

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 22 » _____ марта 2024 г. № 798

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а)	Изготовитель	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 электрической энергии и мощности ЭСК - ООО «ЭС-АБ-СВЭЛ»	Обозначение отсутствует	Е	91652-24	001	Акционерное общество «Энергосбытовая компания Кировского завода» (АО «ЭСК»), г. Санкт-Петербург	Акционерное общество «Энергосбытовая компания Кировского завода» (АО «ЭСК»), г. Санкт-Петербург	ОС	МИ 3000-2022 «Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки»	4 года	Акционерное общество «Энергосбытовая компания Кировского завода» (АО «ЭСК»), г. Санкт-Петербург	ФБУ «Тест-С.-Петербург», г. Санкт-Петербург	25.12.2023
2.	Теплосчетчики ультразвуковые	Аршин ТУ	С	91653-24	Аршин ТУ 15-0,6 зав. №32067920, Аршин ТУ 15-1,5 зав. №32067921,	Общество с ограниченной ответственностью «Аршин-	Общество с ограниченной ответственностью «Аршин-	ОС	МП 1578-1-2023 «ГСИ. Теплосчет-	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Лоцман-	ВНИИР - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева	08.12.2023

					Аршин ТУ 20-2,5 зав. №32067922	прибор» (ООО «Аршинпри- бор»), г. Москва	прибор» (ООО «Аршинпри- бор»), г. Москва		чики ульт- развуко- вые Аршин ТУ. Мето- дика по- верки»		Групп» (ООО «Лоцман- Групп»), г. Москва	», г. Казань	
3.	Система из- мерений ко- личества и показателей качества нефти № 414. Резерв- ная схема учета	Обозна- чение отсут- ствует	Е	91654-24	18-2023	Акционерное общество «Транснефть - Приволга» (АО «Транснефть - Приволга»), г. Самара	Акционерное общество «Транснефть - Приволга» (АО «Транснефть - Приволга»), г. Самара	ОС	МП-0005- ТНМ-2023 «ГСИ. Си- стема из- мерений количества и показате- лей каче- ства нефти № 414. Ре- зервная схема уче- та. Мето- дика по- верки»	1 год	Акционерное общество «Транснефть - Автоматизация и Метрология» (АО «Транс- нефть - Автома- тизация и Мет- рология»), г. Москва	АО «Транс- нефть - Автома- тизация и Мет- рология», г. Москва	30.11.2023
4.	Система из- мерений ко- личества и показателей качества нефти № 414. Основ- ная схема учета	Обозна- чение отсут- ствует	Е	91655-24	116-2023	Акционерное общество «Транснефть - Приволга» (АО «Транснефть - Приволга»), г. Самара	Акционерное общество «Транснефть - Приволга» (АО «Транснефть - Приволга»), г. Самара	ОС	МП-0006- ТНМ-2023 «ГСИ. Си- стема из- мерений количества и показате- лей каче- ства нефти № 414. Ос- новная схема уче- та. Мето- дика по- верки»	1 год	Акционерное общество «Транснефть - Автоматизация и Метрология» (АО «Транс- нефть - Автома- тизация и Мет- рология»), г. Москва	АО «Транс- нефть - Автома- тизация и Мет- рология», г. Москва	30.11.2023
5.	Системы автоматизи- рованные информаци- онно- измеритель-	Обозна- чение отсут- ствует	С	91656-24	001	Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственно- стью «Агентство энергетических	ОС	МП СМО- 2412-2023 «ГСИ. Си- стемы ав- томатизи- рованные	4 года	Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»), г. Владимир	АО «РЭС Групп», г. Вла- димир	24.12.2023

	ные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АЭР»						решений» (ООО «АЭР»), г. Москва		информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АЭР». Методика поверки»				
6.	Резервуары вертикальные стальные цилиндрические	РВС-400	Е	91657-24	11, 12, 13, 14, 15	Акционерное общество «Алмазы Анабара» (АО «Алмазы Анабара»), г. Якутск	Акционерное общество «Алмазы Анабара» (АО «Алмазы Анабара»), г. Якутск	ОС	МП-009-10-2023 «ГСИ. Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-400. Методика поверки»	5 лет	Акционерное общество «Алмазы Анабара» (АО «Алмазы Анабара»), г. Якутск	ООО фирма «Метролог», г. Казань	27.11.2023
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС ПС 110 кВ РП-9	Обозначение отсутствует	Е	91658-24	282/24	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	ОС	МП 26.51/282/24 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС ПС 110 кВ РП-9. Методи-	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Центр энерготехнологий ТЭС» (ООО «Центр энерготехнологий ТЭС»), г. Волгоград	ООО «Энерготестконтроль», г. Москва	24.01.2024

									ка повер- ки»				
8.	Устройства весоизмери- тельные двухканаль- ные	11У012	Е	91659-24	22282, 22283	Акционерное общество «Центр эксплуа- тации объектов наземной кос- мической ин- фраструктуры» (АО «ЦЭНКИ»), г. Москва	Акционерное общество «Центр эксплуа- тации объектов наземной кос- мической ин- фраструктуры» (АО «ЦЭНКИ»), г. Москва	ОС	МП 204- 09-2023 «ГСИ. Устройства весоизме- рительные двухка- нальные 11У012. Методика поверки»	1 год	Акционерное общество «Центр эксплуа- тации объектов наземной кос- мической ин- фраструктуры» (АО «ЦЭНКИ»), г. Москва	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва	13.02.2024
9.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) ООО «МЗТА»	Обозна- чение отсут- ствует	Е	91660-24	002	Общество с ограниченной ответственно- стью «Научно- производствен- ное объединение СоюзЭнерго- Строй» (ООО «НПО Со- юзЭнерго- Строй»), Вла- димирская обл., г. Муром	Общество с ограниченной ответственно- стью «Муром- ский завод тру- бопроводной арматуры» (ООО «МЗТА»), Владимирская обл., г. Муром	ОС	МП ЭПР- 642-2023 «ГСИ. Си- стема ав- томатизи- рованная информа- ционно- измери- тельная коммерче- ского учета электро- энергии (АИИС КУЭ) ООО «МЗТА». Методика поверки	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью «Научно- производствен- ное объединение СоюзЭнерго- Строй» (ООО «НПО Со- юзЭнерго- Строй»), Влади- мирская обл., г. Муром	ООО «Энерго- ПромРесурс», Московская обл., г. Красно- горск	22.12.2023
10.	Системы автоматизи- рованные информа- ционно- измеритель- ные коммер- ческого уче- та электро- энергии	Обозна- чение отсут- ствует	С	91661-24	001	Общество с ограниченной ответственно- стью «НОВА- КИТ» (ООО «НОВАКИТ»), г. Краснодар	Общество с ограниченной ответственно- стью «НОВА- КИТ» (ООО «НОВАКИТ»), г. Краснодар	ОС	РТ-МП-34- 500-2024 «ГСИ. Си- стемы ав- томатизи- рованные информа- ционно- измери- тельные	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью «НОВА- КИТ» (ООО «НОВАКИТ»), г. Краснодар	ФБУ «Ростест- Москва», г. Москва	26.01.2024

	АИИС КУЭ НОВАКИТ								коммерче- ского учета электро- энергии АИИС КУЭ НО- ВАКИТ. Методика поверки»				
11.	Толщиноме- ры радио- изотопные	TIGRus	С	91662-24	002, 003, 004, 005	Общество с ограниченной ответственно- стью «Термо Техно Инжини- ринг» (ООО «Термо Техно Инжиниринг»), г. Москва	Общество с ограниченной ответственно- стью «Термо Техно Инжини- ринг» (ООО «Термо Техно Инжиниринг»), г. Москва	ОС	МП 62- 261-2023 «ГСИ. Толщино- меры ра- диоизотоп- ные TIGRus. Методика поверки»	1 год	Общество с ограниченной ответственно- стью «Термо Техно Инжини- ринг» (ООО «Термо Техно Инжиниринг»), г. Москва	УНИИМ - фи- лиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева », г. Екатерин- бург	08.12.2023
12.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭнергоГа- рантЪ» (ООО «НИ- КА»)	Обозна- чение отсут- ствует	Е	91663-24	2124/12	Общество с ограниченной ответственно- стью «Энерго- ГарантЪ» (ООО «ЭнергоГа- рантЪ»), г. Нижний Новго- род	Общество с ограниченной ответственно- стью «Энерго- ГарантЪ» (ООО «ЭнергоГа- рантЪ»), г. Нижний Новго- род	ОС	МП ЭПР- 640-2023 «ГСИ. Си- стема ав- томатизи- рованная информа- ционно- измери- тельная коммерче- ского учета электро- энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энерго- ГарантЪ» (ООО «НИКА»)). Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью «Энерго- ГарантЪ» (ООО «ЭнергоГа- рантЪ»), г. Нижний Новго- род	ООО «Энерго- ПромРесурс», Московская обл., г. Красно- горск	19.12.2023
13.	Система ав-	Обозна-	Е	91664-24	002	Общество с	Общество с	ОС	МП	4 года	Общество с	ООО «Энерго-	22.12.2023

	томатизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии «Симбирская энергосбытовая номинация» №2	чение отсутствует				ограниченной ответственностью «Симбирская энергосбытовая номинация» (ООО «СЭСНа»), г. Ульяновск	ограниченной ответственностью «Симбирская энергосбытовая номинация» (ООО «СЭСНа»), г. Ульяновск		26.51/246/23 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии «Симбирская энергосбытовая номинация» №2. Методика поверки»		ограниченной ответственностью «Симбирская энергосбытовая номинация» (ООО «СЭСНа»), г. Ульяновск	тестконтроль», г. Москва	
14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-10 в части сальдо-перетоков электроэнергии	Обозначение отсутствует	Е	91665-24	002	Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ» (ООО «ИРМЕТ»), г. Иркутск	Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ» (ООО «ИРМЕТ»), г. Иркутск	ОС	МИ 3000-2022 «Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ» (ООО «ИРМЕТ»), г. Иркутск	ООО «ИРМЕТ», г. Иркутск	13.10.2023
15.	Системы	Обозначение	С	91666-24	03.000-2023	Федеральное	Федеральное	ОС	МП-	4 года	Западно-	Западно-	14.12.2023

	автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой»	чение отсутствует				государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»), Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево	государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»), Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево		522.310556-2023 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой». Методика поверки»		Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»), Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево	Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ», г. Новосибирск	
16.	Анализаторы электрохирургические	vPad-RF	C	91667-24	VRF22080508	Datrend Systems Inc., Canada	Datrend Systems Inc., Canada	ОС	МП vPad-RF.001 «ГСИ. Анализаторы электрохирургические vPad-RF. Методика поверки»	1 год	Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Доза» (ООО НПП «Доза»), г. Москва, г. Зеленоград	ФГУП «ВНИИФТРИ», Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево	31.08.2023

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» марта 2024 г. № 798

Регистрационный № 91652-24

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ЭСК - ООО «ЭСАБ-СВЭЛ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ЭСК - ООО «ЭСАБ-СВЭЛ» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электроэнергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (далее по тексту – результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;
- формирование данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- ведение единого времени при выполнении измерений количества активной и реактивной электрической энергии и формирования данных о состоянии средств измерений;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматический сбор информации о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- обработку, формирование и передачу результатов измерений в XML-формате по электронной почте в программном аппаратном комплексе коммерческого оператора (далее по тексту – ПАК КО) и внешним организациям с электронной подписью;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- обеспечение по запросу коммерческого оператора дистанционного доступа к результатам измерений и данным о состоянии средств измерений на всех уровнях АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее по тексту – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии и в режиме измерений реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включает в себя сервер центра сбора и обработки данных АО «ЭСК» (далее по тексту – сервер), устройство синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ), технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура), программное обеспечение ПО «АльфаЦентр».

На уровне ИИК первичные фазные токи и напряжения контролируемого присоединения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи вторичных цепей поступают на соответствующие входы электронных счетчиков электрической энергии.

Счетчики электрической энергии ИИК производят расчет данных о потребленной активной, реактивной энергии и мощности с интервалом усреднения 30 минут и перевод полученных данных в именованные единицы с учетом «постоянной» счетчика, самодиагностику и запись результатов измерений (профилей нагрузки) и данных самодиагностики (журналов событий) в энергонезависимую встроенную память.

Не реже 1 раза в сутки сервер БД уровня ИВК, по предусмотренным каналам связи, производит опрос счетчиков. Сервер БД производит расчет потребленной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, запись результатов измерений (профилей нагрузки) и данных самодиагностики (журналов событий счетчиков) в базу данных, осуществляет хранение, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Вышеописанные процедуры происходят в автоматическом режиме, а время и частота опроса счетчиков ИИК настраиваются вручную и могут быть изменены в процессе эксплуатации. Также программное обеспечение сервера БД позволяет пользователю выполнить ручной опрос счетчиков ИИК в любой момент времени.

Передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате организациям-участникам оптового рынка электрической энергии, в том числе в ПАК КО АО «АТС», производится с сервера уровня ИВК по сети Internet с электронной подписью.

Для обеспечения единого времени на СИ, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики электрической энергии ИИК, сервер БД ИВК) при проведении измерений при помощи АИИС КУЭ, предусмотрена система обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ).

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда), привязанное к национальной шкале координированного времени UTC(SU), на всех компонентах и уровнях системы.

Базовым устройством системы СОЕВ является УССВ-2 (рег. № 54074-13), синхронизирующее собственную шкалу времени со шкалой времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее по тексту – ГЛОНАСС).

При проведении измерений при помощи АИИС КУЭ время внутренних часов СИ АИИС КУЭ синхронизируются в следующей последовательности:

- сервер БД уровня ИВК АИИС КУЭ не реже одного раза в сутки синхронизирует свою шкалу времени по сигналу, получаемому от УССВ, при превышении поправки часов сервера БД уровня ИВК АИИС КУЭ относительно шкалы времени УССВ более чем на 1 секунду;

- сервер БД уровня ИВК не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики, если поправки часов счетчиков относительно шкалы времени сервера БД превышает ± 2 с происходит коррекция часов счетчиков.

Факты коррекции времени отражаются в журналах событий компонентов АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 001 указывается в паспорте на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» используется при коммерческом 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 электрической энергии.

Идентификационные данные ПО, установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
							Границы допускаемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-22 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод № 1	ТШП 1500/5 0,5S Рег. № 47957-11	-	Меркурий 234 ART2-03 Р I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х230/400 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 48266-11	УССВ-2, Рег. № 54074-13/ IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная Реактивная	1,7 2,7	2,3 4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	ТП-29 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод № 2	ТШП 1000/5 0,5S Рег. № 47957-11	-	Меркурий 234 ART2-03 Р I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х230/400 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 48266-11	УССВ-2, Рег. № 54074-13/ IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	1,7	2,3
						Реактивная	2,7	4,3
3	ТП-29 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод № 1	ТШП 1000/5 0,5S Рег. № 47957-11	-	Меркурий 234 ART2-03 Р I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х230/400 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 48266-11		Активная	1,7	2,3
						Реактивная	2,7	4,3
4	ТП-30 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод № 2	ТШП 1000/5 0,5S Рег. № 47957-11	-	Меркурий 234 ART2-03 Р I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х230/400 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 48266-11		Активная	1,7	2,3
						Реактивная	2,7	4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ТП-30 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод № 1	ТШП 1000/5 0,5S Рег. № 47957-11	-	Меркурий 234 ART2-03 Р I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х230/400 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 48266-11	УССВ-2, Рег. № 54074-13/ IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	1,7	2,3
						Реактивная	2,7	4,3
6	ТП-29 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2с 0,4 кВ, ф. 29-9	ТШП 150/5 0,5S Рег. № 47957-11	-	Меркурий 234 ART2-03 Р I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х230/400 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 48266-11		Активная	1,7	2,3
						Реактивная	2,7	4,3
7	ТП-30 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2с 0,4 кВ, ф. 30-5	ТШП 150/5 0,5S Рег. № 47957-11	-	Меркурий 234 ART2-03 Р I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х230/400 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 48266-11		Активная	1,7	2,3
						Реактивная	2,7	4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ТП-29 6 кВ, ЩС-0,4 кВ, 1с 0,4 кВ, ф. 1	Т-0,66 У3 100/5 0,5S Рег. № 71031-18	-	Меркурий 234 ART2-03 PR I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х230/400 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 75755-19	УССВ-2, Рег. № 54074-13/ IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	1,7	2,3
						Реактивная	2,7	4,3
9	ТП-29 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1с 0,4 кВ, ф. 29-15	Т-0,66 У3 600/5 0,5S Рег. № 71031-18	-	Меркурий 234 ART2-03 PR I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х230/400 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 75755-19		Активная	1,7	2,3
						Реактивная	2,7	4,3
10	ТП-30 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1с 0,4 кВ, ф. 30-12	-	-	Меркурий 234 ART-02 DPR I _б (I _{макс}) = 5 (100) А U _{ном} = 3х230/400 В класс точности: по активной энергии – 1,0 по реактивной энергии – 2,0 Рег. № 75755-19		Активная	1,7	3,2
						Реактивная	2,8	6,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ТП-22 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1с 0,4 кВ, ф. 22-2	ТШП 600/5 0,5S Рег. № 47957-11	-	Меркурий 234 ART2-03 Р I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х230/400 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 48266-11	УССВ-2, Рег. № 54074-13/ ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная Реактивная	1,7 2,7	2,3 4,3
Примечания 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95. 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электрической энергии на интервале времени 30 минут. 3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от I_{ном} cosφ = 0,8 инд. 4 Допускается замена ТТ, счетчиков, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 1 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть. 5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) ±5 с.								

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	11
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ (ИК №№ 1-9,11) - ток, % от I_6 (ИК № 10) - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 2 до 120 от 5 до $I_{макс}$ 0,9 инд. от 49,8 до 50,2 от +20 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ (ИК №№ 1-9,11) - ток, % от I_6 (ИК № 10) коэффициент мощности: - $\cos\varphi$ - $\sin\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для: - ТТ, °C - счетчиков, °C - УССВ, сервера БД, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до $I_{макс}$ от 0,5 до 1,0 от 0,50 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от 0 до +30 от 0 до +30 от +15 до +25
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - счетчиков - УССВ	220000 74500
Глубина хранения информации: - счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Надежность системных решений:

Защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

Резервирование каналов связи:

а) организованы два канала связи между уровнями ИИК и ИВК по GSM-сети.

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

попыток несанкционированного доступа;

связи со счетчиком, приведшей к каким-либо изменениям данных;

коррекции текущих значений времени и даты;

отсутствия напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
перерывов питания;
самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

- а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
клемм вторичных обмоток трансформаторов тока, напряжения;
промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
испытательных клеммных коробок;
сервера.
- б) защита информации на программном уровне:
установка паролей на счетчиках электрической энергии;
установка пароля на сервер;
возможность использования цифровой подписи при передаче.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Трансформаторы тока	ТШП	24
Трансформаторы тока	Т-0,66	6
Счетчики электрической энергии	Меркурий 234	11
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт	12/23.01.000 ПС	1
П р и м е ч а н и е – В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 58317473.411711.2309-04.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ЭСК - ООО «ЭСАБ-СВЭЛ», аттестованном ООО «ОКУ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU311468.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений.

