 (343) 310-70-80

Факс: 8 (343) 310-32-18

E-mail: office@arstm.ru

Испытательный центр

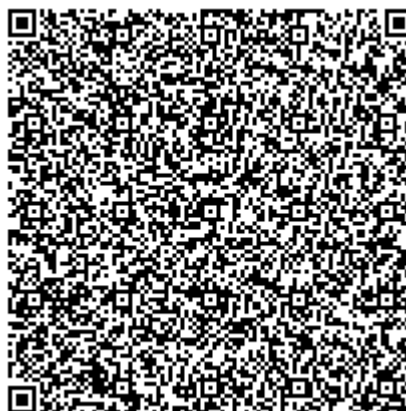
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» марта 2022 г. №773

Регистрационный № 84984-22

Лист № 1
Всего листов 22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) СИКОН С70, каналообразующую аппаратуру, технические средства обеспечения электропитания.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя сервер сбора и баз данных (далее – сервер) с программным обеспечением (далее – ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для обеспечения электропитания, организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

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

Для ИК № 7-12, 20-33, 37-46, 58-59 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование, хранение и передача полученных данных на сервер по каналам связи стандарта GSM, а также отображение информации на подключенных к УСПД устройствах.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на вход соответствующего GSM-модема, далее по каналам связи стандарта GSM поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в том числе вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации с уровня ИВК в АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности, в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде XML файлов формата 80020 в соответствии с действующими требованиями к представлению информации. Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ – ИИК, ИВКЭ и ИВК.

СОЕВ включает в себя УССВ типа УСВ-3 на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS, ГЛОНАСС), встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков.

Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи с УССВ, корректировка часов сервера выполняется при наличии расхождения с временем УССВ.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется не реже 1 раза в сутки, коррекция часов УСПД выполняется при наличии расхождения с часами сервера.

Для ИК № 7-12, 20-33, 37-46, 58-59 сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется при каждом сеансе связи (1 раз в 30 мин). Корректировка часов счетчиков выполняется при наличии расхождения с часами УСПД на величину более ± 3 с.

Для остальных ИК сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков выполняется при наличии расхождения с часами сервера.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4
CalcClients.dll	не ниже 1.0.0.0	E55712D0B1B219065D63DA949114DAE4	MD5
CalcLeakage.dll	не ниже 1.0.0.0	B1959FF70BE1EB17C83F7B0F6D4A132F	
CalcLosses.dll	не ниже 1.0.0.0	D79874D10FC2B156A0FDC27E1CA480AC	
Metrology.dll	не ниже 1.0.0.0	52E28D7B608799BB3CCEA41B548D2C83	
ParseBin.dll	не ниже 1.0.0.0	6F557F885B737261328CD77805BD1BA7	
ParseIEC.dll	не ниже 1.0.0.0	48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F	
ParseModbus.dll	не ниже 1.0.0.0	C391D64271ACF4055BB2A4D3FE1F8F48	
ParsePiramida.dll	не ниже 1.0.0.0	ECF532935CA1A3FD3215049AF1FD979F	
SynchroNSI.dll	не ниже 1.0.0.0	530D9B0126F7CDC23ECD814C4EB7CA09	
VerifyTime.dll	не ниже 1.0.0.0	1EA5429B261FB0E2884F5B356A1D1E75	

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД / УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	КТП № 1071 Мошок 6 кВ, ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
2	ПС 110 кВ Узловая, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф. ш. 1 Каменецкая	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 814-53	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,5	±7,3
3	ТП 10С 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ф. Ст. Новомосковск 2	ТОП-0,66 Кл. т. 0,2 КТТ 100/5 Рег. № 15174-06	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11		активная	±0,7	±3,2
						реактивная	±1,3	±5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ВЛЗ 6 кВ ф. Шахта 20, отп. КТП 155, оп. 3, отп. ЗТП 34А ввод 1	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S Ктт 30/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11 ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17 ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
5	ВЛЗ 6 кВ фидер Город 3, оп. 4, отп. ЗТП 34А ввод 2	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 30/5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 51676-12 ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17 ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 51676-12	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
6	ПС 110 кВ Задонье, ЗРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. ф. ЦЭММ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	ПС 110 кВ Сокольники, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. ф. Автобаза	ТПФ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 517-50	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±4,1
8	ПС 110 кВ Сокольники, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. ф. Ширинская 2	ТПФ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 517-50	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,5	±7,3
9	ПС 110 кВ Сокольники, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. ф. Ширинская 1	ТПФ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 517-50	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,1
10	ПС 110 кВ Сокольники, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. ф. Город 3	ТПФ Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 517-50	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,5	±7,3
11	ПС 110 кВ Сокольники, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. ф. Город 1	ТПФ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 517-50	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,1
12	ПС 110 кВ Сокольники, КРУН 6 кВ, яч. ф. Город 2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,8	±7,3
13	МТП 73 Хмелевое 6 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,2 Ктт 200/5 Рег. № 15174-06	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±0,7	±3,2
						реактивная	±1,3	±5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	ПС 35 кВ Выглядовка, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. ф. Водоканал 2	ТПФ Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 517-50	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,3
15	ПС 35 кВ Выглядовка, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. ф. Водоканал 1	ТПФ Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 517-50	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,3
16	ВЛ 10 кВ отп. п. Шат ф. Широно от ЗТП 114 10 кВ, оп. 4, отп. Шат (школа) в сторону ТП 1112, ПКУ 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±10,3
17	ТП Кирпичный 6 кВ, РУ 6 кВ, яч. ф. ТП 2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,3
18	ПС 1 6 кВ Новомосковскогнеупор, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 4, ф. Жилой посёлок	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
19	ПС 110 кВ Угольная, сборка 0,22 кВ сварочного поста, ф. пос. МОГЭС д. 6	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 47959-11	—	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,2
20	ПС 110 кВ Угольная, ЗРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. Город 11	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-3	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
21	ПС 110 кВ Угольная, ЗРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. Город 9	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,3
22	ПС 110 кВ Угольная, ЗРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. Город 7	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 814-53	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,3
23	ПС 110 кВ Угольная, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф. Город 8	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 814-53	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,3
24	ПС 110 кВ Угольная, ЗРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. ЭМЗ 2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1261-02	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,3
25	ПС 110 кВ Угольная, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф. ЭМЗ 1 с отп.	ТПФ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 517-50	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,3
26	ПС 110 кВ Угольная, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф. Город 4	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 814-53	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,3
27	ПС 110 кВ Угольная, ЗРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. Город 4А	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 814-53	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
28	ПС 110 кВ Угольная, ЗРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. Город 1	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 814-53	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,3
29	ПС 110 кВ Угольная, ЗРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. Водоканал	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 45425-10	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±10,3
30	ПС 110 кВ Угольная, ЗРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. Котельная 2	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 45425-10	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±10,3
31	ПС 110 кВ Угольная, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф. Город 2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,3
32	ПС 110 кВ Угольная, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф. Город 6	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 814-53	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,3
33	ПС 110 кВ Угольная, ЗРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. Город 3	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 814-53 ТПФ Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 517-50	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
34	ВЛ 6 кВ ф. ЭМЗ-1 с отп., оп. 3, отп. СБК-1 в сторону МТП 211 Котельная, ПКУ СБК-1 6 кВ	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6300:√3/100:√3 Рег. № 23544-07	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±4,0
35	МТП 211 Котельная 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ф. поселок Могэс	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20.01 Кл. т. 1/2 Рег. № 46634-11		реактивная	±2,8	±6,9
36	ВЛ 0,4 кВ ф. Частный сектор от ТП-111 6 кВ, отп. ж/д переезд 19 км	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20.01 Кл. т. 1/2 Рег. № 46634-11		активная	±1,1	±5,0
37	ПС 110 кВ Залесная, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. ф. Город 11	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-3 Рег. № 64242-16	реактивная	±2,2	±11,1
38	ПС 110 кВ Залесная, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. ф. Город 16	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,1	±5,0
39	ПС 110 кВ Залесная, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. ф. Город 12	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,2	±11,1
						активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,5	±7,3
						активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,3
						активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
40	ПС 110 кВ Залесная, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. ф. Город 21	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1856-63 ТВК-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 8913-82	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,3
41	ПС 110 кВ Залесная, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. ф. Город 14	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,3
42	ПС 110 кВ Залесная, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. ф. Город 13	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 7069-07	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,0 ±10,2
43	ПС 110 кВ Залесная, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. ф. Город 15	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 58720-14	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,0 ±10,2
44	ПС 110 кВ Залесная, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. ф. Город 18	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 58720-14	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±10,3
45	ПС 110 кВ Залесная, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. ф. Город 20	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
46	ПС 110 кВ Залесная, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. ф. Город 19	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,3
47	ВЛ 0,4 кВ ф. Частный сектор от ТП 127 10 кВ, отп. Ст. Урванка в сторону ж/д станции Урванка г. Новомосковск	ТОП-0,66 Кл. т. 0,2 Ктт 75/5 Рег. № 15174-06	—	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,7 ±1,3	±3,2 ±6,1
48	КРУН 10 кВ Истоки Дона, ф. д. Красное Гремячево	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1276-59	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,3
49	ТП 107 10 кВ, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф. Ключёвка ввод 1	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 47958-16 ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 22192-07	НТМИА-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 67814-17	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
50	ТП 107 10 кВ, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф. Ключёвка ввод 2	ТПЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 50/5 Рег. № 44701-10 ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
51	КРУН 6 кВ Ударник, в сторону МТП-31 Геологоразведка	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 1276-59	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,3
52	ТП 236 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ф. Ст. Гипсовая ввод 1	ТОП-0,66 Кл. т. 0,2 Ктт 75/5 Рег. № 15174-06	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11		активная реактивная	±0,7 ±1,3	±3,2 ±5,9
53	Транзитная сборка комплекса учета ДЖД 0,4 кВ на стене дома по ул. Бережного д.1, ф. г. Новомосковск, ул. Бережного 1-а, ДЖД	ТОП-0,66 Кл. т. 0,2 Ктт 100/5 Рег. № 15174-06	—	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,7 ±1,3	±3,2 ±6,1
54	ТП 92 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ф. Ст. Новомосковск 1	ТОП-0,66 Кл. т. 0,2 Ктт 200/5 Рег. № 15174-06	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,7 ±1,3	±3,2 ±5,9
55	ТП 237 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ф. Ст. Гипсовая ввод 2	ТОП-0,66 Кл. т. 0,2 Ктт 75/5 Рег. № 15174-06	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11		активная реактивная	±0,7 ±1,3	±3,2 ±5,9
56	ПС 110 кВ Грызлово, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф. Юдино 2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,3
57	ПС 110 кВ Грызлово, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф. Юдино 1	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 38202-08	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,0 ±10,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
58	ПС 110 кВ Залесная, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. ф. Город 22	ТОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 42663-09	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±4,0
59	ПС 110 кВ Залесная, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. ф. Город 23	ТОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 42663-09	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		реактивная	±2,8	±6,9
60	ЗТП 1111 10 кВ Шат (поселок), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 47957-11	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±4,1
61	ЗТП 1111 10 кВ Шат (поселок), РУ 0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ Л-1 НРЭС	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 47957-11	—	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,4	±7,1
62	ТП 21сок 6 кВ, РУ 6 кВ, КЛ 6 кВ в сторону ПС 1 НМЗ 6 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 69606-17	НАМИТ-6-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 70324-18	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±4,0
63	Сборка 0,4 кВ цеха производства кирпича АО НЗКМ, ф. Керамический переулоч	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20.01 Кл. т. 1/2 Рег. № 46634-11		реактивная	±2,8	±6,9
64	ТП 7 ООО «Кнауф Гипс Новомосковск» 10/0,4 кВ, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № АС03, КЛ-10 кВ фидер «Гипсовый-3»	4МС7 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 44089-10	4МТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 44087-10	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11		активная	±1,1	±5,0
						реактивная	±2,2	±11,1
						активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
65	ТП 7 ООО «Кнауф Гипс Новомосковск» 10/0,4 кВ, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № АС09, КЛ-10 кВ фидер «Телецентр»	4МС7 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 44089-10	4МТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 44087-10	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
66	ТП 12 ООО «Кнауф Гипс Новомосковск» 10/0,4 кВ, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № АС04, КЛ-10 кВ фидер «Котельная-1»	4МС7 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 44089-10	4МТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 44087-10	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
67	ТП 12 ООО «Кнауф Гипс Новомосковск» 10/0,4 кВ, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № АС08, КЛ-10 кВ фидер «Котельная-2»	4МС7 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 44089-10	4МТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 44087-10	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
68	ПС 220 кВ «Гипсовая», ЗРУ-6/10 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. №19, КЛ-6 кВ ф.Насосная-1	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 9143-06	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
69	ПС 220 кВ «Гипсовая», ЗРУ-6/10 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. №18, КЛ-6 кВ ф.Насосная-2	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 9143-06	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
70	ТП 7 ООО «Кнауф Гипс Новомосковск» 10/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ фидер «Фидер № 3»	ТОП-0,66 Кл. т. 0,2 Ктт 200/5 Рег. № 15174-06	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11		активная	±0,7	±3,2
						реактивная	±1,3	±5,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3. Погрешность в рабочих условиях указана для: – для ИК № 1-3, 6-15, 17-28, 31-33, 35-41, 45-48, 51-56, 60, 63-70 – при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от -40 до +60 °С; – для ИК № 4-5, 16, 29-30, 34, 42-44, 49-50, 57-59, 61-62 – при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от -40 до +60 °С. 4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 6. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа 7. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа. 8. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 9. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений. 10. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	70
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$: для ИК №1-3, 6-15, 17-28, 31-33, 35-41, 45-48, 51-56, 60, 63-70 для ИК №4-5, 16, 29-30, 34, 42-44, 49-50, 57-59, 61-62 - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии, °C – температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -40 до +35 от -40 до +60 от +5 до +35 от +10 до +25 от -25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: – Счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее счетчики типа СЭТ-4ТМ.03, рег. № 27524-04 счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М, рег. № 36697-08 счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М, рег. № 36697-12 счетчики типа ПСЧ-4ТМ.05МК, рег. № 46634-11 - среднее время восстановления работоспособности, ч – УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более – Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 140000 165000 165000 2 70000 2 100000 1 45000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации: – Счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее – УСПД: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сутки, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее – Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 113 40 45 5 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей измерительных трансформаторов;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании (возможность установки многоуровневых паролей):
 - счётчика электроэнергии;
 - УСПД;
 - сервера;
- кодирование результатов измерений при передаче.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания электропитания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления;
- журнал УСПД:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);