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Энергосбытовая компания Кировского завода» (АО «ЭСК»)
ИНН 7805465749

Юридический адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, пр-кт Стачек, д. 47, лит. О, помещ. 1-Н, каб. 401

Телефон: 8 (812) 302-60-12

Факс: 8 (812) 326-56-33

Web-сайт: www.eskzgroup.ru

E-mail: office@es.kzgroup.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Энергосбытовая компания Кировского завода» (АО «ЭСК»)
ИНН 7805465749

Адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, пр-кт Стачек, д. 47, лит. О, помещ. 1-Н, каб. 401

Телефон: 8 (812) 302-60-12

Факс: 8 (812) 326-56-33

Web-сайт: www.eskzgroup.ru

E-mail: office@es.kzgroup.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области» (ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

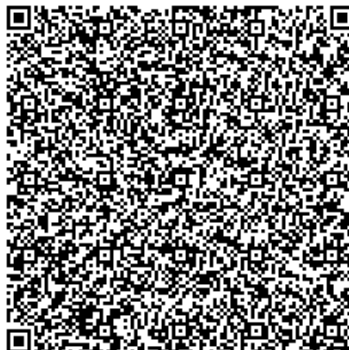
Адрес: 190020, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311484.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» марта 2024 г. № 798

Регистрационный № 91653-24

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Теплосчетчики ультразвуковые Аршин ТУ

Назначение средства измерений

Теплосчетчики ультразвуковые Аршин ТУ (далее – теплосчетчики) предназначены для измерений количества теплоты (энергии), объемного расхода жидкости и объема жидкости в потоке, интервалов времени, температуры жидкости (теплоносителя) в закрытых системах теплоснабжения и водоснабжения.

Описание средства измерений

Принцип действия теплосчетчиков основан на вычислении количества теплоты (энергии), объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости, температуры вычислителем, с помощью данных, полученных с первичного преобразователя расхода и пары термопреобразователей сопротивления Pt1000, входящих в состав теплосчетчика.

Вычислитель представляет собой микропроцессорное электронное устройство с жидкокристаллическим дисплеем и кнопкой управления. Вычислитель управляет процессом сбора измерительной информации от средств измерения параметров теплоносителя (жидкости), выполняет расчеты, хранит в энергонезависимой памяти необходимые для работы параметры, результаты измерений, часы работы и выводит их на дисплей. Энергонезависимая память хранит информацию часового архива за последние 60 суток, суточного архива за последние 6 месяцев, месячного архива (итоговые значения) за последние 36 месяцев. Вычислитель может быть укомплектован дополнительными интерфейсами связи и/или радиомодулем, импульсными входными каналами для подключения дополнительных средств измерений (интерфейсы M-Bus, LoraWan, NBiOT, RS 485). Вычислитель выполнен в виде отдельно – выносного исполнения, в комплекте идет дополнительное монтажное крепление для вычислителя.

Первичный преобразователь измеряет объем жидкости в потоке и объемный расход жидкости на подающем трубопроводе, и состоит из измерительного участка с установленными ультразвуковыми датчиками.

Пара термопреобразователей сопротивления Pt1000 измеряет температуру теплоносителя на подающем и обратном трубопроводе в системе теплоснабжения (водоснабжения).

Теплосчетчики имеют исполнения 15-0,6, 15-1,5, 20-2,5, отличающиеся диапазоном расхода и номинальным диаметром.

Общий вид теплосчетчиков приведен на рисунке 1.



а) вычислитель



DN20



DN15

б) первичный преобразователь

Рисунок 1 – Общий вид теплосчетчиков

Пломбировка теплосчетчиков осуществляется с помощью свинцовой (пластмассовой) пломбы и проволоки, которой пломбируется корпус вычислителя, с нанесением знака поверки на пломбу.

Заводской номер теплосчетчика наносится в цифровом формате на лицевую панель вычислителя, любым технологическим способом.

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



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

Программное обеспечение

Программное обеспечение теплосчетчиков встроенное.

Функции программного обеспечения: осуществление сбора и обработки поступающих данных от средств измерения параметров теплоносителя, выполнения математической обработки результатов измерений, вычисления, хранения результатов вычислений, измеряемых параметров, настроек, времени и архивирование данных.

Конструкция теплосчетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение теплосчетчиков и измерительную информацию

Метрологические характеристики средства измерений нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

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

Идентификационные данные программного обеспечения теплосчетчика приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения теплосчетчика

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	L_u
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.XX ¹⁾
Цифровой идентификатор ПО	—
¹⁾ X – относится к метрологически незначимой части ПО	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Исполнение	15-0,6	15-1,5	20-2,5
Наименьший расход жидкости, м³/ч	0,012	0,03	0,05
Номинальный расход жидкости, м³/ч	0,6	1,5	2,5
Наибольший расход жидкости (G_{max}), м³/ч	1,2	3,0	5,0
Пределы допускаемой относительной погрешности теплосчетчика при измерении объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости, %	$\pm(2+0,02 \cdot G_{max}/G)$		
Диапазон измерений температуры жидкости (теплоносителя), °С	от +5 до +95		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности теплосчетчика при измерении температуры жидкости (теплоносителя), °С	$\pm(0,6+0,004 \cdot t)$		
Диапазон измерений разности температур жидкости (теплоносителя), °С	от 3 до 90		
Пределы допускаемой относительной погрешности теплосчетчика при измерении разности температур жидкости (теплоносителя), %	$\pm(0,5+3 \cdot (\Delta t_{min}/\Delta t))$		
Пределы допускаемой относительной погрешности теплосчетчика при измерении интервалов времени, %	$\pm 0,05$		
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислителя теплосчетчика при вычислении количества теплоты (энергии), %	$\pm(0,5+(\Delta t_{min}/\Delta t))$		
Пределы допускаемой относительной погрешности теплосчетчика при измерении количества теплоты (энергии), %	$\pm(3+4 \Delta t_{min}/\Delta t +0,02 \cdot G_{max}/G)$		
G – измеренное значение расхода жидкости, м³/ч; G_{max} – максимальное измеренное значение расхода жидкости, м³/ч; Δt_{min} – наименьшая разность температуры, °С; Δt – измеренное значение разности температуры, °С; t – измеренное значение температуры, °С.			

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Исполнение	15-0,6, 15-1,5	20-2,5
Номинальный диаметр	DN15	DN20
Измеряемая среда	жидкость (вода питьевая)	
Избыточное давление измеряемой среды, МПа, не более	1,6	
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц – напряжение постоянного тока, В	от 187 до 242 50 ± 1 от 3,5 до 3,7	
Габаритные размеры, мм, не более: – высота – ширина – длина	85 85 110	85 95 130
Масса, кг, не более	0,6	0,7
Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254-2015	IP67	
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +5 до +55 от 20 до 95 от 84 до 106,7	
Средний срок службы, лет	12	
Средняя наработка на отказ, ч	120000	

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель вычислителя методом шелкографии и на титульный лист по центру вверху руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Теплосчетчик ультразвуковой	Аршин ТУ	1 шт.
Руководство по эксплуатации	Аршин ТУ-0001.002 РЭ	1 экз.
Паспорт	Аршин ТУ-0001.002 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Описание и работа» руководства по эксплуатации Аршин ТУ-0001.002 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Методика осуществления коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, утвержденная приказом Минстроя России от 17 марта 2014 г. № 99/пр;

ТУ 26.51.52.110-003-77140154-2023 «Теплосчетчики ультразвуковые Аршин ТУ. Технические условия».

Правообладатель

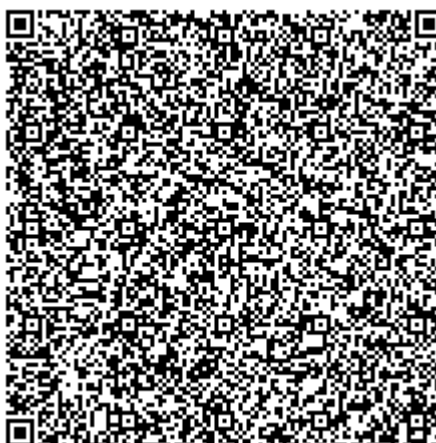
Общество с ограниченной ответственностью «Аршинприбор» (ООО «Аршинприбор»)
ИНН 9715421275
Юридический адрес: 127566 г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Отрадное,
пр-д Высоковольтный, д. 1, стр. 49, эт. 3, оф. 449
Телефон: +7 (499) 460-03-26
Web-сайт: arshinpribor.ru
E-mail: info@arshinpribor.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Аршинприбор» (ООО «Аршинприбор»)
ИНН 9715421275
Адрес: 127566 г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Отрадное,
пр-д Высоковольтный, д. 1, стр. 49, эт. 3, оф. 449
Телефон: +7 (499) 460-03-26
Web-сайт: arshinpribor.ru
E-mail: info@arshinpribor.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Фактический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Телефон: +7(843) 272-70-62, факс: +7(843) 272-00-32
Web-сайт: www.vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» марта 2024 г. № 798

Регистрационный № 91654-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 414. Резервная схема учета

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 414. Резервная схема учета (далее – СИКН РСУ) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти.

Описание средства измерений

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

СИКН РСУ, заводской № 18-2023, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН РСУ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН РСУ и эксплуатационными документами на ее компоненты.

СИКН РСУ состоит из:

- блока измерительных линий, включающий в себя две рабочие измерительные линии;
- блока измерений показателей качества нефти (из состава СИКН № 414 ОСУ);
- стационарной трубопоршневой поверочной установки (из состава СИКН № 414 ОСУ);
- пробозаборного устройства щелевого типа;
- узла подключения передвижной поверочной установки;
- узла регулирования давления;
- системы сбора и обработки информации.

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

Таблица 1 – Состав СИКН РСУ

Наименование типа средств измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики жидкости ультразвуковые ALTOSONIC 5 (далее – УЗР)	65641-16
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	63044-16
Датчики температуры ТМТ142R	63821-16
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – ВН)	14557-10, 14557-15
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835) (далее – ПП)	15644-06, 52638-13
Преобразователи плотности и вязкости FVM (далее – ПВ)	62129-15
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7829) (далее – ПВ)	15642-06
Датчики температуры 3144Р	39539-08
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-10
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	48218-11
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная	20054-12
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01	67527-17

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

СИКН РСУ обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории;
- измерения давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- измерения показателей качества нефти;
- проведение поверки УЗР с применением установки поверочной трубопоршневой стационарной или передвижной;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) УЗР, ПП, ВН, ПВ на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517–2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Заводской номер СИКН РСУ нанесен типографским способом на информационную табличку, представленную на рисунке 1, установленную на площадке СИКН РСУ. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Пломбирование СИКН РСУ не предусмотрено. Нанесение знака поверки на СИКН РСУ не предусмотрено.



Рисунок 1 - Информационная табличка СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН РСУ обеспечивает реализацию функций СИКН РСУ.

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

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

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014. Идентификационные данные ПО СИКН РСУ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН РСУ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9319307D

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.7.14.3
Цифровой идентификатор ПО	17D43552
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.18
Цифровой идентификатор ПО	5FD2677A
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.20
Цифровой идентификатор ПО	CB6B884C
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.11
Цифровой идентификатор ПО	116E8FC5
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.28
Цифровой идентификатор ПО	3836BADF
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.3
Цифровой идентификатор ПО	4EF156E4
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.6
Цифровой идентификатор ПО	4D07BD66
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.5
Цифровой идентификатор ПО	D19D9225
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.4
Цифровой идентификатор ПО	3A4CE55B
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	E56EAB1E

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.12
Цифровой идентификатор ПО	23F21EA1
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.17
Цифровой идентификатор ПО	71C65879
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.14.1
Цифровой идентификатор ПО	62C75A03
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.5
Цифровой идентификатор ПО	B8DF3368
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	F3B1C494
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.4
Цифровой идентификатор ПО	6A8CF172
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.50
Цифровой идентификатор ПО	232DDC3F
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.14
Цифровой идентификатор ПО	32D8262B
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	F70067AC
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	35DD379D

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9F5CD8E8
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.2
Цифровой идентификатор ПО	5C9E0FFE
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	AB567359
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.34
Цифровой идентификатор ПО	ED6637F5
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.33
Цифровой идентификатор ПО	8D37552D
Примечания	
1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИБК в зависимости от функционального назначения в применяемой измерительной системе.	
2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде прописных или строчных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр или букв.	
3. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора – CRC32	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН РСУ

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти*, м ³ /ч	от 342 до 1459,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН РСУ и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКН РСУ

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Избыточное давление нефти, МПа	от 0,25 до 0,7
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.)	66,7 (500)
Суммарные потери давления при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа	
– в рабочем режиме, не более	0,2
– в режиме поверки и КМХ, не более	0,4
Физико-химические свойства измеряемой среды:	
– вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт)	от 5 до 100
– плотность нефти, кг/м ³	от 840,0 до 895,0
– температура нефти, °С	от 5 до 40
– массовая доля воды, %, не более	0,5
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН РСУ	непрерывный
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока, В	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное)
– частота переменного тока, Гц	50±1
Условия эксплуатации:	
– температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +50
– температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИКН РСУ, °С	от +5 до +25
– относительная влажность окружающего воздуха, %	от 45 до 80
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН РСУ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКН РСУ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 414. Резервная схема учета	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений резервной схемой учета системы измерений количества и показателей качества нефти № 414 ПСП при ПАО «Саратовский НПЗ» Саратовского РНУ АО «Транснефть – Приволга», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 362-RA.RU.312546-2023 от 14.07.2023.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть – Приволга» (АО «Транснефть – Приволга»)
ИНН 6317024749
Юридический адрес: 443020, г. Самара, ул. Ленинская, д. 100

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Приволга» (АО «Транснефть – Приволга»)
ИНН: 6317024749
Юридический адрес: 443020, г. Самара, ул. Ленинская, д. 100
Адрес места осуществления деятельности: 410009, г. Саратов, ул. Луговая, д. 118

Испытательный центр

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

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

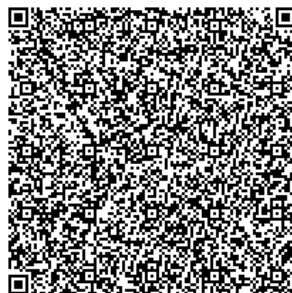
Телефон: (495) 950-87-00

Факс: (495) 950-85-97

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

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» марта 2024 г. № 798

Регистрационный № 91655-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 414. Основная схема учета

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 414. Основная схема учета (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти. При прямом методе динамических измерений массу брутто нефти измеряют при помощи счетчиков-расходомеров массовых и результат измерений массы получают непосредственно.

СИКН, заводской № 116-2023, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

СИКН состоит из:

- блока измерительных линий, включающий в себя две рабочие и одну контрольно-резервную измерительные линии;
- блока измерений показателей качества нефти;
- пробозаборного устройства щелевого типа;
- стационарной трубопоршневой поверочной установки;
- узла подключения передвижной поверочной установки;
- узла регулирования давления;
- системы сбора и обработки информации.

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

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (модификации CMF) (далее – СРМ)	45115-10
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – ВН)	14557-10, 14557-15
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835) (далее – ПП)	15644-06, 52638-13
Преобразователи плотности и вязкости FVM (далее – ПВ)	62129-15
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7829) (далее – ПВ)	15642-06
Датчики температуры 3144Р	39539-08
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
Датчики температуры ТМТ142R	63821-16
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-10
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	63044-16
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	48218-11
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная	20054-12
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01	67527-17

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерения массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности, вязкости нефти и массовой доли воды в нефти;
- автоматическое измерение температуры, давления (избыточное, дифференциальное), плотности, динамической вязкости и объемной доли воды в нефти;
- измерение температуры и давления нефти с применением показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- проведение поверки СРМ с применением установки поверочной трубопоршневой стационарной или передвижной;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) СРМ, ПП, ВН, ПВ на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
- контроль, сигнализацию, отображение (индикацию), регистрацию, архивирование результатов измерений и формирование отчетов;
- вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и массовой доли концентрации хлористых солей, полученных в аккредитованной испытательной лаборатории;
- автоматическое регулирование расхода нефти через блок измерений показателей качества нефти для обеспечения требований ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Метод отбора проб»;
- автоматический и ручной отбор проб;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Заводской номер СИКН нанесен типографским способом на информационную табличку, представленную на рисунке 1, установленную на площадке СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Пломбирование СИКН не предусмотрено. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.



Рисунок 1 - Информационная табличка СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН обеспечивает реализацию функций СИКН.

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

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

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014. Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9319307D

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.7.14.3
Цифровой идентификатор ПО	17D43552
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.18
Цифровой идентификатор ПО	5FD2677A
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.20
Цифровой идентификатор ПО	CB6B884C
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.11
Цифровой идентификатор ПО	116E8FC5
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.28
Цифровой идентификатор ПО	3836BADF
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.3
Цифровой идентификатор ПО	4EF156E4
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.6
Цифровой идентификатор ПО	4D07BD66
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.5
Цифровой идентификатор ПО	D19D9225
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.4
Цифровой идентификатор ПО	3A4CE55B
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	E56EAB1E

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.12
Цифровой идентификатор ПО	23F21EA1
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.17
Цифровой идентификатор ПО	71C65879
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.14.1
Цифровой идентификатор ПО	62C75A03
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.5
Цифровой идентификатор ПО	B8DF3368
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	F3B1C494
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.4
Цифровой идентификатор ПО	6A8CF172
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.50
Цифровой идентификатор ПО	232DDC3F
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.14
Цифровой идентификатор ПО	32D8262B
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	F70067AC
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	35DD379D

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9F5CD8E8
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.2
Цифровой идентификатор ПО	5C9E0FFE
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	AB567359
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.34
Цифровой идентификатор ПО	ED6637F5
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.33
Цифровой идентификатор ПО	8D37552D
Примечания	
1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИБК в зависимости от функционального назначения в применяемой измерительной системе.	
2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде прописных или строчных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр или букв.	
3. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора – CRC32	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти*, т/ч	от 300 до 1280
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Избыточное давление нефти, МПа	от 0,25 до 0,7
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.)	66,7 (500)
Суммарные потери давления на СИКН при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа	
– в рабочем режиме, не более	0,2
– в режиме поверки и КМХ, не более	0,4
Физико-химические свойства измеряемой среды:	
– вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт)	от 5 до 100
– плотность нефти, кг/м ³	от 840,0 до 895,0
– температура нефти, °С	от 5 до 40
– массовая доля воды, %, не более	0,5
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока, В	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное)
– частота переменного тока, Гц	50±1
Условия эксплуатации:	
– температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +50
– температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИКН, °С	от +5 до +25
– относительная влажность окружающего воздуха, %	от 45 до 80
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106
Срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 414. Основная схема учета	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 414 ПСП при ПАО «Саратовский НПЗ» Саратовского РНУ АО «Транснефть – Приволга», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 361-RA.RU.312546-2023 от 14.07.2023.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть – Приволга» (АО «Транснефть – Приволга»)
ИНН 6317024749
Юридический адрес: 443020, г. Самара, ул. Ленинская, д. 100

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Приволга» (АО «Транснефть – Приволга»)
ИНН 6317024749
Юридический адрес: 443020, г. Самара, ул. Ленинская, д. 100
Адрес места осуществления деятельности: 410009, г. Саратов, ул. Луговая, д.118

Испытательный центр

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

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

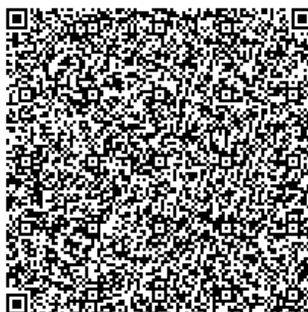
Телефон: (495) 950-87-00

Факс: (495) 950-85-97

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

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АЭР»

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АЭР» (далее – АИИС КУЭ) предназначены для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ являются проектно-компонуемыми изделиями из выпускаемых различными изготовителями технических средств и представляют собой многоуровневые, многофункциональные автоматизированные системы с централизованным управлением и распределенной функцией измерений, которые включают в себя измерительные каналы (далее – ИК), состоящие из компонентов (средств измерений утвержденного типа), приведенных в таблице 2. АИИС КУЭ могут включать в себя все или некоторые компоненты из перечисленных в таблице 2. В АИИС КУЭ может входить несколько компонентов одного типа. Конкретный состав, структура и конфигурация каждого экземпляра АИИС КУЭ определяется технической документацией предприятия-изготовителя под задачи конкретного объекта.

Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 3, 4.

ИК АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя один или несколько счетчиков электрической энергии прямого и (или) трансформаторного включения, а также могут включать измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) утвержденных типов со значениями номинального вторичного тока $I_{2ном}=1$ и (или) 5 А, трансформаторы напряжения, преобразователи напряжения (далее – ТН) утвержденных типов со значениями номинального вторичного напряжения $U_{2ном}=100/\sqrt{3}$ и (или) 100 В, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, программное обеспечение (далее – ПО).

Первичные фазные 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 случае отсутствия ТТ и (или) ТН подключение цепей счетчика производится по проводным линиям, подключенным непосредственно к первичному источнику). 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 1, 3, 5, 15, 30, 60 мин (интервалы времени выбираются для каждого экземпляра АИИС КУЭ в зависимости от применяемых типов счетчиков).

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 1, 3, 5, 15, 30, 60 мин (интервалы времени выбираются для каждого экземпляра АИИС КУЭ в зависимости от применяемых типов счетчиков).

Значения электрической энергии и электрической мощности (как активной, так и реактивной) вычисляются на уровне ИИК с коэффициентами трансформации ТТ и ТН равными 1, либо с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (если технической документацией предусмотрено их хранение в памяти счетчика). Затем эти значения посредством каналообразующей аппаратуры передаются на верхний уровень системы.

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (если технической документацией предусмотрено их хранение в памяти сервера БД), хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление справочных и отчетных документов, отображение информации.

АИИС КУЭ имеют возможность передавать данные в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов с использованием электронной подписи. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с уровня ИВК настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать в автоматизированном режиме измерительную информацию в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности от других автоматизированных информационно-измерительных систем утвержденного типа посредством электронной почты.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. СОЕВ предусматривает поддержание шкалы координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на всех уровнях системы (ИИК, ИВК).

АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС. УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков производится сервером БД. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД более чем на ± 2 с.

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.0
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. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Возможный состав ИК и их метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Компонентный состав ИК АИИС КУЭ

Наименование компонентов	Характеристики
1	2
Измерительно-информационный комплекс	
Измерительные трансформаторы тока	утвержденного типа, зарегистрированные в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, класс точности 0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S по ГОСТ 7746
Измерительные трансформаторы напряжения, преобразователи напряжения	утвержденного типа, зарегистрированные в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, класс точности 0,2; 0,5 по ГОСТ 1983
Счетчики электрической энергии	
Тип	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Альфа А1800	31857-06, 31857-11, 31857-20
Меркурий 230	23345-04, 23345-07, 80590-20
Меркурий 234	48266-11, 75755-19
Меркурий 236	47560-11, 80589-20, 90000-23
ПСЧ-4ТМ.05МД	51593-12, 51593-18
ПСЧ-4ТМ.06	84929-22
ПСЧ-4ТМ.07	84232-21
СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М	36697-08, 36697-12, 36697-17
СЭТ-4ТМ.03МК	74671-19

Окончание таблицы 2

1	2
Устройства синхронизации системного времени	
Тип	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
УСВ-3	84823-22
ЭНКС-2	37328-15
Информационно-вычислительный комплекс	
Программное обеспечение «АльфаЦЕНТР»	—
Примечания: 1. Состав конкретного экземпляра АИИС КУЭ (типы и количество входящих СИ, технических устройств и программного обеспечения) указывается в паспорте-формуляре. 2. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков, УССВ 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. 3. Допускается замена сервера БД при условии сохранения цифрового идентификатора ПО и технических характеристик, указанных в таблице 4. 4. 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.	

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Конфигурация ИК (класс точности)			Вид электро- энергии	Границы ос- новной по- грешности, ($\pm\delta$), %	Границы по- грешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %	Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с
ТТ	ТН	Счетчик				
1	2	3	4	5	6	7
0,2	0,2	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,6 1,3	1,7 3,9	± 5
0,2S	0,2	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,6 1,3	1,7 3,9	± 5
0,5	0,2	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,9 2,3	3,0 5,5	± 5
0,5S	0,2	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,9 2,3	2,7 5,2	± 5
0,2	0,5	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,8 1,8	1,8 4,0	± 5
0,2S	0,5	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,8 1,8	1,8 4,0	± 5
0,5	0,5	0,2S/0,5	Активная Реактивная	1,1 2,6	3,1 5,6	± 5

Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
0,5S	0,5	0,2S/0,5	Активная Реактивная	1,1 2,6	2,8 5,3	±5
0,2	нет	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,4 1,0	1,7 3,9	±5
0,2S	нет	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,4 1,0	1,6 3,9	±5
0,5	нет	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,8 2,2	3,0 5,5	±5
0,5S	нет	0,2S/0,5	Активная Реактивная	0,8 2,2	2,7 5,1	±5
0,2	0,2	0,5S/1	Активная Реактивная	0,8 1,5	3,2 5,9	±5
0,2S	0,2	0,5S/1	Активная Реактивная	0,8 1,5	3,3 5,9	±5
0,5	0,2	0,5S/1	Активная Реактивная	1,0 2,5	4,1 7,1	±5
0,5S	0,2	0,5S/1	Активная Реактивная	1,0 2,5	4,0 6,8	±5
0,2	0,5	0,5S/1	Активная Реактивная	1,0 2,0	3,3 6,0	±5
0,2S	0,5	0,5S/1	Активная Реактивная	1,0 2,0	3,4 6,0	±5
0,5	0,5	0,5S/1	Активная Реактивная	1,2 2,8	4,1 7,1	±5
0,5S	0,5	0,5S/1	Активная Реактивная	1,2 2,8	4,0 6,9	±5
0,2	нет	0,5S/1	Активная Реактивная	0,7 1,3	3,2 5,9	±5
0,2S	нет	0,5S/1	Активная Реактивная	0,7 1,3	3,3 5,9	±5
0,5	нет	0,5S/1	Активная Реактивная	1,0 2,4	4,1 7,1	±5
0,5S	нет	0,5S/1	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,9 6,8	±5
нет	нет	1/1	Активная Реактивная	1,0 1,0	5,0 5,7	±5
нет	нет	1/2	Активная Реактивная	1,0 2,0	5,0 11,1	±5

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности для интервалов времени 1, 3, 5, 15, 30, 60 мин.
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8_{\text{инд}}$, $I = 0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -40°C до $+60^\circ\text{C}$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °С	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 $I_{ном}$ - 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 БД, °С – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от –45 до +40 от –40 до +60 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер БД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35000 72 35000 24 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – профиль нагрузки в двух направлениях за интервал 1, 3, 5, 15, 30, 60 мин, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее Сервер БД: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	1,5; 4,5; 7,5; 22,5; 45; 90 5 3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера БД с помощью источника бесперебойного питания;

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

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчика:

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

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 1, 3, 5, 15, 30, 60 мин (функция автоматизирована);
- сбора 1, 3, 5, 15, 30, 60 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспортов-формуляров на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АЭР»	—	1*
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	АЭР.411711.АИИС.ХХХ* ПФ	1
Примечание: * Комплектация АИИС КУЭ указывается в паспорте-формуляре конкретного экземпляра АИИС КУЭ ** ХХХ – серийный номер АИИС КУЭ		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием систем автоматизированных информационно-измерительных коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АЭР», аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

АЭР.411711.АИИС.ТУ «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АЭР». Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Агентство энергетических решений» (ООО «АЭР»)

ИНН 7722771911

Юридический адрес: 111116, г. Москва, ул. Лефортовский вал, д. 7Г, стр. 5

Телефон: 8 (499) 681-15-52

Факс: 8 (499) 681-15-52

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

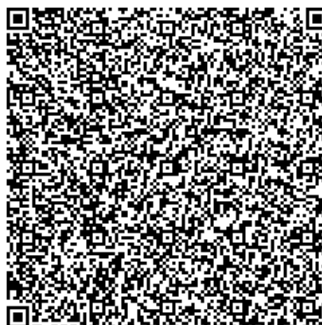
Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» марта 2024 г. № 798

Регистрационный № 91657-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-400

Назначение средства измерений

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-400 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой стальные вертикальные конструкции цилиндрической формы со стационарной крышей без понтона наземного расположения.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью и нефтепродуктом до произвольного уровня, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочных таблицах резервуаров.

Резервуары оборудованы дыхательным и предохранительным клапанами, люком замерным для эксплуатации и приемо-раздаточными патрубками для приема и отпуска нефти и нефтепродукта.

Заводские номера в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесены на цилиндрическую стенку резервуаров аэрографическим способом.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

К резервуарам данного типа относятся резервуары с заводскими номерами 11, 12, 13, 14, 15, расположенные по адресу: Республика Саха (Якутия), территория склада ГСМ «Верхнее Молодо».

Общий вид резервуаров с указанием места нанесения заводских номеров приведен на рисунке 1.

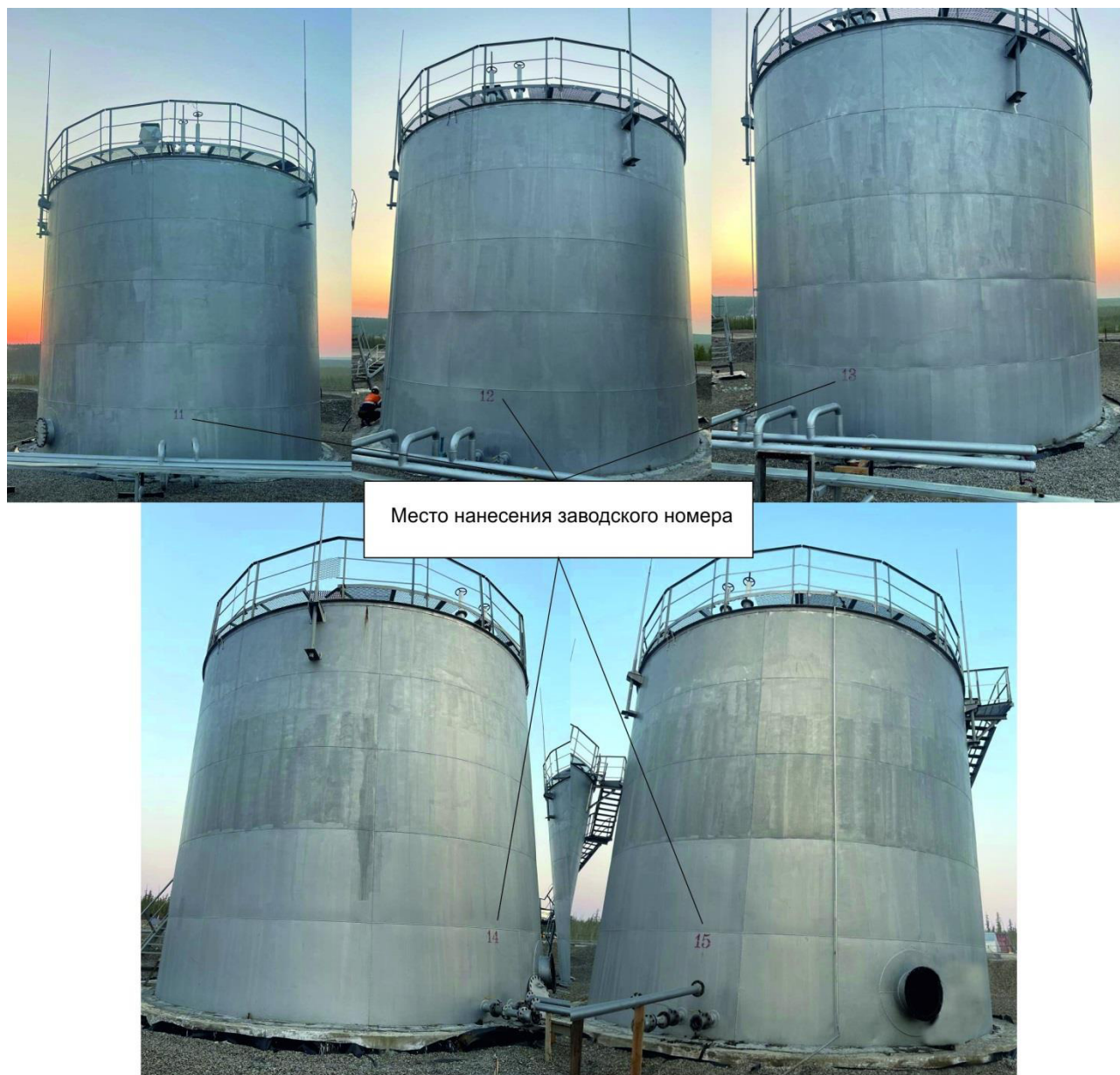


Рисунок 1 – Общий вид резервуаров вертикальных стальных цилиндрических
РВС-400 с указанием места нанесения заводских номеров

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип резервуаров	PBC-400
Номинальная вместимость, м ³	400
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,20
Средний срок службы, лет, не менее	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 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический	PBC-400	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Акционерное общество «Алмазы Анабара» (АО «Алмазы Анабара»)

ИНН: 1435152770

Юридический адрес: 677027, Республика Саха (Якутия), г. Якутск, ул. Кирова, д. 18, блок «Б»

Телефон: +7 (4112) 49-60-00

E-mail: office@alanab.alrosa.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Алмазы Анабара» (АО «Алмазы Анабара»)

ИНН: 1435152770

Адрес: 677027, Республика Саха (Якутия), г. Якутск, ул. Кирова, д. 18, блок «Б»

Телефон: +7 (4112) 49-60-00

E-mail: office@alanab.alrosa.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог»
(ООО фирма «Метролог»)

Юридический адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 8 Марта, д. 13, оф. 33

Адрес местонахождения: 420043, Республика Татарстан, г.Казань, ул. Вишневского, д. 26а, каб. №19

Телефон: +7(843) 513-30-75

E-mail: metrolog-kazan@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312275.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» марта 2024 г. № 798

Регистрационный № 91658-24

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС ПС 110 кВ РП-9

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС ПС 110 кВ РП-9 (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – измерительно-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.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) (далее-сервер ИВК), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;

- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC(SU);

- хранение информации по заданным критериям;

- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

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

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ 282/24 нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, которая крепится на корпус АРМ АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ РП-9. Дополнительно заводской номер 282/24 указан в паспорте-формуляре АИИС КУЭ типографским способом.

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 ОРЭМ.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УССВ ИВК
1	ПС 110 кВ РП-9 КРУЭ 110 кВ КЛ 110 кВ ЭС-1 Центральной ТЭЦ – РП-9	ТВ-110 600/1 Кл.т. 0,2S Рег. № 78807-20	ЗНОГМ-110 110000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 68885-17	СТЭМ-300.265SU Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18	RTU-327, рег. № 41907-09	СТВ-01, рег. № 49933-12
2	ПС 110 кВ РП-9 КРУ 10 кВ КЛ 10 кВ ЭС-1 Центральной ТЭЦ – РП-9	ТОЛ-НТЗ-10 100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-ЭК-10 10000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 47583-11	СТЭМ-300.255SU Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18		

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1	Активная	0,6	1,3
	Реактивная	1,0	2,3
2	Активная	1,2	2,6
	Реактивная	1,9	4,2
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			5
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3. Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 2% от $I_{ном}$, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 °С до +35 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °С	от 95 до 105 от 100 до 120 0,8 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, °С температура окружающей среды для УСПД, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 0,9 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +5 до + 35 от +10 до + 30 от +10 до + 30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики СТЭМ-300: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000 72 100000

Продолжение таблицы 4

1	2
Устройства синхронизации системного времени СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	10000
Глубина хранения информации Счетчики СТЭМ-300: - 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: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика и УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии и УСПД;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электрической энергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта-формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТВ-110	3
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	3
Трансформатор напряжения	ЗНОГМ-110	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СТЭМ-300	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1
Устройство синхронизации системного времени	СТВ-01	1
Сервер ИВК	-	1
Документация		
Паспорт-формуляр	26.51/282/24.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС ПС 110 кВ РП-9». МВИ 26.51/282/24, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ», Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311290 от 16.11.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерения

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
Факс: +7 (495) 664-81-33
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
Факс: +7 (495) 664-81-33
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

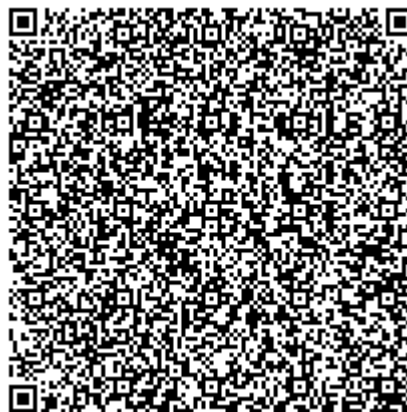
Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1

Телефон: +7 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Устройства весоизмерительные двухканальные 11У012

Назначение средства измерений

Устройства весоизмерительные двухканальные 11У012 (далее – 11У012) предназначены для измерений массы компонентов ракетного топлива (далее – КРТ) и используются в составе агрегатов, обеспечивающих заправку КРТ баков космических аппаратов и разгонных блоков на заправочной станции космодрома «Байконур».

Описание средства измерений

Принцип действия 11У012 основан на использовании гравитационного притяжения. Сила тяжести объекта измерений вызывает упругую деформацию чувствительных элементов весоизмерительных тензорезисторных датчиков (далее – ДТВ), которая преобразуется в аналоговый электрический сигнал, пропорциональный массе объекта измерений. Этот сигнал подвергается аналого-цифровому преобразованию, математической обработке электронными устройствами УВН-1200 с дальнейшим определением значения массы.

Результаты измерений, а также дополнительная функциональная информация отображается на цифровом индикаторе ТВ 012, изготовитель АО «ЦЭНКИ», г. Москва.

11У012 имеют модульную конструкцию и представляют собой набор технических средств и включают в себя следующие функциональные узлы и блоки, связанные друг с другом интерфейсами связи.

1. Модуль взвешивающий (далее – МВ) в составе:

- грузоприемное устройство (далее – ГПУ);
- два блока аналого-цифрового преобразования (далее – АЦП1 и АЦП2 соответственно), изготовитель АО «ЦЭНКИ», г. Москва.

ГПУ представляет собой рамную конструкцию из конструкционной стали, включающую в себя грузоприемную платформу со смонтированной в центре емкостью для КРТ, опорную раму и восемь ДТВ модификации М50-1-С3 (регистрационный № 53673-13). Грузоприемная платформа оснащена площадками, на которые при поверке или техническом контроле 11У012 устанавливаются гири. Опорная рама МВ установлена на бетонном фундаменте.

Грузоприемная платформа ГПУ опирается на четыре ДТВ, образующих совместно с АЦП1 весоизмерительный канал 1. Здесь и далее ДТВ, входящие в весоизмерительный канал 1, имеют условные обозначения ДТВ 1.1, ДТВ 1.2, ДТВ 1.3, ДТВ1.4. Нагрузка от взвешиваемого объекта передается через ДТВ 1.1, ДТВ 1.2, ДТВ 1.3, ДТВ1.4 и далее, через маятниковые опоры, на четыре ДТВ (условное обозначение которых ДТВ 2.1, ДТВ 2.2, ДТВ 2.3, ДТВ 2.4), закрепленных на углах опорной рамы МВ. ДТВ 2.1, ДТВ 2.2, ДТВ 2.3, ДТВ 2.4 совместно с АЦП2 образуют весоизмерительный канал 2.

2. Два терминала весовых ТВ 012 (условное обозначение ТВ 012-1 и ТВ 012-2, входящих в весоизмерительный канал 1 и 2 соответственно), изготовитель АО «ЦЭНКИ», г. Москва. ТВ 012 выполнены в корпусах, предназначенных для монтажа в приборную панель.

3. Соединительные кабели.

К данному типу средств измерений относятся устройства весоизмерительные 11У012 с заводскими номерами 22282 и 22283.

Общий вид модуля взвешивающего 11У012 и терминалов весовых ТВ 012-1 и ТВ 012-2 представлены на рисунке 1. Функциональная схема 11У012 представлена на рисунке 2.

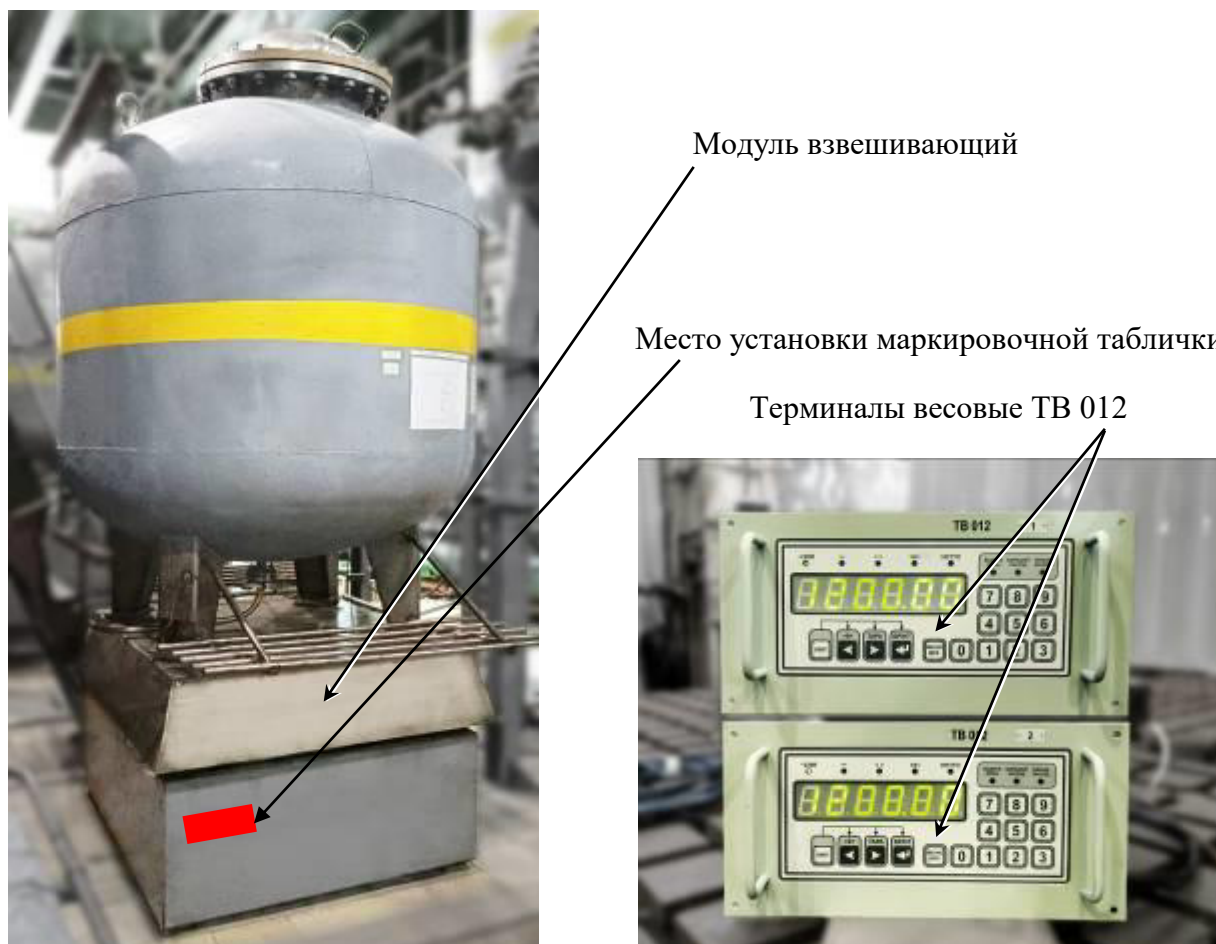


Рисунок 1 – Общий вид 11У012

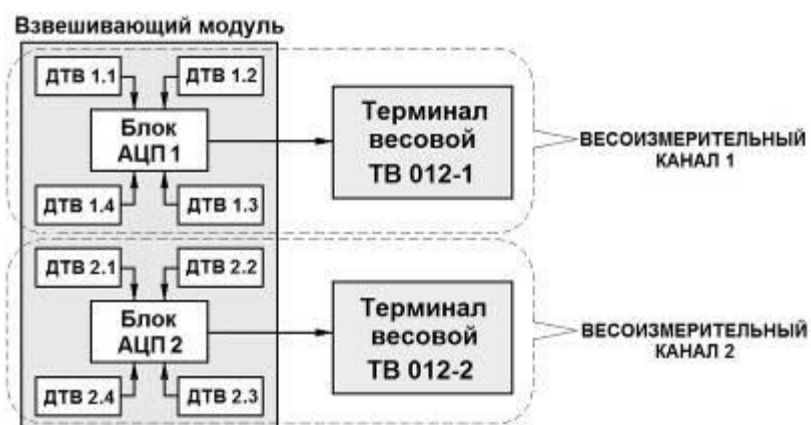


Рисунок 2 – Функциональная схема 11У012

Наличие двух каналов позволяет использовать один из каналов в качестве основного измерительного, а другой в качестве резервного в случае выхода из строя основного.

Весоизмерительные каналы являются равнозначными и независимыми друг от друга. Дублирование каналов обеспечивает возможность использования одного из каналов в качестве основного, а другого – как резервного. При необходимости, один из каналов может быть отключен (например, при выходе его из строя), при этом второй канал может использоваться по назначению.

Защита от несанкционированного доступа к узлам, влияющим на метрологические характеристики, осуществляется пломбированием блоков АЦП и ТВ 012.

Схема пломбировки блоков АЦП и ТВ 012 для защиты 11У012 от несанкционированного доступа приведена на рисунке 3.

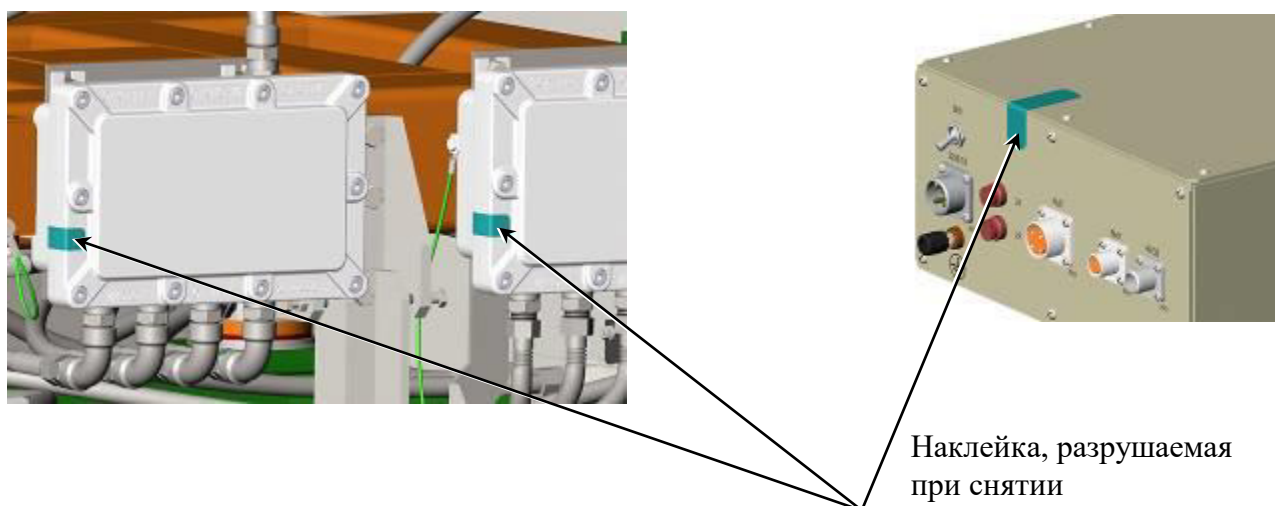


Рисунок 3 – Схема пломбировки блока АЦП (слева) и ТВ 012 (справа)

Маркировочная табличка 11У012 выполнена в виде металлической пластинки, крепится при помощи заклепок на боковую сторону опорной рамы МВ и содержит следующие основные данные, нанесенные монохромной трафаретной печати:

- наименование изготовителя;
- наименование и обозначение типа;
- знак утверждения типа;
- знак обращения продукции на рынке ЕАС;
- максимальная нагрузка, Max ;
- минимальная нагрузка, Min ;
- максимальная масса взвешиваемой дозы, Max_d ;
- минимальная масса взвешиваемой дозы, Min_d ;
- действительная цена деления, d ;
- заводской номер (арабские цифры наносятся клеймением).

Нанесение знака поверки на 11У012 не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) 11У012 реализовано аппаратно и является встроенным. Метрологически значимым является ПО ТВ 012 и блоков АЦП каждого весоизмерительного канала.

ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс после опломбирования ТВ 012. Номер версии программного обеспечения основного процессора ТВ 012 выводится на цифровой дисплей при включении 11У012. Кроме того, номера версий программ АЦП и ТВ 012 отображены на маркировочных табличках микропроцессоров, расположенных внутри корпусов блоков АЦП и ТВ 012 соответственно. Дополнительной мерой, предотвращающей несанкционированное изменение юстировочных коэффициентов и других параметров, служит административный пароль.

Для контроля изменений законодательно контролируемых параметров ТВ 012 служит проверочное число, текущее значение которого может быть просмотрено в соответствующем разделе меню ТВ 012 согласно эксплуатационной документации. Проверочное число изменяется автоматически после каждого изменения контролируемых параметров. Текущее значение проверочного числа заносится в паспорт 11У012.

При включении ТВ 012 выполняется проверка контрольной суммы контролируемых параметров и, в случае её несанкционированного изменения, автоматически блокируется работа ТВ 012 в его основных режимах. Значение контрольной суммы фиксируется в паспорте 11У012.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	основного процессора ТВ 012	интерфейсного процессора ТВ 012	блока АЦП
Идентификационное наименование ПО	B12_OP_OSN	B12_IP_OSN	B12_ADC
Номер версии (идентификационный номер) ПО	0086.XX	0085.XX	0087.XX
Цифровой идентификатор ПО	–	–	–
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	–	–	–
Примечание – цифровое значение «XX» в номере версии ПО относится к метрологически незначимой части ПО			

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики 11У012 нормированы для каждого весового канала и приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики (для каждого весоизмерительного канала)

Наименование параметра	Значение параметра
Максимальная нагрузка, $M_{\max}$, кг	1200
Минимальная нагрузка, $M_{\min}$, кг	10
Максимальная масса взвешиваемой дозы, $M_{\max d}$, кг	1000
Минимальная масса взвешиваемой дозы, $M_{\min d}$, кг	10
Действительная цена деления, d , кг	0,2
Пределы допускаемой погрешности при статическом взвешивании в диапазоне рабочих температур от плюс 15 °С до плюс 25 °С, $m_{\text{пре}}$: - для диапазона взвешивания от 10 до 200 кг включ. - для диапазона взвешивания св. 200 до 1200 кг включ.	$\pm 0,2$ кг $\pm 0,1$ %
Пределы допускаемой погрешности взвешивания дозы в диапазоне рабочих температур от плюс 15 °С до плюс 25 °С, $m_{\text{пред}}$: - для диапазона взвешиваемых доз от 10 до 200 кг включ. - для диапазона взвешиваемых доз св. 200 до 1000 кг включ.	$\pm 0,2$ кг $\pm 0,1$ %
Дополнительная температурная погрешность при статическом взвешивании и при взвешивании дозы, $m_{\text{прет}}$: - при взвешивании в диапазоне температур от плюс 5 °С до плюс 15 °С - при взвешивании в диапазоне температур от плюс 25 °С до плюс 35 °С	$\pm 0,05$ % $\pm 0,05$ %
Диапазон выборки массы тары, кг	от 10 до 1000
Реагирование	$1,4 \cdot d$
Примечание – пределы допускаемой погрешности при взвешивании массы нетто соответствуют пределам допускаемой погрешности при статическом взвешивании	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение, В - частота, Гц	от 187 до 247,5 50±1
Диапазон рабочих температур, °С	от + 5 до + 35
Относительная влажность воздуха при температуре плюс 20 °С, %, не более	70
Габаритные размеры МВ с заправочной емкостью, мм, не более - длина - ширина - высота	1500 1700 2800
Масса МВ, кг, не более	1300

Знак утверждения типа

наносится на эксплуатационную документацию и на маркировочную табличку, расположенную на боковой поверхности опорной рамы МВ 11У012.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность 11У012

Наименование	Обозначение	Кол-во
Устройство весоизмерительное двухканальное 11У012 в сборе	458.17.01.2021.С600	1
Паспорт	458.17.01.2021.С600 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	458.17.01.2021.С600 РЭ	1 экз.
Методика поверки		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в подразделе 1.5 «Работа изделия» документа 458.17.01.2021.С600 РЭ «Устройства весоизмерительные двухканальные 11У012. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

458.17.01.2021.С600 ТУ «Устройства весоизмерительные двухканальные 11У012 458.17.01.2021.С600. Технические условия».

Правообладатель

Акционерное общество «Центр эксплуатации объектов наземной космической инфраструктуры» (АО «ЦЭНКИ»)

ИНН 9702013720

Юридический адрес: 129110, Россия, г. Москва, ул. Щепкина, д.42, стр.1, 2

Тел: +7(495) 365-31-66

Факс: +7-(499) 366-28-50

адрес в Интернет: www.russian.space

адрес электронной почты: tsenki@russian.space

Изготовитель

Акционерное общество «Центр эксплуатации объектов наземной космической инфраструктуры» (АО «ЦЭНКИ»)

ИНН 9702013720

Юридический адрес: 129110, г. Москва, ул. Щепкина, д. 42, стр. 1, 2

Почтовый адрес: 105318, г. Москва, ул. Ткацкая, д. 7

Адрес осуществления деятельности: 105187, г. Москва, ул. Кирпичная, д. 32

Тел: +7(495) 365-31-66

Факс: +7(499) 366-28-50

Адрес в Интернет: www.russian.space

Адрес электронной почты: tsenki@russian.space

Испытательный центр

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

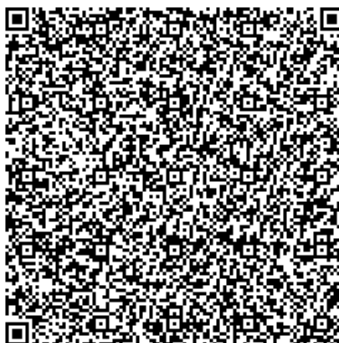
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

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

Адрес в Интернет: www.vniims.ru;

Адрес электронной почты: office@vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» марта 2024 г. № 798

Регистрационный № 91660-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя, сервер, программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и хранение поступающей информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных передается на сервер, где осуществляется формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется один раз в час. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется один раз в 30 мин. Корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний с часами сервера более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется один раз в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами УСПД более ± 1 с.

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. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «МЗТА» наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 002 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcCli ents.dll	CalcLeak age.dll	Calc Losses.dll	Metro logy.dll	Parse Bin.dll	Parse IEC.dll	ParseMod bus.dll	ParsePira mida.dll	Synchro NSI.dll	Verify Time.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0 b1b21906 5d63da94 9114dae4	b1959ff7 0be1eb17 c83f7b0f 6d4a132f	d79874d1 0fc2b156 a0fdc27e 1ca480ac	52e28d7b 608799bb 3ccea41b 548d2c83	6f557f88 5b737261 328cd778 05bd1ba7	48e73a92 83d1e664 94521f63 d00b0d9f	c391d6427 1acf4055b b2a4d3fe1f 8f48	ecf532935 ca1a3fd32 15049af1f d979f	530d9b01 26f7cdc2 3ecd814c 4eb7ca09	1ea5429b 261fb0e28 84f5b356a 1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				УСВ/Сервер	Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110/6/6 кВ «Орловская», ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. № 4	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИТ-6-2 Кл. т. 0,2 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-1 Рег. № 28716-05 Сервер, совместимый с платформой x86-x64	Активная	1,1	3,2
							Реактивная	2,2	5,3
2	ПС 110/6/6 кВ «Орловская», ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. № 6	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИТ-6-2 Кл. т. 0,2 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,1	3,2
							Реактивная	2,2	5,3
3	ПС 110/6/6 кВ «Орловская», ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. № 16	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИТ-6-2 Кл. т. 0,2 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,1	3,2
							Реактивная	2,2	5,3

4	ПС 110/6/6 кВ «Орловская», ЗРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. № 45	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НАМИТ-6-2 Кл. т. 0,2 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,1	3,2
							Реактивная	2,2	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110/6/6 кВ «Орловская», ЗРУ- 6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. № 49	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИТ-6-2 Кл. т. 0,2 6000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-1 Рег. № 28716-05 Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Активная Реактивная	1,1 2,2	3,2 5,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

- В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8$ инд.
- Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	5
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -35 до +40 от 0 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 70000 2 35000 2 113060 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и УСПД.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках, УСПД и сервере;
пропадание и восстановление связи с УСПД и со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

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

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

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	8

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-6-2	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	5
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	1
Сервер	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Формуляр	САИМ.411711.071.ФО	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «МЗТА», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Муромский завод трубопроводной арматуры» (ООО «МЗТА»)

ИНН 3307017730

Юридический адрес: 602264, Владимирская обл., г. Муром, Радиозаводское ш., д. 10

Телефон: (49234) 3-61-61, 3-33-77, 2-13-03

Web-сайт: www.mztpa.ru

E-mail: mail@mztpa.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение СоюзЭнергоСтрой» (ООО «НПО СоюзЭнергоСтрой»)

ИНН 3334005606

Адрес: 602263, Владимирская обл., г. Муром, ул. Заводская, д. 12

Телефон: (920) 907-62-79

E-mail: souzenergostroy@yandex.ru

Испытательный центр

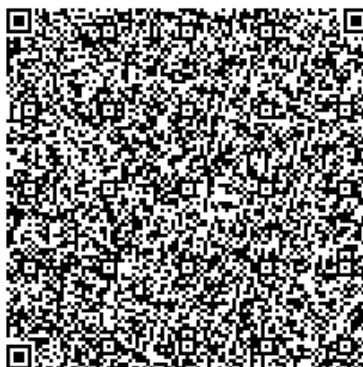
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» марта 2024 г. № 798

Регистрационный № 91661-24

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ НОВАКИТ

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ НОВАКИТ (далее – АИИС КУЭ НОВАКИТ) предназначены для измерений электрической энергии, активной и реактивной мощности.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ НОВАКИТ является проектно-компонуемыми изделиями и имеют централизованную иерархическую структуру, состоящую из двух уровней с распределенной функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ НОВАКИТ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя многофункциональные счетчики электрической энергии (счетчики), выполненные в соответствии с ГОСТ Р 52320-2005 или ГОСТ 31818.11-2012, технические средства приема-передачи данных, а так же может включать в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), выполненные в соответствии с ГОСТ 7746-89, ГОСТ 7746-2001, ГОСТ 7746-2015, трансформаторы напряжения (ТН), выполненные в соответствии с ГОСТ 1983-89, ГОСТ 1983-2001, ГОСТ 1983-2015, и вторичные измерительные цепи.