- попыток несанкционированного доступа;
 - связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
 - перезапусков ИВКЭ;
 - фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - результатов самодиагностики;
 - отключения питания;
 - полученные с уровней ИИК журналы событий;
- журнал сервера:
- изменение значений результатов измерений;
 - изменение расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровней ИИК и ИВКЭ журналы событий.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока измерительные	4МС7	8
Трансформаторы тока	ТВК-10	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	11
Трансформаторы тока	ТЛК-10	4
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10-I	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-10	6
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	24
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	16
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	1
Трансформаторы тока	ТПЛ-СВЭЛ-10	1
Трансформаторы тока	ТПЛ-СЭЦ-10	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	8
Трансформаторы тока	ТПОЛ-СВЭЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТПФ	18
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	15
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	9
Трансформаторы напряжения измерительные	4МТЗ	12
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-6	6
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-6	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-6	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-6-2	1
Трансформаторы напряжения	НОМ-10-66	2
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформаторы напряжения трехфазные антирезонансные	НТМИА-10	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	40
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.09	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.09	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01	8

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.20.01	3
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	3
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2000»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС. 960 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПромЭнергоСбыт», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

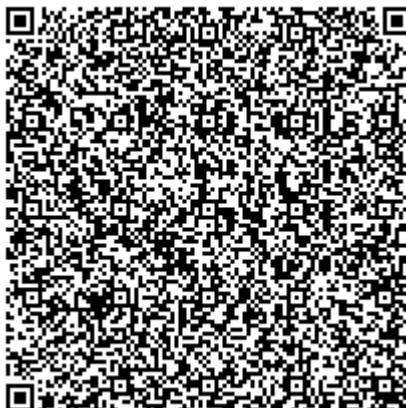
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ПромЭнергоСбыт»
(ООО «ПромЭнергоСбыт»)
ИНН 7107064602
Адрес: 301650, Тульская область, г. Новомосковск, ул. Калинина, д.15
Телефон: +7 (48762) 62236
Факс: +7 (48762) 62236
E-mail: mail@promenergoby.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: +7 (4922) 22-21-62
Факс: +7 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312736. Дата внесения в реестр сведений об аккредитованном лице 17.07.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» марта 2022 г. №773

Регистрационный № 84983-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Твердомеры Роквелла Qness 150

Назначение средства измерений

Твердомеры Роквелла Qness 150 (далее - твердомеры) предназначены для измерений твердости металлов и сплавов по шкалам Роквелла и Супер-Роквелла в соответствии с ГОСТ 9013-59, ГОСТ 22975-78.

Описание средства измерений

Принцип действия твердомеров основан на статическом вдавливании алмазного конусного или шарикового наконечников с последующим измерением глубины внедрения наконечника.

Конструктивно твердомеры имеют металлический корпус и состоят из устройства приложения нагрузки и измерительного устройства.

Твердомеры выпускаются в следующих модификациях: Qness 150 CS ECO, Qness 150 R, Qness 150 RCS, Qness 150 RC. Модификации твердомеров отличаются конструкцией, диапазоном прикладываемых нагрузок, габаритными размерами и массой, а также степенью автоматизации процесса измерений.

Твердомеры Qness 150 RCS и Qness 150 RC предназначены только для измерения твердости по шкале Роквелла С.

Таблица 1 - Символы в обозначении модификаций и соответствующие им опции, поддерживаемые в твердомерах

Наличие опций в модификации твердомера	Символ
Наличие мотора привода регулировки положения измерительного модуля по вертикали	R
Наличие винтового стола	CS ECO
Наличие винтового стола и возможность встраивания в автоматическую линию	RCS
Наличие винтового стола и возможность встраивания в автоматическую линию и большие относительно модификации «RCS» габаритные размеры, масса и габариты рабочего пространства	RC

Общий вид твердомеров с указанием мест нанесения знака утверждения типа и маркировочной таблички приведён на рисунках 1-4.

Пломбирование твердомеров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на твердомеры не предусмотрено.

Заводской номер в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится типографским способом на маркировочную табличку из полимерного материала, закрепленную в месте, указанном на рисунках 1 - 4.



Рисунок 1 –Общий вид твердомеров Роквелла Qness 150 R

Рисунок 2 – Общий вид твердомеров Роквелла Qness 150 CS ECO

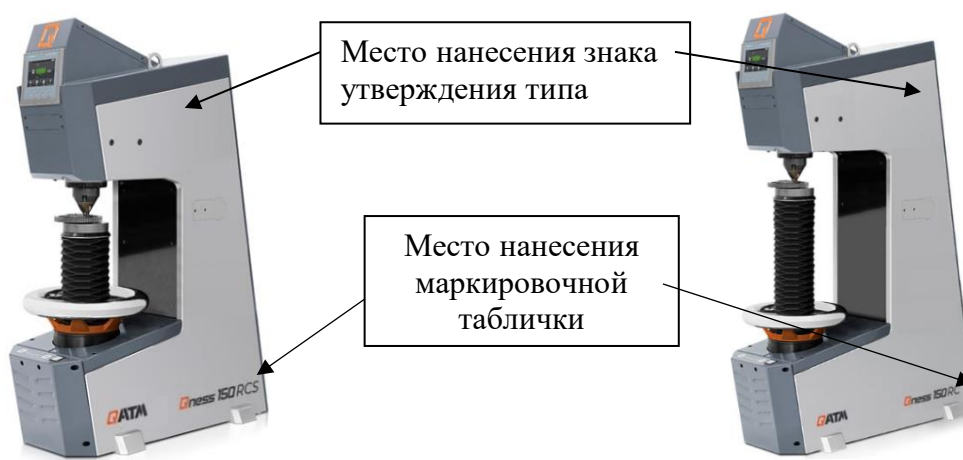


Рисунок 3 – Общий вид твердомеров Роквелла Qness 150 RCS

Рисунок 4 – Общий вид твердомеров Роквелла Qness 150 RC

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) твердомеров используется для управления их работой, а также для визуального отображения, хранения и статистической обработки результатов измерений.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение для модификаций			
	Qness 150 R		Qness 150 CS ECO	Qness 150 RCS, Qness 150 RC
Идентификационное наименование ПО	Qpix T2	Qpix Control2*	Qpix TE	Qpix PLC
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v 2.4.2.1	не ниже v 2.4.2.2	не ниже v 1.2.0.8	не ниже v 010105
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-		-	-
* В соответствии с заказом				

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 - Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Роквелла

Шкала Роквелла	Диапазон измерений твердости	Пределы допускаемой абсолютной погрешности твердомеров	Размах чисел твердости, не более
HRA	от 20 HRA до 75 HRA включ. св. 75 HRA до 95 HRA включ.	$\pm 2,0$ HRA $\pm 1,2$ HRA	0,8
HRB(W)	от 20 HRB(W) до 80 HRB(W) * от 80 HRB(W) до 100 HRB(W) включ.	$\pm 3,0$ HRB(W) $\pm 2,0$ HRB(W)	1,2
HRC	от 20 HRC до 35 HRC включ. св. 35 HRC до 55 HRC включ. св. 55 HRC до 70 HRC включ.	$\pm 2,0$ HRC $\pm 1,5$ HRC $\pm 1,0$ HRC	0,8
HRD	от 40 HRD до 70 HRD включ. св. 70 HRD до 77 HRD включ.	$\pm 2,0$ HRD $\pm 1,5$ HRD	0,8
HRE(W)	от 70 HRE(W) до 90 HRE(W) включ. св. 90 HRE(W) до 100 HRE(W) включ.	$\pm 2,5$ HRE(W) $\pm 2,0$ HRE(W)	1,2
HRF(W)	от 60 HRF(W) до 90 HRF(W) включ. св. 90 HRF(W) до 100 HRF(W) включ.	$\pm 3,0$ HRF(W) $\pm 2,0$ HRF(W)	1,2
HRG(W)	от 30 HRG(W) до 50 HRG(W) включ. св. 50 HRG(W) до 75 HRG(W) включ. св. 75 HRG(W) до 94 HRG(W) включ.	$\pm 6,0$ HRG(W) $\pm 4,5$ HRG(W) $\pm 3,0$ HRG(W)	1,2
HRH(W)	от 80 HRH(W) до 100 HRH(W) включ.	$\pm 2,0$ HRH(W)	1,2

Продолжение таблицы 3

Шкала Роквелла	Диапазон измерений твердости	Пределы допускаемой абсолютной погрешности твердомеров	Размах чисел твердости, не более
HRK(W)	от 40 HRK(W) до 60 HRK(W) включ. св. 60 HRK(W) до 80 HRK(W) включ. св. 80 HRK(W) до 100 HRK(W) включ.	$\pm 4,0$ HRK(W) $\pm 3,0$ HRK(W) $\pm 2,0$ HRK(W)	1,2
П р и м е ч а н и я: 1 Параметр, отмеченный * - крайнее значение твердости, не включенное в данный поддиапазон. 2 Метрологические характеристики действительны для 5 измерений.			

Таблица 4 - Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Супер-Роквелла

Шкала Супер-Роквелла	Диапазон измерений твердости	Пределы допускаемой абсолютной погрешности твердомеров	Размах чисел твердости, не более
HR15N	от 70 HR15N до 90 HR15N * от 90 HR15N до 94 HR15N включ.	$\pm 2,0$ HR15N $\pm 1,0$ HR15N	1,2 1,0
HR30N	от 40 HR30N до 76 HR30N * от 76 HR30N до 86 HR30N включ.	$\pm 2,0$ HR30N $\pm 1,0$ HR30N	1,2 1,0
HR45N	от 20 HR45N до 78 HR45N включ.	$\pm 2,0$ HR45N	1,2
HR15T(W)	от 62 HR15T(W) до 93 HR15T(W) включ.	$\pm 3,0$ HR15T(W)	2,4
HR30T(W)	от 15 HR30T(W) до 70 HR30T(W) включ. св 70 HR30T(W) до 82 HR30T(W) включ.	$\pm 3,0$ HR30T(W) $\pm 2,0$ HR30T(W)	2,4 2,0
HR45T(W)	от 10 HR45T(W) до 72 HR45T(W) включ.	$\pm 3,0$ HR45T(W)	2,4
П р и м е ч а н и я: 1 Параметр, отмеченный * - крайнее значение твердости, не включенное в данный поддиапазон. 2 Метрологические характеристики действительны для 5 измерений.			

Таблица 5 - Технические характеристики твердомеров по испытательным нагрузкам для шкал Роквелла и Супер-Роквелла

Шкала твердости	Испытательные нагрузки, Н		Пределы допускаемого относительного отклонения испытательных нагрузок, %	
	предварительная	основная	предварительная	основная
Шкала Роквелла				
HRA, HRF(W), HRH(W)	98,07	588,4	±2,0	±0,5
HRB(W), HRE(W), HRD		980,7		
HRC, HRG(W), HRK(W)		1471		
Шкала Супер-Роквелла				
HR15N, HR15T(W)	29,42	147,1	±2,0	±0,66
HR30N, HR30T(W)		294,2		
HR45N, HR45T(W)		441,3		

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	от +15 до +35 80
Параметры электрического питания напряжение переменного тока частотой 50 Гц, В	от 207 до 253
Габаритные размеры твердомеров, мм, не более:	
- Qness 150 RCS длина	756
ширина	308
высота	1000
- Qness 150 RC длина	796
ширина	319
высота	1250
- Qness 150 CS ECO длина	567
ширина	227
высота	875
- Qness 150 R длина	554
ширина	530
высота	912
Масса, кг, не более:	
- Qness 150 R	130
- Qness 150 CS ECO	80
- Qness 150 RCS	250
- Qness 150 RC	300

Знак утверждения типа

наносится на корпус твердомеров в виде наклеиваемой плёнки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским или иным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность твердомеров

Наименование	Обозначение	Количество
Твердомер Роквелла	Qness 150 CS ECO или Qness 150 R, или Qness 150 RCS, или Qness 150 RC *	1 шт.
Испытательный столик ø 100 мм	-	1 шт.
Персональный компьютер **	-	1 шт.
Принадлежности	-	1 шт.
Кабель питания	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	Qness 150 - 01 РЭ	1 экз.
* В соответствии с заказом.		
** для твердомеров Qness 150 R в соответствии с заказом.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в главах 3 - 6 документа Qness 150 - 01 РЭ «Твердомеры Роквелла Qness 150. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к твердомерам Роквелла Qness 150

ГОСТ 23677-79 «Твердомеры для металлов. Общие технические требования»

ГОСТ 9013-59 «Металлы и сплавы. Метод измерения твёрдости по Роквеллу. Шкалы А, В, С»

ГОСТ 22975-78 «Металлы и сплавы. Метод измерения твёрдости по Роквеллу при малых нагрузках (по Супер-Роквеллу)»

Приказ Росстандарта № 3462 от 30.12.2019 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерения твердости по шкалам Роквелла и Супер-Роквелла»

Техническая документация фирмы-изготовителя

Изготовитель

Фирма «АТМ Qness GmbH», Австрия.