Первичными источниками измерений в АИИС КУЭ НОВАКИТ являются счетчики.

На уровне ИИК АИИС КУЭ НОВАКИТ реализуются следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и нарастающим итогом на начало расчетного периода (день, месяц);
- коррекция времени в составе системы обеспечения единого времени;
- автоматическая регистрация событий, сопровождающих процессы измерений, в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений;
- предоставление доступа к измеренным значениям и «Журналам событий» со стороны информационно-вычислительного комплекса АИИС КУЭ НОВАКИТ.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и обработки данных (сервер БД), устройство синхронизации системного времени (УССВ); автоматизированные рабочие места на базе персональных компьютеров (АРМ); каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных и программное обеспечение.

На втором уровне АИИС КУЭ НОВАКИТ реализуются следующие функции:

- автоматический сбор результатов измерений электроэнергии с уровня ИИК;

- сбор и передача «Журналов событий» с уровня ИИК в базу данных ИВК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- возможность масштабирования долей именованных величин количества электроэнергии (коэффициент трансформации);
- расчет потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- формирование и передача результатов измерений в XML-формате по электронной почте;
- организация дистанционного доступа к компонентам;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств;
- конфигурирование и настройка параметров.

Первичные токи и напряжения в точке учета электроэнергии преобразуются измерительными трансформаторами в допустимые значения и по проводным линиям со вторичных обмоток поступают на измерительные входы счетчиков (в случае отсутствия ТТ и/или ТН подключение цепей счетчика производится по проводным линиям, подключенных непосредственно к первичному напряжению). В счетчиках аналого-цифровой преобразователь осуществляет измерения мгновенных аналоговых значений величин, пропорциональных фазным напряжениям и токам по шести каналам, и выполняет преобразование их в цифровой код, а также передачу по скоростному последовательному каналу в микроконтроллер. Микроконтроллер по полученным измерениям вычисляет мгновенные значения активной и полной мощности.

Средняя активная и полная электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по значениям активной и полной мощности. При каждой вышеописанной итерации (30 мин) счетчик записывает результат вычислений во внутреннюю память посредством ведения массивов мощности.

На уровне ИВК сервер БД не реже одного раза в сутки, в автоматическом режиме (либо по запросу в ручном режиме), посредством каналаобразующей аппаратуры инициирует сеанс связи со счетчиками ИИК. После установки связи с устройством, происходит считывание результатов измерений за прошедшие сутки, производится дальнейшая обработка измерительной информации, в частности формирование и сохранение поступающей информации в базу данных с учетом коэффициентов трансформации, оформление отчетных документов.

Сервер БД также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ посредством электронной почты (e-mail).

Один раз в сутки (или по запросу в ручном режиме) сервер БД ИВК может автоматически формировать файл отчета с результатами измерений в формате XML-макета и отправлять результаты в рамках согласованного регламента (функция настраиваемая).

В качестве сервера БД используется промышленный компьютер.

Каналы связи АИИС КУЭ НОВАКИТ являются цифровыми и, соответственно, не вносят дополнительных погрешностей в измерительные каналы. Передача данных на всех уровнях внутри системы организована с помощью сравнения контрольных сумм по стандартизированным протоколам передачи данных.

АИИС КУЭ НОВАКИТ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ обеспечивает синхронизацию часов реального времени на всех уровнях АИИС КУЭ НОВАКИТ (сервер БД и счетчики).

В качестве эталонного времени в СОЕВ используется время, транслируемое спутниковыми системами ГЛОНАСС/GPS, получаемое специализированным источником первичным точного времени УКУС-ПИ 02ДМ (регистрационный номер 60738-15).

Сравнение времени компонентов с источником точного времени в СОЕВ выполняется периодически в соответствии с конфигурируемыми настройками. Факт величины корректировки фиксируются в «Журналах событий» счетчиков и сервера БД.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ НОВАКИТ наносится на этикетку типографическим способом и располагается на боковой стороне сервера БД уровня ИВК. Дополнительно заводской номер указывается на титульном листе паспорта-формуляра конкретного изделия с указанием перечня (состава) измерительных каналов.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

Набор программных компонентов АИИС КУЭ НОВАКИТ состоит из стандартизированного и специализированного программного обеспечения (ПО).

Под стандартизированным ПО используются операционные системы линейки Microsoft Windows, а также Системы управления базами данных.

Специализированное ПО АИИС КУЭ НОВАКИТ представляет собой программный комплекс ПО «Пирамида 2.0», которое функционирует на уровне ИВК (сервер БД и АРМ), а также ПО счетчиков.

Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. Счетчики имеют программную защиту с помощью паролей на чтение результатов измерений, а также их конфигурацию, разграниченную в двух уровнях (пользователя и администратора).

Метрологически значимой частью ПО «Пирамида 2.0» являются специализированные программные части (библиотеки). В данные библиотеки заложены алгоритмы выполнения функции синхронизации и математической обработки информации, поступающей от счетчиков. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «Пирамида 2.0» приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Пирамида 2.0
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10
Цифровой идентификатор ПО (по MD5), наименование библиотеки:	
BinaryPackControls.dll	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
CheckDataIntegrity.dll	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
ComIECFunctions.dll	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
ComModbusFunctions.dll	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
ComStdFunctions.dll	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
DateTimeProcessing.dll	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
SafeValuesDataUpdate.dll	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
SimpleVerifyDataStatuses.dll	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
SummaryCheckCRC.dll	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
ValuesDataProcessing.dll	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645

Специализированное ПО предусматривает ведение «Журналов событий» с фиксацией ошибок, изменений параметров (конфигурации), а так же предусматривает разграничение прав пользователей путем создания индивидуальных учетных записей. Получение измерительной информации возможно только при идентификации пользователя путем ввода данных пользователя («логин») и соответствующего ему пароля. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ НОВАКИТ

Состав ИИК ¹	Вид энергии	cosφ	Границы интервала относительной погрешности ИК в нормальных условиях (±δ), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %	
			δ ₅ %, I ₅₋₂₀ %	δ ₂₀ %, I ₂₀₋₁₀₀ %	δ ₅ %, I ₅₋₂₀ %	δ ₂₀ %, I ₂₀₋₁₀₀ %
Счетчик	А	1,0	1,7*	1,1	3,0	2,8
		0,8	1,8*	1,1	3,2	2,9
		0,5	1,9*	1,1	3,4	3,0
	Р	0,8	2,9*	2,2	5,8	5,4
		0,5	2,9*	2,2	5,7	5,3
Счетчик; ТТ	А	1,0	1,7	1,0	2,1	1,6
		0,8	2,8	1,5	3,1	2,0
		0,5	5,4	2,7	5,5	3,0
	Р	0,8	5,5	3,2	7,1	5,7
		0,5	3,9	2,5	5,9	5,3
Счетчик; ТТ; ТН	А	1,0	1,8	1,2	2,2	1,7
		0,8	2,9	1,7	3,2	2,1
		0,5	5,5	3,0	5,7	3,3
	Р	0,8	5,6	3,3	7,1	5,8
		0,5	4,0	2,6	6,0	5,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), с						5

П р и м е ч а н и е:

1 Погрешность измерительного канала в составе АИИС КУЭ зависит от способа включения счетчика в электрическую сеть и, соответственно его состава.

2 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовая).

3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности $P = 0,95$.

4 $I_{5-20\%}$ - область нагрузок от 5 до 20 % (* - для счетчиков непосредственного включения от 10 до 20 %), $I_{20-100\%}$ - область нагрузок от 20 до 100 %.

5 Вид энергии: А – активная электрическая энергия, Р – реактивная электрическая энергия.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия эксплуатации ИИК: - напряжение в точке измерений, % от $U_{ном}$ - ток в точке измерений, % от $I_{ном}$ - частота сети в точке измерений, Гц - коэффициент мощности в точке измерений - температура окружающей среды, °C Нормальные условия эксплуатации ИВК: - напряжение, В - частота сети, Гц - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 5 до 100 50 0,9 от +18 до +25 230 50 от +18 до +25
Рабочие условия эксплуатации ИИК: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота сети, Гц - коэффициент мощности - температура окружающей среды в месте расположения измерительных трансформаторов, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C Рабочие условия эксплуатации ИВК: - напряжение, В - частота сети, Гц - температура окружающей среды, °C	от 90 до 110 от 5 до 100 от 49,8 до 50,2 от 0,5 до 1 от -40 до +40 от +10 до +35 от 207 до 253 от 49,8 до 50,2 от +15 до +35
Характеристики надежности применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики в составе ИИК: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер БД в составе ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Источник первичный точного времени: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	90000 72 100000 1 125000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Таблица 4 – Допускаемый состав измерительных компонентов (на уровне ИИК) по классам точности

Тип компонента (обозначение типа СИ)	Значения допустимых классов точности ¹
Счетчики электроэнергии многофункциональные статические утвержденного типа, трансформаторного включения в сеть, выполненные в соответствии с ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005 и/или ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012	0,2S/0,5; 0,2S/1; 0,2S/2 0,5S/0,5; 0,5S/1; 0,5S/2
Счетчики электроэнергии многофункциональные статические утвержденного типа, непосредственного включения в сеть, выполненные в соответствии с ГОСТ Р 52322-2005, ГОСТ Р 52425-2005 и/или ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012.	1; 1/1; 1/2
Трансформаторы тока утвержденного типа как СИ, выполненные в соответствии с ГОСТ 7746-89, ГОСТ 7746-2001, ГОСТ 7746-2015	0,2S; 0,2; 0,5S, 0,5
Трансформаторы напряжения утвержденного типа как СИ, выполненные в соответствии с ГОСТ 1983-89, ГОСТ 1983-2001, ГОСТ 1983-2015	0,2; 0,5
П р и м е ч а н и е: 1 Классы точности счетчиков даны для активной и реактивной энергии через знак косой черты соответственно. 2 Допускается применение счетчиков с классами точности не заявленными в ГОСТ 31819.21-2012 и ГОСТ 31819.23-2012 и определенными техническими условиями на счетчики, но при этом проверяется соответствие ИК с данными счетчиками к предъявляемым метрологическим характеристикам указанным таблице 2 (при поверке).	

Таблица 5 – Допускаемый состав статических счетчиков электрической энергии на уровне ИИК

Тип прибора	Рег. номер
1	2
ТЕ3000	77036-19
ТЕ2000	83048-21
ПСЧ-4ТМ.06Т	82640-21
ПСЧ-4ТМ.05МК	46634-11, 50460-12, 64450-16, 50460-18
ПСЧ-4ТМ.05МН	57574-14, 57574-18
ПСЧ-4ТМ.05МКТ	75459-19
ПСЧ-4ТМ.05МНТ	76415-19
СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М	36697-08, 36697-12, 36697-17
ПСЧ-4ТМ.05МД	51593-12, 51593-18
МАЯК Т301АРТ	57639-14, 57639-20
МАЯК 301АРТ	55396-13
МАЯК 301АРТД	58854-14, 74597-19
КВАНТ ST 2000-12	71461-18
КВАНТ ST 2000-10	61237-15

Продолжение таблицы 5

1	2
НАРТИС-300	77263-20
НАРТИС-И300	86200-22
Меркурий 230	23345-07, 80590-20
Меркурий 233	34196-07, 34196-10
Меркурий 234	48266-11
Меркурий 204, Меркурий 208, Меркурий 234, Меркурий 238	75755-19
Меркурий 236	47560-11, 80589-20
СЕ207	72632-18
СЕ208	55454-13
СЕ301	34048-08
СЕ303	33446-08
СЕ307	66691-17
СЕ308	59520-14
КАСКАД-32-МТ	70464-18
МИРТЕК-232-РУ	67661-17
МИРТЕК-512-РУ	90295-23
НЕВА МТ 3	64506-16
НЕВА СПЗ	75453-19
НЕВА СТ4	73138-18
Альфа А1800	31857-06, 31857-11, 31857-20
Альфа А1140	33786-07, 33786-20
МИР С-03	42459-12, 58324-14, 76142-19
МИР С-04, МИР С-05, МИР С-07	51597-12, 61678-15
Примечание: Помимо перечисленных типов счетчиков в таблице 5, допускается применение иных счетчиков работающих по протоколу СПОДЭС (ГОСТ Р 58940-2020).	

В АИИС КУЭ НОВАКИТ обеспечена защита от несанкционированного доступа на физическом уровне путем пломбирования:

- счетчиков;
- клеммников вторичных цепей;
- сервера БД.

В АИИС КУЭ НОВАКИТ обеспечено централизованное хранение информации о важных программных и аппаратных событиях («Журнал событий»):

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов трансформации (масштабных коэффициентов);
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- события, полученные с многофункциональных счетчиков электрической энергии.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта-формуляра АИИС КУЭ НОВАКИТ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ НОВАКИТ **	-	1
ПО Пирамида 2.0. Руководство администратора	-	1
ПО Пирамида 2.0. Руководство пользователя	-	1
Руководство по эксплуатации	47705216.411711.001.ИЭ	1
Паспорт-формуляр	47705216.411711.Х.ПФ*	1
*- Х в обозначении паспорта-формуляра соответствует заводскому номеру изделия; **- состав и количество измерительных каналов определяется при заказе, полные данные конкретного изделия фиксируются в паспорте-формуляре.		

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 НОВАКИТ». Методика измерений аттестована ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311703.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

47705216.411711.001 «ТУ Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ НОВАКИТ. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «НОВАКИТ» (ООО «НОВАКИТ»)
ИНН 2308278228

Юридический адрес: 350020, Краснодарский край, г. о. город Краснодар, г. Краснодар, ул. им. Дзержинского, д. 3/2, оф. 507

Телефон: +7 (861) 944-68-24

Web-сайт: novakit.ru

E-mail: info@novakit.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НОВАКИТ» (ООО «НОВАКИТ»)
ИНН 2308278228

Юридический адрес: 350020, Краснодарский край, г. о. город Краснодар, г. Краснодар, ул. им. Дзержинского, д. 3/2, оф. 507

Адрес места осуществления деятельности: 350020, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. им. Дзержинского, д. 3/2

Телефон: +7 (861) 944-68-24

Испытательный центр

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

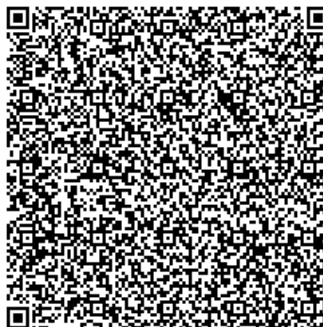
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» марта 2024 г. № 798

Регистрационный № 91662-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Толщиномеры радиоизотопные TIGRus

Назначение средства измерений

Толщиномеры радиоизотопные TIGRus (далее – толщиномеры) предназначены для бесконтактных измерений толщины стального проката.

Описание средства измерений

Принцип действия толщиномеров основан на ослаблении ионизирующего излучения при прохождении через измеряемый материал. По уменьшению интенсивности проникающего излучения с помощью градуировочной кривой определяют толщину измеряемого материала.

Толщиномер состоит из измерительных устройств, устанавливаемых в технологическую линию, электронной аппаратуры, установленной в шкафу вместе с общим источником питания, замкнутой системы водяного охлаждения (опция), станции оператора с цветным монитором и клавиатурой для управления, локальной панели оператора, ламп предупреждения о радиационной опасности. В состав толщиномера могут входить от одной до трех измерительных устройств.

Измерительные устройства представляют собой подковообразную станину, в зазоре которой проходит измеряемая стальная лента. На верхней части станины располагается блок детектирования, на нижней – блок источника ионизирующего излучения. Блок детектирования представляет собой ионизационную камеру и электронные модули высокого напряжения и усилителя. Температурную стабилизацию блока детектирования в диапазоне от плюс 10 °С до плюс 30 °С обеспечивает система охлаждения. Блок источника ионизирующего излучения содержит в качестве источника радиоизотоп Am-241.

Станция оператора представляет собой персональный компьютер с клавиатурой и монитором для работы, отображения, оценки и хранения данных с программным обеспечением АРМ. Локальная панель оператора предназначена для технического обслуживания толщиномеров на месте установки. Шкаф управления оснащен логическим контроллером Regul R500.

Заводской номер, обеспечивающий идентификацию толщиномеров, имеет цифровой формат, и наносится на табличку (шильд) фотохимическим способом, установленную на корпусе толщиномера. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Пломбирование толщиномеров не предусмотрено

Общий вид толщиномеров с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.



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

Программное обеспечение

Толщиномеры имеют программное обеспечение (ПО), которое позволяет управлять процессом измерений, а также осуществляет обработку, хранение и визуализацию результатов измерений. Результаты измерений отображаются на дисплее станции оператора в виде диаграмм толщины и трехмерных изображений или в форме таблиц.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	TIGRus
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.4
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений толщины, мм	от 0,1 до 20,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений толщины в поддиапазоне измерений от 0,1 до 2,0 мм включ., мм	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений толщины в поддиапазоне измерений св. 2,0 до 20,0 мм, %	$\pm 0,5$
Дискретность отсчета толщины, мм	0,001

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Ширина измеряемой полосы, мм, не более	1900
Количество измерительных головок	от 1 до 3
Диаметр пятна измерений, мм	60
Измерительный зазор, мм	от 100 до 600
Габаритные размеры С-образной рамы, мм, не более: - высота - ширина - длина	1500 1000 4000
Масса, кг, не более	600
Параметры электрического питания от сети переменного тока: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 ± 22 50 ± 1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	2
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды без использования системы охлаждения, °С - температура окружающей среды с использованием системы охлаждения, °С	от +5 до +45 от +5 до +70
Срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Толщиномер радиоизотопный	TIGRus	1 шт.
Толщиномеры радиоизотопные TIGRus. Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в главе Б руководства по эксплуатации п.1 «Инструкция по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

301000.00.00.000 ТУ Толщиномеры радиоизотопные TIGRus. Технические условия;
Локальная поверочная схема для средств измерений длины в области измерений толщины листовых и ленточных материалов, утвержденная ФГУП «УНИИМ» от 3 июля 2019 г.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Термо Техно Инжиниринг»
(ООО «Термо Техно Инжиниринг»)
ИНН 7704307626
Юридический адрес: 129626, г. Москва, ул. Новоалексеевская, д. 20А, стр. 6, ком. 5

Изготовитель

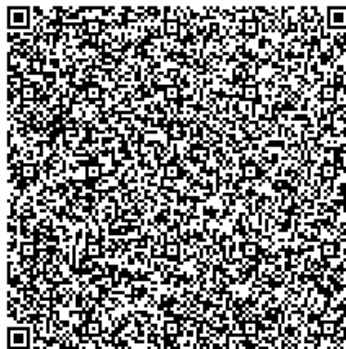
Общество с ограниченной ответственностью «Термо Техно Инжиниринг»
(ООО «Термо Техно Инжиниринг»)
ИНН 7704307626
Юридический адрес: 129626, г. Москва, ул. Новоалексеевская, д. 20А, стр. 6, ком. 5
Адрес места осуществления деятельности: 119017, г. Москва, Кадашевская наб., д. 6/1/2, стр. 1, каб. 200

Испытательный центр

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

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 4

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» марта 2024 г. № 798

Регистрационный № 91663-24

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выхода счетчика при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в том числе в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождения показаний с УСВ.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 2 с.