Адрес: Reitbauernweg 26, 5440 Golling, Austria

Телефон: +43 6244 34393

Факс: +43 6244 34393-30

E-mail: info@qatm.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)

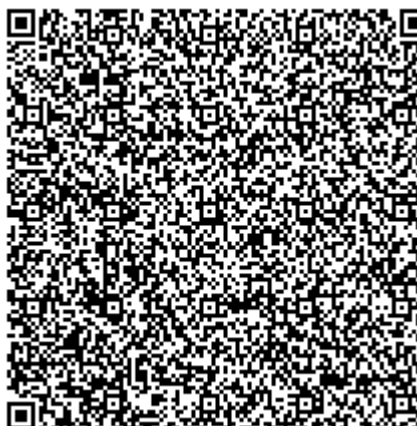
Адрес: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ

Телефон (факс): +7 (495) 526-63-00

E-mail: office@vniiftri.ru

Web-сайт: www.vniiftri.ru

Аттестат аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30002-13 от 11.05.2018



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» марта 2022 г. №773

Регистрационный № 84982-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Устройства контроля шахтной атмосферы MPS

Назначение средства измерений

Устройства контроля шахтной атмосферы MPS предназначены для измерений объемной доли метана или оксида углерода в воздухе и передачи измерительной информации внешним устройствам в аналоговой и цифровой форме.

Описание средства измерений

Принцип действия устройств контроля шахтной атмосферы MPS (далее – устройства контроля), в зависимости от модели:

- оптический инфракрасный (мод. MPS-11D-NG-CH₄), основанный на измерении поглощения инфракрасного излучения на двух длинах волн, соответствующей полосе поглощения определяемого компонента и вне ее;
- электрохимический (мод. MPS-06-NG-CO), основанный на эффекте возникновения разности потенциалов на электродах сенсора вследствие электрохимической реакции между молекулами определяемого компонента и электролитом.

Способ отбора пробы – диффузионный.

Устройства контроля представляют собой стационарные автоматические одноканальные измерительные преобразователи непрерывного действия.

Конструктивно устройства контроля выполнены одноблочными, материал корпуса – нержавеющая сталь. На лицевой панели расположены 3 клавиши управления смотровое окно для жидкокристаллического дисплея. На нижней части корпуса расположены кабельный ввод и первичный измерительный преобразователь. На верхней стороне корпуса расположены монтажное крепление для подвески и модуль дополнительной световой и звуковой сигнализации SBH (по заказу).

Устройства контроля обеспечивают выполнение следующих функций:

- непрерывное измерение содержания определяемого компонента (метан или оксид углерода);
- отображение результатов измерений на встроенном жидкокристаллическом дисплее;
- визуальная сигнализация о достижении 2 пороговых значений срабатывания сигнализации (желтый светодиодный индикатор ALARM 1, красный – ALARM 2);
- формирование унифицированного выходного аналогового сигнала (по току: от 0,2 до 1,0 мА / от 4 до 20 мА, по напряжению от 0,4 до 2,0 В / от 1 до 5 В, по частоте от 5 до 15 Гц);
- формирование выходного релейного сигнала (два реле для управления электропитанием шахтного оборудования);
- формирование выходного цифрового сигнала (RS485, ProfiBus / CAN – по заказу);
- диагностику состояния устройства контроля.

Общий вид устройств контроля приведены на рисунке 1. Схема пломбирования корпуса от несанкционированного доступа приведена на рисунке 2.

Заводской (серийный) номер и знак утверждения типа наносятся методом лазерной гравировки на металлическую табличку, расположенную на боковой стороне корпуса устройств контроля, общий вид таблички приведен на рисунке 3.



а) Модель MPS-11D-NG-CH₄



б) Модель MPS-06-NG-CO

Рисунок 1 - Общий вид устройств контроля

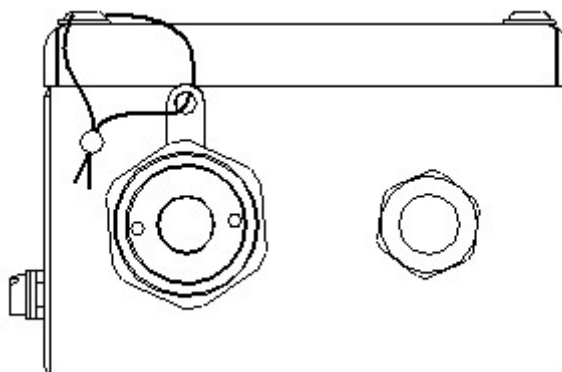


Рисунок 2 - Схема пломбирования от несанкционированного доступа

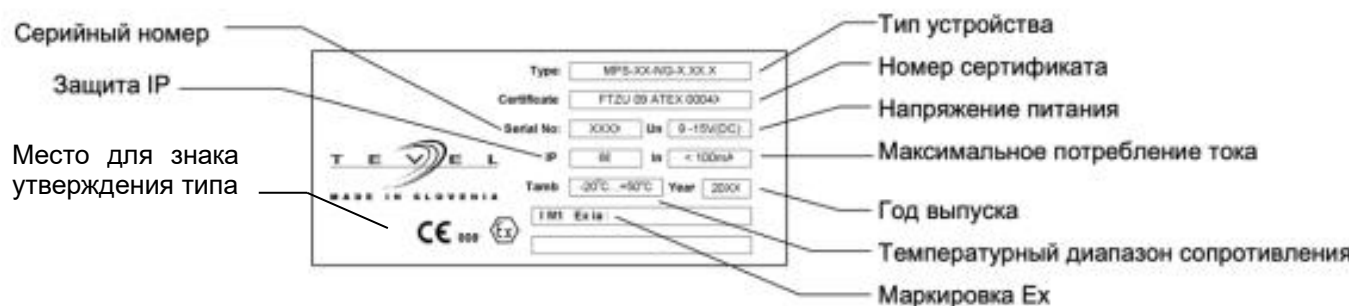


Рисунок 3 - Общий вид таблички с маркировкой устройств контроля

Программное обеспечение

Устройства контроля шахтной атмосферы MPS-11D-NG-CH₄, MPS-06-NG-CO имеют встроенное программное обеспечение (далее - ПО). Встроенное ПО разработано изготовителем специально для решения задач измерения объемной доли определяемого компонента и обеспечивает следующие основные функции:

- обработку и передачу измерительной информации от первичного измерительного преобразователя (сенсора);
- отображение результатов измерений на встроенном дисплее;
- формирование выходных аналогового и релейного (в зависимости от модели) сигналов;
- формирование выходного цифрового сигнала (RS485, ProfiBus / CAN – по заказу);
- настройку нулевых показаний и чувствительности, задание порогов срабатывания релейного выхода;
- диагностику аппаратной части устройств контроля и целостности встроенного ПО.

ПО устройств контроля реализует следующие расчетные алгоритмы:

- 1) вычисление значений объемной доли определяемого компонента на основании данных от первичного преобразователя;
- 2) вычисление значений выходных сигналов;
- 3) сравнение результатов измерений с заданными пороговыми значениями.

Встроенное ПО идентифицируется при включении питания посредством вывода на дисплей номера версии.

Влияние встроенного ПО учтено при нормировании метрологических характеристик.

Устройства контроля имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты – «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	мод. MPS-06-NG	мод. MPS-11D-NG-CH ₄
Идентификационное наименование ПО	MPS vsisenzori v.1.522	MPS vsisenzori v.1.525
Номер версии (идентификационный номер) ПО *	1.522	1.525
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	-	-
Алгоритм расчета контрольной суммы	-	-
* Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице.		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности, предел допускаемого времени установления выходного сигнала

Определяе- мый компо- нент / мо- дель устройства	Диапазон показаний ¹⁾ объем- ной доли	Диапазон измере- ний объ- емной доли	Пределы допускаемой ос- новной погрешности ²⁾		Предел до- пускаемого времени установле- ния выход- ного сигнала $T_{0,90}$, с	Цена деле- ния наимень- шего раз- ряда дис- плея
			абсолют- ной, объ- емная доля	относитель- ной, %		
Оксид угле- рода (CO) / MPS-06- NG-CO	от 0 до 300 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	$\pm 2,0$ млн ⁻¹	-	35	1 млн ⁻¹
		св. 20 до 300 млн ⁻¹	-	± 10		
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	$\pm 2,0$ млн ⁻¹	-	35	1 млн ⁻¹
		св. 20 до 1000 млн ⁻¹	-	± 10		
Метан (CH ₄) / MPS-11D- NG-CH ₄	от 0 до 5 %	от 0,00 до 1,00 % включ.	$\pm 0,1$ %	-	30	0,01 %
		св. 1,00 до 5,00 %	-	± 10		
	от 0 до 100 %	от 0,0 до 20,0 % включ.	± 2 %	-	30	0,1 %
		св. 20 до 100 %	-	± 10		

¹⁾ По дисплею, определяется при заказе.

²⁾ Нормальные условия измерений:

- диапазон температуры окружающей среды: от +15 до +25 °C;

- диапазон относительной влажности окружающей среды при температуре +25 °C: от 30 до 80 %;

- диапазон атмосферного давления: от 97,0 до 104,6 кПа;

- содержание сопутствующих компонентов (для мод. MPS-06-NG-CO): не более 0,5 ПДК.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой вариации выходного сигнала, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды в пределах рабочих условий эксплуатации на каждые 10 °С относительно условий определения основной погрешности, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±1,0
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения влажности окружающей среды в рабочих условиях эксплуатации относительно влажности при определении основной погрешности, в долях от пределов допускаемой основной погрешности для мод. MPS-06-NG-CO для мод. MPS-11D-NG-CH ₄ (на каждые 10%)	±0,5 ±0,2
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения атмосферного давления на каждые 3,3 кПа в рабочих условиях эксплуатации относительно условий при определении основной погрешности, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,5
Пределы допускаемой погрешности ¹⁾ датчиков модели MPS-06-NG-CO в рабочих условиях эксплуатации: - абсолютной, в диапазоне измерений объемной доли от 0 до 20 млн ⁻¹ включ., млн ⁻¹ - относительной, в диапазоне измерений объемной доли св. 20 до 1000 млн ⁻¹ , %	±6,0 ±30
Время прогрева устройств, не более, мин	30
Пределы допускаемого изменения выходного сигнала за 30 сут. непрерывной работы, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±1,0
Диапазон задания порогов срабатывания сигнализации, объемная доля определяемого компонента: - мод. MPS-11D-NG-CH ₄ , % - мод. MPS-06-NG-CO, млн ⁻¹	от 0,01 до 4,99 / от 0 до 99,9 от 1 до 999
Погрешность срабатывания сигнализации, объемная доля определяемого компонента: - мод. MPS-11D-NG-CH ₄ , % - мод. MPS-06-NG-CO, млн ⁻¹	±0,1 ±2
¹⁾ В соответствии с обязательными метрологическими требованиями к измерениям, установленными постановлением Правительства РФ от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений», при следующих условиях эксплуатации: диапазон температуры от +5 до +35 °С, диапазон атмосферного давления от 87,8 до 119,7 кПа, относительная влажность при температуре +35 °С от 0 до 95 %.	

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон напряжения питания постоянным током, В	от 9 до 15
Максимальный электрический ток, потребляемый устройством контроля, А: - мод. MPS-11D-NG-CH ₄ , - мод. MPS-06-NG-CO	0,10 (0,25 с SBH-модулем) 0,06 (0,25 с SBH-модулем)
Габаритные размеры, мм, не более ¹⁾ : - высота - ширина - длина	393 130 95
Масса, кг, не более ¹⁾	2,5 (3,2 с SBH-модулем)
Маркировка взрывозащиты ²⁾	PO Ex ia I Ma
По защищенности от влияния пыли и воды устройства контроля соответствуют степени защиты по ГОСТ 14254-2015	IP66
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка до отказа, ч	24 000

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации - диапазон температуры окружающей среды, °С - диапазон относительной влажности при температуре 35°С, % (без конденсации влаги) - диапазон атмосферного давления, кПа	от -20 до +50 от 0 до 95 от 80 до 120
¹⁾ Без учета размеров и массы разъема. ²⁾ Маркировка взрывозащиты указана в соответствии с сертификатом соответствия № ЕАЭС RU C-SI.AA87.B.00136/19 от 27.03.2019 г.	

Знак утверждения типа

наносится на табличку на корпусе устройства контроля методом лазерной гравировки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность устройств контроля шахтной атмосферы

Наименование	Обозначение	Количество
Устройство контроля шахтной атмосферы MPS	MPS-11D-NG-CH ₄ или MPS-06-NG-CO	1 шт.
Модуль дополнительной световой и звуковой сигнализации	SBH	1 шт.*
Руководство по эксплуатации	-	не менее 1 экз. на партию
Паспорт	-	1 шт.
Комплект ЗИП	-	1 компл. (по заказу)
* По заказу.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах:

- «Устройство контроля шахтной атмосферы MPS-11D-NG-CH₄. Руководство по эксплуатации»;
 - «Устройство контроля шахтной атмосферы MPS-06-NG-CO. Руководство по эксплуатации»
- разделы 7, 8.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к устройствам контроля шахтной атмосферы MPS

Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 № 2315

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

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия

ГОСТ Р 52350.29.1-2010 Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы. Общие технические требования и методы испытаний газоанализаторов горючих газов

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

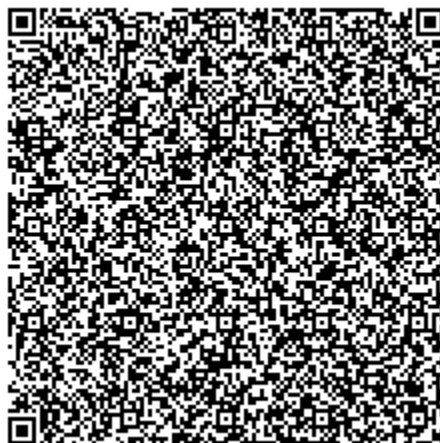
Техническая документация фирмы «TEVEL d.o.o.», Словения

Изготовитель

Фирма «TEVEL d.o.o.», Словения
Адрес: Borovniko naselje 7, SI-1412 Kisovec
Tel.: +386 3 56 72 050 Fax: +386 3 56 71 119
Web-сайт: www.tevel.si
E-mail: info@tevel.si

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19
Телефон: (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14
Web сайт: www.vniim.ru
E-mail: info@vniim.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311541



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» марта 2022 г. №773

Регистрационный № 84981-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи индуктивные

Назначение средства измерений

Преобразователи индуктивные (далее - преобразователи) предназначены для контактных измерений линейных размеров.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на преобразовании малых линейных перемещений измерительного стержня в пропорциональное изменение напряжения в электрической схеме преобразователя, преобразовании в цифровой сигнал и его передачи на внешнее показывающее устройство.