Журналы событий счетчиков 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. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «ЭнергоГарантЪ» (ООО «НИКА») наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 2124/12 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с

помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

[illegible]

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в рабо- чих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	РП-23 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 секция 6 кВ, яч. 4	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совме- стимый с платфор- мой x86- x64	Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,9
2	РП-23 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 секция 6 кВ, яч. 6	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,9
3	РП-23 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 секция 6 кВ, яч. 17	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,9

4	РП-23 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 секция 6 кВ, яч. 16	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	РП-23 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 секция 6 кВ, яч. 18	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совме- стимый с платфор- мой x86- x64	Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,9
6	РП-5 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 секция 6 кВ, яч. 1	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,3	3,5
							Реак- тивная	2,5	5,9
7	РП-5 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 секция 6 кВ, яч. 3а	ТПЛ-СВЭЛ-10 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	2,5
							Реак- тивная	1,8	4,5
8	РП-5 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 секция 6 кВ, яч. 12	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,9
9	ТП-80 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, секция 6 кВ, яч. 1	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 22192-07 Фазы: А; В; С	3хЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 71707-18 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	ТП-80 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, секция 6 кВ, яч. 4	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; В; С	3хЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 71707-18 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,4 5,9
11	РП-3 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 секция 6 кВ, яч. 14	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,4 5,9
12	ТП-69 6/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, 1 секция 0,4 кВ, Ф-1	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 81837-21 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,3 5,8
13	ТП-69 6/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, 1 секция 0,4 кВ, Ф-3	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 81837-21 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совме- стимый с платфор- мой x86- x64	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,3 5,8
14	ТП-69 6/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, 1 секция 0,4 кВ, Ф-4	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 81837-21 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,3 5,8
15	ТП-69 6/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, 1 секция 0,4 кВ, Ф-7	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 81837-21 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,3 5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	ТП-69 6/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 секция 0,4 кВ, Ф-17	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 81837-21 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,8
17	ТП-69 6/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 секция 0,4 кВ, Ф-20	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 81837-21 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,8
18	ТП-69 6/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 секция 0,4 кВ, Ф-22	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 81837-21 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,8
19	ТП-69 6/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 секция 0,4 кВ, Ф-24	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 81837-21 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16		Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,8
20	ТП-39ст 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, сек. 0,4 кВ, яч. ввод	ТТЕ-60 Кл.т. 0,5S 500/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18		Сервер, совме- стимый с платфор- мой x86- x64	Актив- ная	1,0	3,4
							Реак- тивная	2,1	5,8
21	ТП-39н 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 сек- ция 0,4 кВ, Ф-1	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 81837-21 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	ТП-39н 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 сек- ция 0,4 кВ, Ф-17	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 81837-21 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,3 5,8
23	ТП-39н 6/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 секция 0,4 кВ, Ф-21	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 81837-21 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,3 5,8
24	ТП-39н 6/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 секция 0,4 кВ, Ф-22	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 81837-21 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,3 5,8
25	ТП-39н 6/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 секция 0,4 кВ, Ф-24	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 81837-21 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совме- стимый с платфор- мой x86- x64	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,3 5,8
26	ПР-3 0,4 кВ, секция 0,4 кВ, гр.5	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 81837-21 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,3 5,8
27	ПР-3 0,4 кВ, секция 0,4 кВ, гр.5а	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.25 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 51593-18			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,6 7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
28	ПР-3 0,4 кВ, секция 0,4 кВ, гр.1	-	-	СЭБ-1ТМ.03Т.03 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 75679-19			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,6 7,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для ИК № 6, 7, 20 для силы тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных – для силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
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. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	28
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК № 6, 7, 20 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК № 6, 7, 20 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -10 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭБ-1ТМ.03Т: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05МК, ПСЧ-4ТМ.05МД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 165000 2 45000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	50000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типов СЭБ-1ТМ.03Т, ПСЧ-4ТМ.05МК: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МД, СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 114 40 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	8
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-СВЭЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛМ-10	3
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	3
Трансформаторы тока измерительные	ТТИ-А	42
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ-60	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	9
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформаторы напряжения	3хЗНОЛ-СЭЩ-6	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД	16
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭБ-1ТМ.03Т	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	36322452.02.126-2023 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «ЭнергоГарантЪ» (ООО «НИКА»)), аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

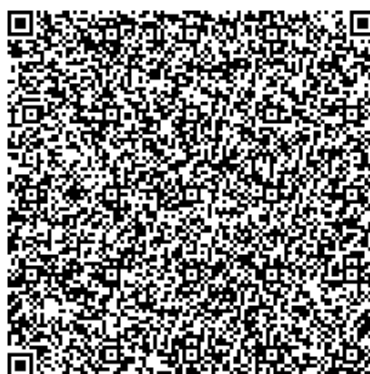
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоГарантЪ»
(ООО «ЭнергоГарантЪ»)
ИНН 5262362127
Юридический адрес: 603089, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород,
ул. Республиканская, д. 22, лит. А, оф. 23
Телефон: (831) 224-85-75
Web-сайт: www.en-garant.ru
E-mail: engar00@list.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоГарантЪ»
(ООО «ЭнергоГарантЪ»)
ИНН 5262362127
Адрес: 603089, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, ул. Республиканская,
д. 22, лит. А, оф. 23
Телефон: (831) 224-85-75
Web-сайт: www.en-garant.ru
E-mail: engar00@list.ru

Испытательный центр

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» марта 2024 г. № 798

Регистрационный № 91664-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Симбирская энергосбытовая номинация» №2

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Симбирская энергосбытовая номинация» №2 (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) HP ProLiant ML350e Gen8 (далее-сервер ИВК), устройство синхронизации системного времени УСВ-2 (далее-УСВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», автоматизированное рабочее места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

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

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

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

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение, передача измерительной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер ИВК 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 Интернет.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии (ОРЭ) заверяется электронно – цифровой подписью в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭ осуществляется сервером ИВК по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет – провайдера или сотовой связи.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа УСВ-2, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сервер ИВК АИИС КУЭ периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, но не реже 1 раза в сутки, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-2 и при расхождении ± 1 с и более, производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-2.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК осуществляется периодически в соответствии с установленным расписанием синхронизации, но не реже одного раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера ИВК равного ± 1 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер 002 АИИС КУЭ нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, которая крепится на корпус сервера ИВК.

Общий вид сервера ИВК АИИС КУЭ с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид сервера ИВК с указанием места нанесения заводского номера.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52E28D7B608799BB3CCEA41B548D2C83
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	КТП-1499 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	Т-0,66 1500/5 КТ 0,5 Рег.№ 52667-13	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PB.G КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 48266-11	УСВ-2, рег. № 82570-21/ Сервер ИВК
2	ГПП 110 кВ "Юбилейная", РУ-10 кВ, яч. 12	ТЛО-10 600/5 КТ 0,5S Рег.№ 25433-11	НАМИ 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.05 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	
3	ГПП 110 кВ "Юбилейная", РУ-10 кВ, яч. 36	ТЛО-10 600/5 КТ 0,5S Рег.№ 25433-11	НАМИ 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.05 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	
4	ТП-3266 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТЕ 1000/5 КТ 0,5 Рег.№ 73808-19	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
5	ТП-3266 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТТЕ 400/5 КТ 0,5 Рег.№ 73808-19	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
6	КТП-1329П 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТТИ 600/5 КТ 0,5 Рег.№ 28139-12	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.G КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	КТП-1329А 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТТИ 300/5 КТ 0,5 Рег.№ 28139-12	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 PBR.G КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 75755-19	УСВ-2, рег. № 82570-21/ Сервер ИВК
8	ГПП 110 кВ Стройбаза, ЗРУ- 10 кВ, яч.54	ТПЛК 300/5 КТ 0,5S Рег.№ 47958-16	ЗНОЛ.06 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 3344-72	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	
9	ГПП 110 кВ Стройбаза, ЗРУ- 10 кВ, яч.56	ТЛО-10 400/5 КТ 0,5S Рег.№ 25433-11	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	
10	ГПП 110 кВ Стройбаза, РУ-10 кВ, яч.56	ТЛО-10 400/5 КТ 0,5S Рег.№ 25433-11	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.02М.07 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	
11	ТП-3 6 кВ Агава, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ 1200/5 КТ 0,5 Рег.№ 28139-12 ТТИ 1200/5 КТ 0,5 Рег.№ 28139-07	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.G КТ 0,5S/1,0 рег.№75755-19	
12	ТП-3 6 кВ Агава, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ 1200/5 КТ 0,5 Рег.№ 28139-12	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.G КТ 0,5S/1,0 Рег.№75755-19	
13	ТП-3 6 кВ Агава, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ГРЩ-0,4 кВ Агава	ТТИ 600/5 КТ 0,5 Рег.№ 28139-12	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.G КТ 0,5S/1,0 Рег.№75755-19	
14	ГПП 110 кВ "Станкозавод", РУ-10 кВ, яч.12	ТПЛ-10 200/5 КТ 0,5 Рег.№1276-59	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0 Рег.№36697-08	
15	ГПП 110 кВ "Станкозавод", РУ-10 кВ, яч.25	ТПЛ-10 200/5 КТ 0,5 Рег.№1276-59	НТМИ-10 10000/100 КТ 0,5 рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0 Рег.№36697-08	

Продолжение таблицы 2

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$ (%)	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm\delta$ (%)
1, 4-7,11-13	Активная	0,9	3,0
	Реактивная	2,3	5,1
2,3,8-10	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	2,7	5,3
14,15	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	2,7	5,3
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$ 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для ИК №1-15 при $\cos\varphi=0,9$, токе ТТ, равном 100% от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий для ИК №2,3,8-10 при $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ, равном 1(2)% от $I_{ном}$; для ИК №1, 4-7, 11-15 при $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от до +35°C.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	15
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для счетчиков, °C - частота, Гц	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25 50
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от -40 до +40

Продолжение таблицы 4

1	2
температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более частота, Гц	от 0 до +35 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98 от 49,6 до 50,4
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-08), СЭТ-4ТМ.02М (рег.№ 36697-08) СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-17), СЭТ-4ТМ.02М (рег.№ 36697-17) Меркурий 234 (рег.№ 75755-19) Меркурий 234 (рег.№ 48266-11) Меркурий 236 (рег.№ 47560-11) УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000 220000 220000 320000 220000 35000 140200
Глубина хранения информации: -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 мин, сут Счетчики: СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-08), СЭТ-4ТМ.02М (рег.№ 36697-08) СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-17), СЭТ-4ТМ.02М (рег.№ 36697-17) Меркурий 234 (рег.№ 75755-19) Меркурий 234 (рег.№ 48266-11) Меркурий 236 (рег.№ 47560-11) Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 114 123 170 113 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 ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;

- защита на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	3
	ТЛО-10	10
	ТТЕ	6
	ТТИ	15
	ТПЛК	2
	ТПЛ-10	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
	НАМИ	2
	ЗНОЛ.06	3
	НАМИ-10-95УХЛ2	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-03 PB.G	1
	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.G	4
	Меркурий 234 ARTMX2-03 PBR.G	1
	Меркурий 236 ART-03 PQRS	2
	СЭТ-4ТМ.02М.03	4
	СЭТ-4ТМ.03М.05	2
	СЭТ-4ТМ.02М.07	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер баз данных типа HP ProLiant ML350e Gen8	Сервер ИВК	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/246/23	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Симбирская энергосбытовая номинация» №2. МВИ 26.51/246/23, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Симбирская энергосбытовая номинация»
(ООО «СЭСНа»)
ИНН 7328500977
Юридический адрес: 432072, Ульяновская обл., г. Ульяновск, пр-д Максимова, д. 24, оф. 211
Телефон: 8 (8422) 26-05-27
E-mail: sesna@sesna.su

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Симбирская энергосбытовая номинация»
(ООО «СЭСНа»)
ИНН 7328500977
Адрес: 432072, Ульяновская обл., г. Ульяновск, пр-д Максимова, д. 24, оф. 211
Телефон: 8 (8422) 26-05-27
E-mail: sesna@sesna.su

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1
Телефон: +7 (495) 647-88-18
E-mail: golovkonata63@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-10 в части сальдо-перетоков электроэнергии

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-10 в части сальдо-перетоков электроэнергии (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счётчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень - информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИБКЭ), включающие устройства сбора и передачи данных (УСПД) серии RTU-327 и каналообразующую аппаратуру;

третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИБК), включающий сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) с программным обеспечением «АльфаЦЕНТР» AC_SE-5000, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующую на всех уровнях иерархии на базе устройств синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронного счетчика электроэнергии. 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. Средние значения активной

(реактивной) электрической мощности вычисляются как средние значения мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал со счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер сбора и БД. Для резервирования канала связи между ИИК и ИВКЭ предусмотрены резервные жилы в кабеле интерфейса RS-422/485. Сопряжение УСПД с корпоративной информационно-вычислительной сетью (КИВС) ООО «Байкальская энергетическая компания», образуя основной канал передачи данных (GSM модем по GPRS). Резервный канал связи образован посредством коммутируемого соединения (GSM модем).

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный режимы работы и выполняется оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ осуществляет обмен и передачу полученной информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), розничного рынка электроэнергии (РРЭ), АО «СО ЕЭС» через каналы связи в виде xml-файлов форматов, установленных в соответствии с приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности. Передача макетов в АО «АТС» осуществляется с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и в АИИС КУЭ смежных субъектов, с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ со шкалой единого координированного времени UTC с помощью приема сигналов ГЛОНАСС/GPS УССВ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU). УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД может быть оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) 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 ± 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.

Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика, УСПД и сервера сбора и БД отражаются в соответствующих журналах событий.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 002. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Наименование программного модуля ПО	ac_metrology.dll

Метрологические и технические характеристики

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ

ИК №	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	Иркутская ТЭЦ-10, Блок-1 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Рег. № 49991-12 Кл. т. 0,2 К _{ТТ} =5000/5	GSES 12D Рег. № 48526-11 Кл. т. 0,2 К _{ТН} =10500/√3/100/√3	АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	УСПД RTU-327 Рег. № 41907-09 УССВ-2 ИБК Рег. № 54074-13 УССВ-2 ИБКЭ УССВ-2 Рег. № 54074-13
2	Иркутская ТЭЦ-10, Блок-2 18 кВ	ТШЛ-СВЭЛ-20-3 Рег. № 67629-17 Кл. т. 0,2S К _{ТТ} =7000/5	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ-20 Рег. № 67628-17 Кл. т. 0,2 К _{ТН} =18000/√3/100/√3	АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
3	Иркутская ТЭЦ-10, Блок-3 18 кВ	ТШЛ-СЭЩ-20 Рег. № 44631-10 Кл. т. 0,2 К _{ТТ} =6000/5	GSES 24D Рег. № 48526-11 Кл. т. 0,2 К _{ТН} =18000/√3/100/√3	АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
4	Иркутская ТЭЦ-10, Блок-4 18 кВ	ТШЛ-20-1 Рег. № 21255-08 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} =6000/5	GSES 24D Рег. № 48526-11 Кл. т. 0,2 К _{ТН} =18000/√3/100/√3	АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
5	Иркутская ТЭЦ-10, Блок-5 18 кВ	ТШЛ-СЭЩ-20-3 Рег. № 51624-12 Кл. т. 0,2 К _{ТТ} =6000/5	GSES 24D Рег. № 48526-11 Кл. т. 0,2 К _{ТН} =18000/√3/100/√3	АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
6	Иркутская ТЭЦ-10, Блок-6 18 кВ	ТШЛ-СВЭЛ-20-3 Рег. № 48852-12 Кл. т. 0,2 К _{ТТ} =6000/5	GSES 24D Рег. № 48526-11 Кл. т. 0,2 К _{ТН} =18000/√3/100/√3	АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
7	Иркутская ТЭЦ-10, Блок-7 18 кВ	ТШЛ-СЭЩ-20-3 Рег. № 51624-12 Кл. т. 0,2 К _{ТТ} =6000/5	GSES 24D Рег. № 48526-11 Кл. т. 0,2 К _{ТН} =18000/√3/100/√3	АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
8	Иркутская ТЭЦ-10, Блок-8 18 кВ	ТШЛ-СЭЩ-20 Рег. № 44631-10 Кл. т. 0,2 К _{ТТ} =6000/5	ЗНОЛ-СЭЩ-20 Рег. № 54371-13 Кл. т. 0,2 К _{ТН} =18000/√3/100/√3	АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Еловка с отпайками	ТВГ-110-0,2 Рег. № 22440-07 Кл. т. 0,2 КТТ=1000/5	ТН-1, ТН-2 НАМИ-110 УХЛ1 Рег. № 24218-08 Кл. т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$	АЛЬФА А1800 Рег. №31857-06 Кл. т. 0,2S/0,5	УСПД RTU-327 Рег. № 41907-09 УССВ-2 ИБК Рег. № 54074-13 УССВ-2 ИБКЭ УССВ-2 Рег. № 54074-13
10	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Ново- Ленино с отпайками	ТВ-СВЭЛ-110-IX-3 УХЛ1 Рег. № 67627-17 Кл. т. 0,2S КТТ=2000/5		АЛЬФА А1800 Рег. №31857-06 Кл. т. 0,2S/0,5	
11	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Иркутская	ТВГ-110-0,2 Рег. № 22440-07 Кл. т. 0,2 КТТ=2000/5		АЛЬФА А1800 Рег. №31857-06 Кл. т. 0,2S/0,5	
12	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Иркутская ТЭЦ-9 с отпайками	ТФМ-110 Рег. № 16023-97 Кл. т. 0,5 КТТ=1000/5		АЛЬФА А1800 Рег. №31857-06 Кл. т. 0,2S/0,5	
13	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Водозабор- 1 с отпайкой на ПС Суховская	ТФМ-110 Рег. № 16023-97 Кл. т. 0,5 КТТ=1000/5		АЛЬФА А1800 Рег. №31857-06 Кл. т. 0,2S/0,5	
14	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Урик I цепь	ТФМ-110 Рег. № 16023-97 Кл. т. 0,5 КТТ=1000/5		АЛЬФА А1800 Рег. №31857-06 Кл. т. 0,2S/0,5	
15	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск	ТФМ-110 Рег. № 16023-97 Кл. т. 0,5 КТТ=1000/5		АЛЬФА А1800 Рег. №31857-06 Кл. т. 0,2S/0,5	
16	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТВГ-110-0,2 Рег. № 22440-07 Кл. т. 0,2 КТТ=2000/5		АЛЬФА А1800 Рег. №31857-06 Кл. т. 0,2S/0,5	
17	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ТР-А	ТВГ-110-0,2 Рег. № 22440-07 Кл. т. 0,2 КТТ=500/5	ТН-1, ТН-2 НАМИ-110 УХЛ1 Рег. № 24218-08 Кл. т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$	АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
18	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ТР-Б	ТВГ-110-0,2 Рег. № 22440-07 Кл. т. 0,2 КТТ=500/5		АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
19	Иркутская ТЭЦ-10 Ввод 10,5 кВ Т-1А	ТПЛ-35-4 Рег. № 21253-06 Кл. т. 0,2 КТТ=1500/5	GSES 12D Рег. № 48526-11 Кл. т. 0,2 КТН=10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$	АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	Иркутская ТЭЦ-10 Ввод 10,5 кВ Т-1Б	ТПЛ-35-4 Рег. № 21253-06 Кл. т. 0,2 КТТ=1500/5	GSES 12D Рег. № 48526-11 Кл. т. 0,2 КТН=10500/√3/100/√3	АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	УСПД RTU-327 Рег. № 41907-09 УССВ-2 ИБК Рег. № 54074-13 УССВ-2 ИБКЭ УССВ-2 Рег. № 54074-13
21	Иркутская ТЭЦ-10 Ввод 18 кВ Т-2АБ	ТШЛ-СВЭЛ-20-2 Рег. № 67629-17 Кл. т. 0,5S КТТ=1500/5	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ-20 Рег. № 67628-17 Кл. т. 0,2 КТН=18000/√3/100/√3	ЕвроАльфа Рег. №16666-97 Кл. т. 0,5S/1,0	
22	Иркутская ТЭЦ-10, Ввод 18 кВ Т-3АБ	ТПЛ-35-4 Рег. № 21253-06 Кл. т. 0,2 КТТ=1500/5	GSES 24D Рег. № 48526-11 Кл. т. 0,2 КТН=18000/√3/100/√3	АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
23	Иркутская ТЭЦ-10, Ввод 18 кВ Т-4АБ	ТПЛ-35-4 Рег. № 21253-06 Кл. т. 0,5 КТТ=1500/5	GSES 24D Рег. № 48526-11 Кл. т. 0,2 КТН=18000/√3/100/√3	АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
24	Иркутская ТЭЦ-10, Ввод 18 кВ Т-5АБ	GDS 40,5 Рег. № 30370-10 Кл. т. 0,2 КТТ=1500/5	GSES 24D Рег. № 48526-11 Кл. т. 0,2 КТН=18000/√3/100/√3	АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
25	Иркутская ТЭЦ-10, Ввод 18 кВ Т-6АБ	ТПЛ-35-4 Рег. № 21253-06 Кл. т. 0,2 КТТ=1500/5	GSES 24D Рег. № 48526-11 Кл. т. 0,2 КТН=18000/√3/100/√3	АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
26	Иркутская ТЭЦ-10, Ввод 18 кВ Т-7АБ	GDS 40,5 Рег. № 30370-10 Кл. т. 0,2 КТТ=1500/5	GSES 24D Рег. № 48526-11 Кл. т. 0,2 КТН=18000/√3/100/√3	АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
27	Иркутская ТЭЦ-10, Ввод 18 кВ Т-8АБ	ТПЛ-35-4 Рег. № 47958-11 Кл. т. 0,2 КТТ=1500/5	ЗНОЛ-СЭЩ-20 Рег. № 54371-13 Кл. т. 0,2 КТН=18000/√3/100/√3	АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
28	ПС 110 кВ Водозабор-2, Ввод 6 кВ 1Т	ТОЛ 10 Рег. № 7069-79 Кл. т. 0,5 КТТ=1500/5	НОМ-6 Рег. № 159-49 Кл. т. 0,5 КТН=6000/100	АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
29	ПС 110 кВ Водозабор-2, РУ-6 кВ, яч.2, фидер Сибизмир	ТОЛ-10-І-2 У2 Рег. № 47959-16 Кл. т. 0,5S КТТ=300/5		АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
30	ПС 110 кВ Водозабор-2, РУ-6 кВ, яч.5, фидер ХПВ- 1	ТОЛ 10 Рег. № 7069-79 Кл. т. 0,5 КТТ=300/5		АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
31	ПС 110 кВ Водозабор-2, Ввод 6 кВ 2Т	ТОЛ 10 Рег. № 7069-79 Кл. т. 0,5 КТТ=1500/5	НОМ-6 Рег. № 159-49 Кл. т. 0,5 КТН=6000/100	АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
32	ПС 110 кВ Водозабор-2, РУ-6 кВ, яч.22, фидер ХПВ-2	ТОЛ 10 Рег. № 7069-79 Кл. т. 0,5 КТТ=300/5		АЛЬФА А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	