Преобразователь состоит из корпуса, внутри которого или на кабеле находится встроенный конвертор, который преобразует аналоговый сигнал индуктивного преобразователя в цифровой. Для отображения результатов измерений применяется внешнее показывающее устройство, такое как: компьютер, устройство цифровой индикации БЭП-2 в соответствии с применяемым разъемом (интерфейсом).

Преобразователи изготавливаются следующих моделей и исполнений:

- М-021,
- М-021 исполнение М-021-03В (с вакуумным арретированием);
- М-022, исполнения М-022-02 (осевой вывод кабеля), М-022-03 (боковой вывод кабеля), М-022-03П (пневматическое арретирование измерительного стержня), М-022-03В (вакуумное арретирование измерительного стержня);
- М-023, исполнения М-023-02 (осевой вывод кабеля), М-023-03 (боковой вывод кабеля), М-023-03П (пневматическое арретирование измерительного стержня), М-023-03В (вакуумное арретирование измерительного стержня);
- М-024, исполнения М-024-02 (осевой вывод кабеля), М-024-03 (боковой вывод кабеля), М-024-03П (пневматическое арретирование измерительного стержня) М-024-03В (вакуумное арретирование измерительного стержня);
- М-025.

Преобразователи выпускаются с различными разъемами (интерфейсами) такими как ДБ 9 (RS- 232, RS- 485) или USB и подключаются к устройствам цифровой индикации БЭП-2 или к персональным компьютерам с помощью программного обеспечения imp-21, имеющим входы, соответствующие указанным разъемам преобразователей.

Общий вид преобразователей указан на рисунках 1-6.

Заводской номер наносится на нерабочую поверхность преобразователей или конвертор, расположенный на кабеле методом травления, лазерной маркировкой или в виде наклейки в формате цифрового обозначения.

Пломбирование корпуса преобразователей от несанкционированного доступа не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид преобразователей модели М-021



Рисунок 2 – Общий вид преобразователей модели М-021, исполнение М-021-03В



Исполнение
М-022-02



Исполнение
М-022-03



Исполнения
М-022-03В
М-022-03П

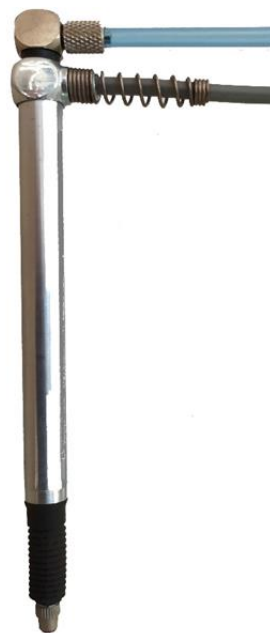
Рисунок 3 – Общий вид преобразователей моделей М-022



Исполнение
М-023-02



Исполнение
М-023-03



Исполнения
М-023-03В
М-023-03П

Рисунок 4 – Общий вид преобразователей моделей М-023



Исполнение
М-024-02



Исполнение
М-024-03



Исполнения
М-024-03В
М-024-03П

Рисунок 5 – Общий вид преобразователей моделей М-024



Рисунок 6 – Общий вид преобразователей моделей М-025

Программное обеспечение

Преобразователи имеют в своем составе внешнее программное обеспечение (ПО), разработанное для передачи результатов измерений на персональный компьютер.

Таблица 1 - Сведения об идентификационных данных ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	imp21
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V 21.1.0 и выше
Цифровой идентификатор ПО	-

Программное обеспечение и его окружение являются неизменными, средства для программирования или изменения метрологически значимых функций отсутствуют.

Защита программного обеспечения соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Модель преобразователя				
	М-021	М-022	М-023	М-024	М-025
Диапазон измерений, мм	От -0,2 до +0,2	От -1,0 до +1,0	От -5,0 до +5,0	От -2,5 до +2,5	От -0,3 до +0,3
Шаг дискретности отсчета, мкм	0,01	0,1			
Общий ход измерительного наконечника, мм, не менее	0,5	3,0	11,0	6,0	0,8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений на участках диапазона измерений, мкм					
± 0,02 мм включ.	±0,04	-	-	-	-
свыше ± 0,02 мм до ± 0,20 мм	±0,20	-	-	-	-
± 0,3 мм	-	-	-	-	±1,00
± 0,2 мм включ.	-	±0,50	-	-	-
свыше ± 0,2 мм до ± 1,0 мм	-	±1,50	-	-	-
± 0,5мм включ.	-	-	-	±1,00	-
свыше ± 0,5 мм до ±1,25 мм включ.	-	-	-	±2,00	-
свыше ± 1,25 мм до ±2,5 мм	-	-	-	±3,50	-
± 1,0 мм включ.	-	-	±5,00	-	-
свыше ± 1,0 мм до ±2,5 мм включ.	-	-	±7,00	-	-
свыше ± 2,5 мм до ±5,0 мм	-	-	±10,00	-	-
Размах показаний, мкм, не более	0,03	-			
Вариация показаний, мкм, не более	-	0,5	0,5	0,5	0,5
Измерительное усилие в нулевой точке, сН, не более	120	150	150	150	25
Колебание измерительного усилия, сН, не более	140	35	170	75	15

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Модель преобразователя				
	М-021	М-022	М-023	М-024	М-025
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	От 187 до 242 От 49 до 51				
Потребляемая мощность, В·А, не более	10				
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – изменение температуры окружающего воздуха в течение 1 часа работы, °С, не более – относительная влажность воздуха, %, не более – атмосферное давление, кПа	От +18 до +22 0,2 От 38 до 78 От 97,4 до 105,4				
Присоединительный диаметр, мм	28h7; 27h7	8h8			
Длина, мм, не более	От 150 до 220	От 72 до 97	От 117 до 142	От 97 до 122	98
Масса, кг, не более	0,50	0,10	0,15	0,10	0,10
Время непрерывной работы, час, не более	8				
Полный средний срок службы, лет, не менее	8				
Срок сохраняемости, лет, не менее	2				

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь	-	1 шт.
Транспортировочная упаковка	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Программное обеспечение	imp21	В электронном виде*
Руководство оператора по работе с программой imp21		В электронном виде*
Устройство цифровой индикации	БЭП-2	1 шт. (по дополнительному заказу)
Примечание: *-доступно для загрузки на Web-сайте изготовителя		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 «Работа с преобразователем» паспорта на преобразователи.