П р и м е ч а н и я:

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 не претендует на улучшение метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4
1, 3, 5-9, 11, 16-20, 22-27	Активная	0,5	1,2
	Реактивная	1,4	2,3
2, 10	Активная	0,5	1,0
	Реактивная	1,2	1,8
4, 12-15	Активная	0,8	2,8
	Реактивная	2,2	4,5
21	Активная	1,0	2,1
	Реактивная	2,4	3,9
28, 30-32	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	2,7	5,4
29	Активная	1,1	2,7
	Реактивная	2,2	4,0

Примечание: В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.

Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2(5) % от $I_{ном} \cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-32 от 0 до плюс 30 °С.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	59
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - 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 $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 смк. от 49,8 до 50,2 от -60 до +45

Продолжение таблицы 4

1	2
электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от +18 до +22 от +18 до +22
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: для счетчика А1800 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчика ЕвроАльфа - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-327: - 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	 120000 2 50000 2 100000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики А1800, ЕвроАльфа: - 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	 300 10 45 10 3,5
Предел допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±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 счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;

- УСПД;
- сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в (функция автоматизирована):

- электросчетчиках;
- УСПД;
- ИВК.

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность (функция автоматизирована):

- измерений 30 мин;
- сбора 30 мин.

Знак утверждения типа

Наносится на титульный лист эксплуатационной документации АИИС КУЭ ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-10 в части сальдо-перетоков электроэнергии типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	3
Трансформатор тока	ТШЛ-СВЭЛ-20-3	6
Трансформатор тока	ТШЛ-СВЭЛ-20-2	3
Трансформатор тока	ТШЛ-СЭЦ-20	6
Трансформатор тока	ТШЛ-20-1	3
Трансформатор тока	ТШЛ-СЭЦ-20-3	6
Трансформатор тока	ТВГ-110-0,2	15
Трансформатор тока	ТВ-СВЭЛ-110-IX-3 УХЛ1	3
Трансформатор тока	ТФМ-110	12
Трансформатор тока	ТПЛ-35-4	18
Трансформатор тока	GDS 40,5	6
Трансформатор тока	ТОЛ 10	8
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I-2 У2	2
Трансформатор напряжения	НОМ-6	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЦ-20	3
Трансформатор напряжения	GSES 24D	15
Трансформатор напряжения	GSES 12D	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ-20	3

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Счетчик электрической энергии	АЛЬФА А1800	31
Счетчик электрической энергии	ЕвроАльфа	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	2
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	ИРМТ.411711.001.23.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности на подстанциях сальдо-перетоков филиала ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-10, аттестованном ООО «ИРМЕТ», аттестат об аккредитации № RA.RU.314359.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

ГОСТ 34.604-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

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

ИНН 3811053048

Юридический адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул. Байкальская, д. 239, к. 26 «А»

Изготовитель

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

ИНН 3811053048

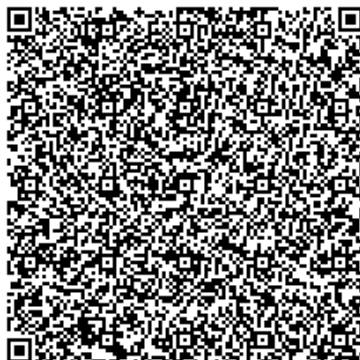
Адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул. Байкальская, д. 239, к. 26 «А»

Испытательный центр

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

Адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул., Байкальская, д. 239, к. 26А

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314306.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» марта 2024 г. № 798

Регистрационный № 91666-24

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой»

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» (далее – АИИС КУЭ) предназначены для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляют собой многофункциональные, двухуровневые системы с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включают два уровня:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», каналообразующую аппаратуру, сервер синхронизации времени, сервер баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ).

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

АИИС КУЭ выполняют следующие функции:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- привязку результатов измерений к шкале времени UTC(SU);
- ведение журналов событий с данными о состоянии объектов измерений и средств измерений;
- периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений и журналов событий;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей;
- подготовка данных в виде электронного документа XML для их передачи по электронной почте внешним организациям;

- предоставление контрольного доступа к результатам измерений и журналам событий по запросу со стороны внешних систем;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (коррекция времени).

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

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 минут;
- средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

Результаты вычислений сохраняются в регистрах памяти счетчика с привязкой к шкале времени UTC(SU). Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти события, такие как коррекция часов счетчиков, включение и выключение счетчиков, включение и выключение резервного питания счетчиков, открытие и закрытие защитной крышки и другие. События сохраняются в журнале событий также с привязкой к шкале времени UTC(SU).

ИБК выполняется на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и включает в себя:

- сервер баз данных;
- устройство синхронизации системного времени.

ИБК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИБК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИБК;
- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергетики;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;

- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий;
- дистанционный доступ к компонентам АИИС КУЭ.

ИБК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС»

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485 с использованием наземного канала связи E1 или L2 или беспроводного канала связи GSM/GPRS (основной канал), спутникового канала связи или беспроводного канала связи GSM/GPRS (резервный канал) для передачи данных от счетчиков до уровня ИБК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством глобальной сети передачи данных Интернет для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы (основной канал);
- посредством радиоканала стандарта GSM/GPRS для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя сервер синхронизации времени, часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД, не более ± 2 с.

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

Состав АИИС КУЭ определяют по обозначению варианта заказа в соответствии со следующей записью: АИИС КУЭ ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» А.Е1.Е2, где:

А – обозначения наличие протоколов обмена со счётчиками: А – ANSI, С – СПОДЭС, D – DLMS/COSEM, I – IEC, Mb – Modbus, M – MBUS, P – PLC, Z – проприетарный протокол изготовителя счётчиков;

Е1 – обозначение типа построения основного канала связи для передачи данных от счетчиков до уровня ИБК: Е – наземный канал связи E1, L – наземный канал связи L2, G – беспроводной канал связи GSM/GPRS;

Е2 – обозначение типа построения резервного канала связи для передачи данных от счетчиков до уровня ИБК: G – беспроводной канал связи GSM/GPRS, S – спутниковый канал связи.

Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения заносится в формуляр типографским способом, а также наносится на информационную табличку шкафа связи в соответствующее поле основной маркировки. Основная маркировка наносится методом шелкографии на каждый корпус лицевой панели шкафа связи и содержит следующие сведения:

- наименование и обозначение компонента АИИС КУЭ;
- номер АИИС КУЭ по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- дату выпуска из производства;
- наименование и адрес предприятия-изготовителя;
- номинальные значения напряжения питания, частоты питания и максимальное значение потребляемой мощности;
- знак утверждения типа средств измерений.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Метрологические и технические характеристики

Возможный состав ИК и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Компоненты АИИС КУЭ

Наименование компонентов	Характеристики
1	2
Измерительные трансформаторы тока	Классов точности 0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S по ГОСТ 7746-2015 утвержденных типов
Измерительные трансформаторы напряжения	Классов точности 0,2; 0,5; по ГОСТ 1983-2015 утвержденных типов
Счетчики электрической энергии	
Тип	Регистрационный номер в ФИФ по обеспечению единства измерений
Альфа А1800	31857-06, 31857-11, 31857-20
ЕвроАЛЬФА	16666-97, 16666-07
Меркурий 230	23345-04, 23345-07
Меркурий 230, Mercury 230	80590-20

Продолжение таблицы 2

1	2
Меркурий 233	34196-10
Меркурий 204, Меркурий 208, Mercury 204, Mercury 208, Меркурий 234, Меркурий 238, Mercury 234, Mercury 238	75755-19
Меркурий 234	48266-11
Меркурий 236	47560-11
Меркурий 236, Mercury 236	80589-20
ПСЧ-4ТМ.05	27779-04
ПСЧ-4ТМ.05Д	41135-09
ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07
ПСЧ-4ТМ.05МД	51593-12
ПСЧ-4ТМ.05МК	46634-11, 64450-16, 50460-18
ПСЧ-4ТМ.05МКТ	75459-19
ПСЧ-4ТМ.06Т	82640-21
СЕ 208	55454-13
СЕ 304	31424-07
СЕ307	66691-17
СЕ308	59520-14
СЭТ-4ТМ.02	20175-01
СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М	36697-08, 36697-12, 36697-17
СЭТ-4ТМ.03	27524-04
СЭТ-4ТМ.03МК	74671-19
СЭТ-4ТМ.03МТ, СЭТ-4ТМ.02МТ	74679-19
VINOM3	60113-15
ТЕ3000	77036-19
ТЕ2000	83048-21
КВАНТ ST 2000-10	61237-15
КВАНТ ST 2000-12	71461-18
Серверы баз данных	
Сервер баз данных с установленным ПО «АльфаЦЕНТР»	Сервер: Stratus ft4700
Устройства синхронизации системного времени	
УСВ-3	51644-12, 64242-16, 84823-22
ССВ-1Г	39485-08, 58301-14
Метроном	74018-19, 89848-23
Примечания:	
1. Состав конкретного экземпляра АИИС КУЭ (типы и количество входящих СИ) указываются в формуляре конкретного экземпляра АИИС КУЭ;	
2. Допускается замена компонентов ТТ, ТН, УСВ и счетчиков на компоненты утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена отражается записью в формуляре АИИС КУЭ.	

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

№ п/п	Состав ИИК	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}(I_m)$	
			$\delta_{w_0}^A, \%$	$\delta_{w_0}^P, \%$	$\delta_{w_0}^A, \%$	$\delta_{w_0}^P, \%$	$\delta_{w_0}^A, \%$	$\delta_{w_0}^P, \%$	$\delta_{w_0}^A, \%$	$\delta_{w_0}^P, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	ТТ кл. т. 0,2S; ТН кл. т. 0,2; Сч. кл. т. 0,2S/0,5	0,50	±1,8	±1,5	±1,3	±1,3	±0,9	±0,8	±0,9	±0,8
		0,80	±1,2	±1,8	±0,9	±1,4	±0,6	±1,0	±0,6	±1,0
		0,87	±1,1	±2,1	±0,8	±1,6	±0,6	±1,1	±0,6	±1,1
		1,00	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-	±0,5	-
2.	ТТ кл.т. 0,2; ТН кл.т. 0,2; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±2,0	±1,5	±1,2	±0,9	±0,9	±0,8
		0,80	-	-	±1,3	±2,0	±0,8	±1,1	±0,6	±1,0
		0,87	-	-	±1,2	±2,2	±0,7	±1,3	±0,6	±1,1
		1,00	-	-	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-
3.	ТТ кл.т. 0,5S; ТН кл.т. 0,2; Кл. сч. 0,2S/0,5	0,50	±4,7	±2,4	±2,8	±1,7	±1,9	±1,1	±1,9	±1,1
		0,80	±2,5	±3,8	±1,5	±2,4	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
		0,87	±2,2	±4,7	±1,4	±2,9	±0,9	±2,0	±0,9	±2,0
		1,00	±1,5	-	±0,9	-	±0,7	-	±0,7	-
4.	ТТ кл.т. 0,5; ТН кл.т. 0,2; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±5,3	±2,6	±2,7	±1,4	±1,9	±1,1
		0,80	-	-	±2,8	±4,3	±1,5	±2,3	±1,1	±1,6
		0,87	-	-	±2,4	±5,4	±1,3	±2,8	±0,9	±2,0
		1,00	-	-	±1,7	-	±0,9	-	±0,7	-
5.	ТТ кл.т. 0,2S; ТН кл.т. 0,2; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	±2,1	±1,9	±1,6	±1,8	±1,1	±1,2	±1,1	±1,2
		0,80	±1,5	±2,2	±1,3	±1,9	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
		0,87	±1,5	±2,4	±1,3	±2,0	±0,8	±1,4	±0,8	±1,4
		1,00	±1,4	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-
6.	ТТ кл.т. 0,2; ТН кл.т. 0,2; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±2,3	±2,0	±1,3	±1,3	±1,1	±1,2
		0,80	-	-	±1,6	±2,3	±0,9	±1,4	±0,9	±1,3
		0,87	-	-	±1,5	±2,6	±0,9	±1,6	±0,8	±1,4
		1,00	-	-	±1,1	-	±0,8	-	±0,7	-
7.	ТТ кл.т. 0,5S; ТН кл.т. 0,2; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	±4,8	±2,7	±2,9	±2,1	±2,0	±1,4	±2,0	±1,4
		0,80	±2,7	±4,0	±1,8	±2,7	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
		0,87	±2,4	±4,9	±1,7	±3,2	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
		1,00	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
8.	ТТ кл.т. 0,5; ТН кл.т. 0,2; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,8	±1,7	±2,0	±1,4
		0,80	-	-	±3,0	±4,5	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
		0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,4	±2,9	±1,1	±2,2
		1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
9.	ТТ кл.т. 0,2S; ТН кл.т. 0,5; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	±2,1	±1,6	±1,7	±1,4	±1,4	±1,0	±1,4	±1,0
		0,80	±1,3	±2,0	±1,1	±1,7	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
		0,87	±1,3	±2,3	±1,0	±1,9	±0,8	±1,5	±0,8	±1,5
		1,00	±1,0	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10.	ТТ кл.т. 0,2; ТН кл.т. 0,5; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±2,3	±1,6	±1,6	±1,1	±1,4	±1,0
		0,80	-	-	±1,5	±2,1	±1,0	±1,4	±0,9	±1,3
		0,87	-	-	±1,3	±2,5	±0,9	±1,7	±0,8	±1,5
		1,00	-	-	±1,1	-	±0,8	-	±0,7	-
11.	ТТ кл.т. 0,5S; ТН кл.т. 0,5; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	±4,8	±2,4	±3,0	±1,8	±2,2	±1,2	±2,2	±1,2
		0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,6	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
		0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,1	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
		1,00	±1,6	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
12.	ТТ кл.т. 0,5; ТН кл.т. 0,5; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±5,4	±2,7	±2,9	±1,5	±2,2	±1,2
		0,80	-	-	±2,9	±4,4	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
		0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,4	±3,0	±1,1	±2,2
		1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
13.	ТТ кл.т. 0,2S; ТН кл.т. 0,5; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	±2,3	±2,0	±1,9	±1,9	±1,5	±1,3	±1,5	±1,3
		0,80	±1,7	±2,4	±1,4	±2,1	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
		0,87	±1,6	±2,6	±1,4	±2,3	±1,0	±1,8	±1,0	±1,8
		1,00	±1,4	-	±0,9	-	±0,9	-	±0,9	-
14.	ТТ кл.т. 0,2; ТН кл.т. 0,5; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±2,5	±2,1	±1,7	±1,4	±1,5	±1,3
		0,80	-	-	±1,7	±2,5	±1,1	±1,7	±1,1	±1,6
		0,87	-	-	±1,6	±2,8	±1,1	±1,9	±1,0	±1,8
		1,00	-	-	±1,2	-	±0,9	-	±0,9	-
15.	ТТ кл.т. 0,5S; ТН кл.т. 0,5; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	±4,9	±2,7	±3,1	±2,1	±2,3	±1,5	±2,3	±1,5
		0,80	±2,7	±4,1	±1,9	±2,9	±1,4	±2,1	±1,4	±2,1
		0,87	±2,4	±5,0	±1,8	±3,3	±1,2	±2,4	±1,2	±2,4
		1,00	±1,9	-	±1,2	-	±1,0	-	±1,0	-
16.	ТТ кл.т. 0,5; ТН кл.т. 0,5; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
		0,80	-	-	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
		0,87	-	-	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
		1,00	-	-	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-
17.	ТТ кл.т. 0,2S; ТН отсут.; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	±1,7	±1,4	±1,1	±1,2	±0,7	±0,7	±0,7	±0,7
		0,80	±1,1	±1,7	±0,8	±1,3	±0,5	±0,8	±0,5	±0,8
		0,87	±1,0	±2,0	±0,7	±1,4	±0,4	±0,9	±0,4	±0,9
		1,00	±0,8	-	±0,4	-	±0,3	-	±0,3	-
18.	ТТ кл.т. 0,2; ТН отсут.; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±1,9	±1,5	±1,0	±0,8	±0,7	±0,7
		0,80	-	-	±1,2	±1,9	±0,6	±1,0	±0,5	±0,8
		0,87	-	-	±1,1	±2,1	±0,6	±1,1	±0,4	±0,9
		1,00	-	-	±0,9	-	±0,4	-	±0,3	-
19.	ТТ кл.т. 0,5S; ТН отсут.; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	±4,6	±2,3	±2,7	±1,6	±1,8	±1,0	±1,8	±1,0
		0,80	±2,4	±3,8	±1,5	±2,4	±1,0	±1,5	±1,0	±1,5
		0,87	±2,1	±4,7	±1,3	±2,8	±0,8	±1,9	±0,8	±1,9
		1,00	±1,5	-	±0,9	-	±0,6	-	±0,6	-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
20.	ТТ кл.т. 0,5; ТН отсут.; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±5,3	±2,6	±2,6	±1,3	±1,8	±1,0
		0,80	-	-	±2,8	±4,3	±1,4	±2,2	±1,0	±1,5
		0,87	-	-	±2,4	±5,3	±1,2	±2,7	±0,8	±1,9
		1,00	-	-	±1,7	-	±0,9	-	±0,6	-
21.	ТТ кл.т. 0,2S; ТН отсут.; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	±2,0	±1,9	±1,4	±1,7	±0,9	±1,1	±0,9	±1,1
		0,80	±1,5	±2,1	±1,2	±1,8	±0,7	±1,2	±0,7	±1,2
		0,87	±1,4	±2,3	±1,2	±1,9	±0,7	±1,2	±0,7	±1,2
		1,00	±1,3	-	±0,7	-	±0,6	-	±0,6	-
22.	ТТ кл.т. 0,2; ТН отсут.; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±2,2	±1,9	±1,1	±1,2	±0,9	±1,1
		0,80	-	-	±1,6	±2,2	±0,8	±1,3	±0,7	±1,2
		0,87	-	-	±1,5	±2,5	±0,8	±1,4	±0,7	±1,2
		1,00	-	-	±1,0	-	±0,7	-	±0,6	-
23.	ТТ кл.т. 0,5S; ТН отсут.; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	±4,7	±2,6	±2,8	±2,0	±1,9	±1,3	±1,9	±1,3
		0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,7	±1,1	±1,8	±1,1	±1,8
		0,87	±2,3	±4,9	±1,6	±3,1	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
		1,00	±1,8	-	±1,0	-	±0,8	-	±0,8	-
24.	ТТ кл.т. 0,5; ТН отсут.; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,7	±1,6	±1,9	±1,3
		0,80	-	-	±2,9	±4,5	±1,5	±2,4	±1,1	±1,8
		0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,3	±2,8	±1,0	±2,1
		1,00	-	-	±1,7	-	±1,0	-	±0,8	-
25.	ТТ отсут.; ТН отсут.; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	±1,0	±1,5	±1,0	±1,5	±0,6	±1	±0,6	±1
		0,80	±1,0	±1,5	±1,0	±1,5	±0,6	±1	±0,6	±1
		0,87	±1,0	±1,5	±1,0	±1,5	±0,6	±1	±0,6	±1
		1,00	±1,0	-	±0,5	-	±0,5	-	±0,5	-
26.	ТТ отсут.; ТН отсут.; Сч. кл.т. 1,0/2,0	0,50	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
		0,80	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
		0,87	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
		1,00	-	-	±1,5	-	±1	-	±1	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