Нормативные документы, устанавливающие требования к преобразователям индуктивным

Государственная поверочная схема для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2840 от 29 декабря 2018 г.

СТО 258292761-008-2021 «Преобразователи индуктивные. Стандарт организации».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-метрологический центр «Микро» (ООО ИМЦ «Микро»)

ИНН 7804051103

Адрес: 195220, г. Санкт-Петербург, Гражданский пр. 22, лит. А, оф. 409

Телефон: (812) 981-49-65, (812) 534-68-82

E-mail: imcmikro@mail.ru

Web-сайт: www.imcmikro.ru

Испытательный центр

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

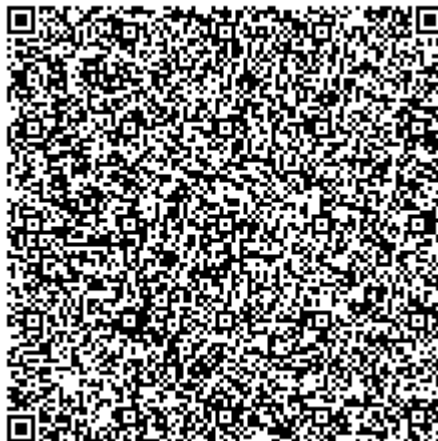
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

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

Web- сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» марта 2022 г. №773

Регистрационный № 84980-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС» КРУЭ-110кВ ГАЭС, ГЭС-1, Свистухинской ГЭС, Сенгилеевской ГЭС, ГРУ-10кВ ГЭС-1, ЗРУ-6кВ ГАЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС» КРУЭ-110кВ ГАЭС, ГЭС-1, Свистухинской ГЭС, Сенгилеевской ГЭС, ГРУ-10кВ ГЭС-1, ЗРУ-6кВ ГАЭС (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (УСПД), каналообразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени УСВ-1 (УСВ).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС», включающий в себя устройство синхронизации времени УСВ-3 (УССВ), каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Emcos Corporate».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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

реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСП/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной системы позиционирования (GPS), и УССВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальных систем позиционирования (ГЛОНАСС/GPS). УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при любом минимальном расхождении часов сервера БД и времени УССВ. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УСВ более чем на ± 1 с. Сравнение часов счетчиков и часов УСПД происходит с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

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

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПО «Emcos Corporate»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.1
Идентификационное наименование ПО	STAlertBase.tlb
Цифровой идентификатор ПО	D2160BEEE39FE5C92D4741EB6C722D68
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	STDistribute_Intf.tlb
Цифровой идентификатор ПО	CABF4B55D4597392A92355008357AFD6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	STDriverBase.tlb
Цифровой идентификатор ПО	0C2194E89D66B977475E05B4BBBBBA60
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	STLineIntf.tlb
Цифровой идентификатор ПО	31C0E1632EC4912791C8E9A7C899DC63
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	STReportlibrarv.tlb
Цифровой идентификатор ПО	6EA71FEDB278827D5D99AC48DF728352
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	STTransportManager Base.tlb
Цифровой идентификатор ПО	1549AB3CEFE8899E837FB814A978A2F4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	STTransport Base.tlb
Цифровой идентификатор ПО	7D5F550BE11E0D7DE271EC9548F70DD1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	STAppControl.tlb
Цифровой идентификатор ПО	119028FFC96D92390C1414F4E6DFA07C
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/ УССВ/ УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ГАЭС								
30	КВЛ 110 кВ ГАЭС – Береговая	F35-CT4 Кл. т. 0,2S КТТ 1000/1 Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 40730-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-3 Рег. № 64242-16/ УСВ-1 Рег. № 28716-05	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
31	КВЛ 110 кВ ГАЭС – ГЭС-1	F35-CT4 Кл. т. 0,2S КТТ 1000/1 Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 40730-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
32	КЛ 6 кВ ГАЭС - Стройгородок-1	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
33	КЛ 6 кВ ГАЭС - Стройгородок-2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ГЭС-1								
7	Г-1	ТЛШ-10-1 Кл. т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 64182-16	ЗНОЛ.06.4-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-3 Рег. № 64242-16/ УСВ-1 Рег. № 28716-05	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
8	Г-2	ТЛШ-10-1 Кл. т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 64182-16	ЗНОЛ.06.4-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
36	КВЛ 110 кВ ГАЭС – ГЭС-1	F35-CT4 Кл. т. 0,2S КТТ 1000/1 Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 40730-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
37	КВЛ 110 кВ ГЭС-2 – ГЭС-1	F35-CT4 Кл. т. 0,2S КТТ 1000/1 Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 40730-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
102	Т-3 (Плавка гололёда)	ТЛШ-10-1 Кл. т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 64182-16	ЗНОЛ.06.4-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Свистухинская ГЭС								
65	КВЛ 110 кВ ГЭС-4 – Свистухинская ГЭС	F35-CT4 Кл. т. 0,2S КТТ 1000/1 Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 40730-09	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-3 Рег. № 64242-16/ УСВ-1 Рег. № 28716-05	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
66	КВЛ 110 кВ Свистухинская ГЭС – Пригородная с отпайкой на ПС Темнолесская	F35-CT4 Кл. т. 0,2S КТТ 1000/1 Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 40730-09	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
Сенгилеевская ГЭС								
71	КВЛ 110 кВ Сенгилеевская ГЭС – Забайкаловская	F35-CT4 Кл. т. 0,2S КТТ 1000/1 Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 40730-09	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-3 Рег. № 64242-16/ УСВ-1 Рег. № 28716-05	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
73	КВЛ 110 кВ Сенгилеевская ГЭС – III-й Подъём № 2 с отпайкой на ПС Прибрежная	F35-CT4 Кл. т. 0,2S КТТ 1000/1 Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 40730-09	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
74	КВЛ 110 кВ Егорлыкская ГЭС – Сенгилеевская ГЭС	F35-CT4 Кл. т. 0,2S КТТ 1000/1 Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 40730-09	A1802RALX- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	15
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.16 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М для электросчетчика А1802RALX-P4GB-DW-4 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 220000 120000 2 70000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	F35-СТ4	30
Трансформатор тока	ТПЛ-10	4
Трансформатор тока	ТЛШ-10-1	9
Трансформатор напряжения	SUD 145/H79-F35	24
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06.4-10	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.16	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALX-P4GB-DW-4	6
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«Emcos Corporate»	1
Паспорт-Формуляр	10996791.28.99.39.190.043.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС» КРУЭ-110кВ ГАЭС, ГЭС-1, Свистухинской ГЭС, Сенгилеевской ГЭС, ГРУ-10кВ ГЭС-1, ЗРУ-6кВ ГАЭС, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-внедренческая фирма «Сенсоры, Модули, Системы» (ООО НВФ «СМС»)

ИНН 6315506610

Юридический адрес: 443035, г. Самара, ул. Минская, 25, секция 3

Адрес: 443020, г. Самара, ул. Галактионовская, 7

Телефон: 8 (846) 993-83-83

Факс: 8 (846) 993-83-83

E-mail: info@sms-a.ru

Web-сайт: www.sms-a.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.