№ п/п	Состав ИИК	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120} (I_m)$	
			$\delta_w^A, \%$	$\delta_w^P, \%$	$\delta_w^A, \%$	$\delta_w^P, \%$	$\delta_w^A, \%$	$\delta_w^P, \%$	$\delta_w^A, \%$	$\delta_w^P, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	ТТ кл.т. 0,2S; ТН кл.т. 0,2; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	±1,9	±2,0	±1,4	±1,9	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
		0,80	±1,3	±2,3	±1,0	±2,0	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
		0,87	±1,2	±2,5	±1,0	±2,1	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
		1,00	±1,1	-	±0,6	-	±0,6	-	±0,6	-
2.	ТТ кл.т. 0,2; ТН кл.т. 0,2; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±2,1	±2,0	±1,3	±1,6	±1,1	±1,6
		0,80	-	-	±1,4	±2,4	±0,9	±1,8	±0,8	±1,7
		0,87	-	-	±1,3	±2,6	±0,9	±1,9	±0,8	±1,7
		1,00	-	-	±1,0	-	±0,6	-	±0,6	-

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3.	ТТ кл.т. 0,5S; ТН кл.т. 0,2; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	±4,7	±2,7	±2,8	±2,1	±2,0	±1,7	±2,0	±1,7
		0,80	±2,5	±4,1	±1,6	±2,8	±1,2	±2,1	±1,2	±2,1
		0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,2	±1,1	±2,4	±1,1	±2,4
		1,00	±1,6	-	±1,0	-	±0,8	-	±0,8	-
4.	ТТ кл.т. 0,5; ТН кл.т. 0,2; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±5,3	±2,9	±2,8	±2,0	±2,0	±1,7
		0,80	-	-	±2,9	±4,6	±1,6	±2,6	±1,2	±2,1
		0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,4	±3,1	±1,1	±2,4
		1,00	-	-	±1,7	-	±1,0	-	±0,8	-
5.	ТТ кл.т. 0,2S; ТН кл.т. 0,2; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	±2,5	±3,2	±2,1	±3,2	±1,7	±2,9	±1,7	±2,9
		0,80	±2,0	±3,4	±1,9	±3,3	±1,6	±3,0	±1,6	±3,0
		0,87	±2,0	±3,5	±1,9	±3,3	±1,6	±3,0	±1,6	±3,0
		1,00	±1,9	-	±1,1	-	±1,1	-	±1,1	-
6.	ТТ кл.т. 0,2; ТН кл.т. 0,2; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±2,6	±3,3	±1,9	±2,9	±1,7	±2,9
		0,80	-	-	±2,1	±3,5	±1,7	±3,0	±1,6	±3,0
		0,87	-	-	±2,0	±3,7	±1,6	±3,1	±1,6	±3,0
		1,00	-	-	±1,3	-	±1,1	-	±1,1	-
7.	ТТ кл.т. 0,5S; ТН кл.т. 0,2; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	±4,9	±3,7	±3,2	±3,4	±2,4	±3,0	±2,4	±3,0
		0,80	±3,0	±4,8	±2,3	±3,8	±1,8	±3,2	±1,8	±3,2
		0,87	±2,7	±5,5	±2,1	±4,1	±1,7	±3,4	±1,7	±3,4
		1,00	±2,3	-	±1,3	-	±1,2	-	±1,2	-
8.	ТТ кл.т. 0,5; ТН кл.т. 0,2; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±5,6	±3,9	±3,1	±3,1	±2,4	±3,0
		0,80	-	-	±3,3	±5,2	±2,1	±3,6	±1,8	±3,2
		0,87	-	-	±3,0	±6,1	±2,0	±3,9	±1,7	±3,4
		1,00	-	-	±2,0	-	±1,3	-	±1,2	-
9.	ТТ кл.т. 0,2S; ТН кл.т. 0,5; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	±2,2	±2,1	±1,7	±1,9	±1,5	±1,7	±1,5	±1,7
		0,80	±1,5	±2,4	±1,2	±2,2	±1,1	±1,9	±1,1	±1,9
		0,87	±1,4	±2,7	±1,2	±2,3	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
		1,00	±1,2	-	±0,8	-	±0,8	-	±0,8	-
10	ТТ кл.т. 0,2; ТН кл.т. 0,5; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±2,4	±2,1	±1,7	±1,7	±1,5	±1,7
		0,80	-	-	±1,6	±2,5	±1,1	±2,0	±1,1	±1,9
		0,87	-	-	±1,5	±2,8	±1,1	±2,2	±1,0	±2,1
		1,00	-	-	±1,1	-	±0,8	-	±0,8	-
11	ТТ кл.т. 0,5S; ТН кл.т. 0,5; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	±4,8	±2,8	±3,0	±2,2	±2,3	±1,8	±2,3	±1,8
		0,80	±2,6	±4,2	±1,8	±2,9	±1,4	±2,3	±1,4	±2,3
		0,87	±2,3	±5,0	±1,6	±3,4	±1,2	±2,6	±1,2	±2,6
		1,00	±1,7	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
12	ТТ кл.т. 0,5; ТН кл.т. 0,5; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±5,4	±3,0	±3,0	±2,0	±2,3	±1,8
		0,80	-	-	±2,9	±4,6	±1,7	±2,8	±1,4	±2,3
		0,87	-	-	±2,6	±5,6	±1,5	±3,3	±1,2	±2,6
		1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
13	ТТ кл.т. 0,2S; ТН кл.т. 0,5; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	±2,7	±3,2	±2,3	±3,2	±2,1	±3,0	±2,1	±3,0
		0,80	±2,1	±3,5	±2,0	±3,4	±1,7	±3,1	±1,7	±3,1
		0,87	±2,1	±3,7	±1,9	±3,5	±1,7	±3,2	±1,7	±3,2
		1,00	±2,0	-	±1,2	-	±1,2	-	±1,2	-
14	ТТ кл.т. 0,2; ТН кл.т. 0,5; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±2,8	±3,4	±2,2	±3,0	±2,1	±3,0
		0,80	-	-	±2,2	±3,6	±1,8	±3,2	±1,7	±3,1
		0,87	-	-	±2,1	±3,8	±1,7	±3,3	±1,7	±3,2
		1,00	-	-	±1,4	-	±1,2	-	±1,2	-
15	ТТ кл.т. 0,5S; ТН кл.т. 0,5; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	±5,1	±3,7	±3,4	±3,4	±2,6	±3,1	±2,6	±3,1
		0,80	±3,0	±4,9	±2,3	±3,9	±1,9	±3,4	±1,9	±3,4
		0,87	±2,8	±5,6	±2,2	±4,3	±1,8	±3,6	±1,8	±3,6
		1,00	±2,3	-	±1,4	-	±1,3	-	±1,3	-
16	ТТ кл.т. 0,5; ТН кл.т. 0,5; Кл. сч 0,5S/1,0	0,50	-	-	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
		0,80	-	-	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
		0,87	-	-	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
		1,00	-	-	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-
17	ТТ кл.т. 0,2S; ТН отсут.; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	±1,8	±1,9	±1,2	±1,8	±0,9	±1,5	±0,9	±1,5
		0,80	±1,2	±2,2	±0,9	±1,9	±0,7	±1,6	±0,7	±1,6
		0,87	±1,2	±2,4	±0,9	±2,0	±0,7	±1,6	±0,7	±1,6
		1,00	±1,0	-	±0,5	-	±0,4	-	±0,4	-
18	ТТ кл.т. 0,2; ТН отсут.; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±2,0	±2,0	±1,1	±1,6	±0,9	±1,5
		0,80	-	-	±1,3	±2,3	±0,8	±1,7	±0,7	±1,6
		0,87	-	-	±1,3	±2,5	±0,8	±1,8	±0,7	±1,6
		1,00	-	-	±0,9	-	±0,5	-	±0,4	-
19	ТТ кл.т. 0,5S; ТН отсут.; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	±4,7	±2,7	±2,7	±2,1	±1,9	±1,7	±1,9	±1,7
		0,80	±2,5	±4,0	±1,6	±2,7	±1,1	±2,1	±1,1	±2,1
		0,87	±2,2	±4,9	±1,4	±3,1	±1,0	±2,3	±1,0	±2,3
		1,00	±1,6	-	±0,9	-	±0,7	-	±0,7	-
20	ТТ кл.т. 0,5; ТН отсут.; Сч. кл.т. 0,2S/0,5	0,50	-	-	±5,3	±2,9	±2,7	±1,9	±1,9	±1,7
		0,80	-	-	±2,8	±4,5	±1,5	±2,6	±1,1	±2,1
		0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,3	±3,0	±1,0	±2,3
		1,00	-	-	±1,7	-	±0,9	-	±0,7	-
21	ТТ кл.т. 0,2S; ТН отсут.; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	±2,4	±3,1	±2,0	±3,2	±1,6	±2,9	±1,6	±2,9
		0,80	±2,0	±3,3	±1,8	±3,2	±1,5	±2,9	±1,5	±2,9
		0,87	±1,9	±3,4	±1,8	±3,3	±1,5	±2,9	±1,5	±2,9
		1,00	±1,9	-	±1,1	-	±1,0	-	±1,0	-
22	ТТ кл.т. 0,2; ТН отсут.; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±2,5	±3,3	±1,8	±2,9	±1,6	±2,9
		0,80	-	-	±2,1	±3,5	±1,6	±3,0	±1,5	±2,9
		0,87	-	-	±2,0	±3,6	±1,6	±3,0	±1,5	±2,9
		1,00	-	-	±1,3	-	±1,1	-	±1,0	-

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
23	ТТ кл.т. 0,5S; ТН отсут.; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	±4,9	±3,7	±3,1	±3,3	±2,3	±3,0	±2,3	±3,0
		0,80	±2,9	±4,7	±2,2	±3,8	±1,8	±3,2	±1,8	±3,2
		0,87	±2,7	±5,5	±2,1	±4,1	±1,7	±3,4	±1,7	±3,4
		1,00	±2,3	-	±1,3	-	±1,1	-	±1,1	-
24	ТТ кл.т. 0,5; ТН отсут.; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	-	-	±5,5	±3,9	±3,0	±3,1	±2,3	±3,0
		0,80	-	-	±3,2	±5,2	±2,0	±3,6	±1,8	±3,2
		0,87	-	-	±2,9	±6,1	±1,9	±3,9	±1,7	±3,4
		1,00	-	-	±1,9	-	±1,3	-	±1,1	-
25	ТТ отсут.; ТН отсут.; Сч. кл.т. 0,5S/1,0	0,50	±1,7	±3,0	±1,7	±3,1	±1,5	±2,9	±1,5	±2,9
		0,80	±1,7	±3,0	±1,7	±3,1	±1,5	±2,9	±1,5	±2,9
		0,87	±1,7	±3,0	±1,7	±3,1	±1,5	±2,9	±1,5	±2,9
		1,00	±1,7	-	±1,0	-	±1,0	-	±1,0	-
26	ТТ отсут.; ТН отсут.; Сч. кл.т. 1,0/2,0	0,50	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
		0,80	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
		0,87	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
		1,00	-	-	±2,3	-	±1,9	-	±1,9	-

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU): ±5 с

Примечание:

кл. т. – класс точности, сч. – счётчик электрической энергии;

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ или базового тока счетчика прямого включения;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ или базового тока счетчика прямого включения;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ или базового тока счетчика прямого включения;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ или базового тока счетчика прямого включения;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ или базового тока счетчика прямого включения;

I_m – максимальный ток счетчика прямого включения;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

$\delta_{w_0}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

$\delta_{w_0}^P$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: – сила тока, % от $I_{\text{ном}}$ – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающего воздуха для счетчиков, °C	от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – сила тока, % от $I_{\text{ном}}$ – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °C: – для ТТ и ТН – для счетчиков для сервера	от (2)5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от – 40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Сервер баз данных: – средняя наработка на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления, ч, не более – средний коэффициент готовности, не менее – средний срок службы, лет, не менее Счетчики электроэнергии: средняя наработка на отказ, ч, не менее	40000 1 0,99 10 35000
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, мин	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, мин	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки с получасовым интервалом в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, а также электропотребление (выработку) за месяц по каждому каналу, сут, не менее хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - корректировка времени.
- Защищённость применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер.

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульные листы формуляров и на основную маркировку методом шелкографии на каждый корпус лицевой панели шкафа связи АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип, обозначение	Количество, шт.
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой»	–	1 ^(*)
Руководство по эксплуатации	03.000-2023.СП.РЭ	1
Формуляр	03.000-2023.СП.ФО.ххх ^(**)	1
Примечание: * – Комплектация системы согласно заказу, указана в формуляре; ** – ххх – серийный номер АИИС КУЭ		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в р. 3 руководства по эксплуатации 03.000-2023.СП.РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

03.000-2023.СП.ТУ «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой».

Правообладатель

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

ИНН 5044000102

Юридический адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ», к. 11

Изготовитель

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

ИНН 5044000102

Юридический адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ», к. 11

Адрес места осуществления деятельности: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4 (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Испытательный центр

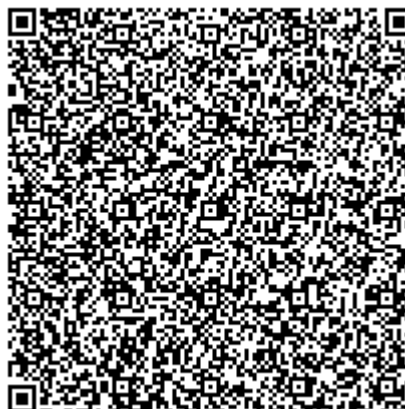
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

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

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы электрохирургические vPad-RF

Назначение средства измерений

Анализаторы электрохирургические vPad-RF (далее – анализаторы) предназначены для измерений напряжения и силы переменного тока, электрической мощности, воспроизведения электрического сопротивления переменного тока.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов основан на измерении силы переменного тока, подаваемого от тестируемого устройства на заданное сопротивление нагрузки. Нагрузка состоит из блоков керамических резисторов. Высоковольтные реле используются для включения и выключения определенных блоков резисторов, позволяя изменять нагрузку от 0 до 5115 Ом с шагом 5 Ом. Два вентилятора диаметром 90 мм обеспечивают воздушное охлаждение резисторов, что позволяет им выдерживать входные мощности 400 Вт при 100% рабочем цикле для стандартных тестовых нагрузок 100, 300 или 500 Ом. Помимо переменной тестовой нагрузки анализатор имеет две маломощные нагрузки фиксированного значения, которые используются для измерения высокочастотного (ВЧ) тока утечки (режим HF Leakage). Программируемое значение сопротивления, которое может быть установлено от 0 до 1023 Ом с шагом в 1 Ом, используется при тестировании монитора возвратного электрода (REM) или монитора качества контакта (CQM). При ВЧ тесте тороидальный трансформатор тока масштабирует высокочастотный ток в нагрузку и выдает пропорциональный сигнал, который передается на электронно-вычислительные элементы анализатора. Данные элементы включают в себя цифровой сигнальный процессор (DSP), который принимает и анализирует сигнал в режиме реального времени.

Конструктивно анализаторы состоят из основного блока и планшетного компьютера на базе Android, который крепится на основной блок с помощью держателей. Планшетный компьютер имеет 10,1-дюймовый цветной жидкокристаллический (далее — ЖК) дисплей с сенсорным управлением. Подключение планшетного компьютера к основному блоку осуществляется с помощью кабеля micro-USB.

На лицевой панели основного блока находится панель с разъемами для подключения проводов из комплекта поставки для различных режимов работы анализатора и индикаторы, показывающие рабочее состояние анализатора в разных режимах работы. В нижней части боковой панели имеются кнопка включения/выключения I/O и гнездо для подключения сетевого кабеля.

Питание анализаторов осуществляется от сети переменного тока.

Знак поверки наносится на заднюю панель анализатора.

Знак утверждения типа наносится на маркировочную наклейку, расположенную в левом нижнем углу задней панели анализатора.

Общий вид анализатора представлен на рисунке 1.

Ограничение доступа к местам настройки (регулировки) осуществляется путём нанесения мастичных пломб на одном винте крепления, расположенном в правом верхнем углу задней панели анализатора.

Заводской (серийный) номер в виде буквенно-цифрового кода наносится на маркировочную наклейку.

Общий вид задней панели с указанием мест нанесения знаков утверждения типа и поверки, заводского (серийного) номера, расположение мест пломбирования от несанкционированного доступа представлен на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид анализатора

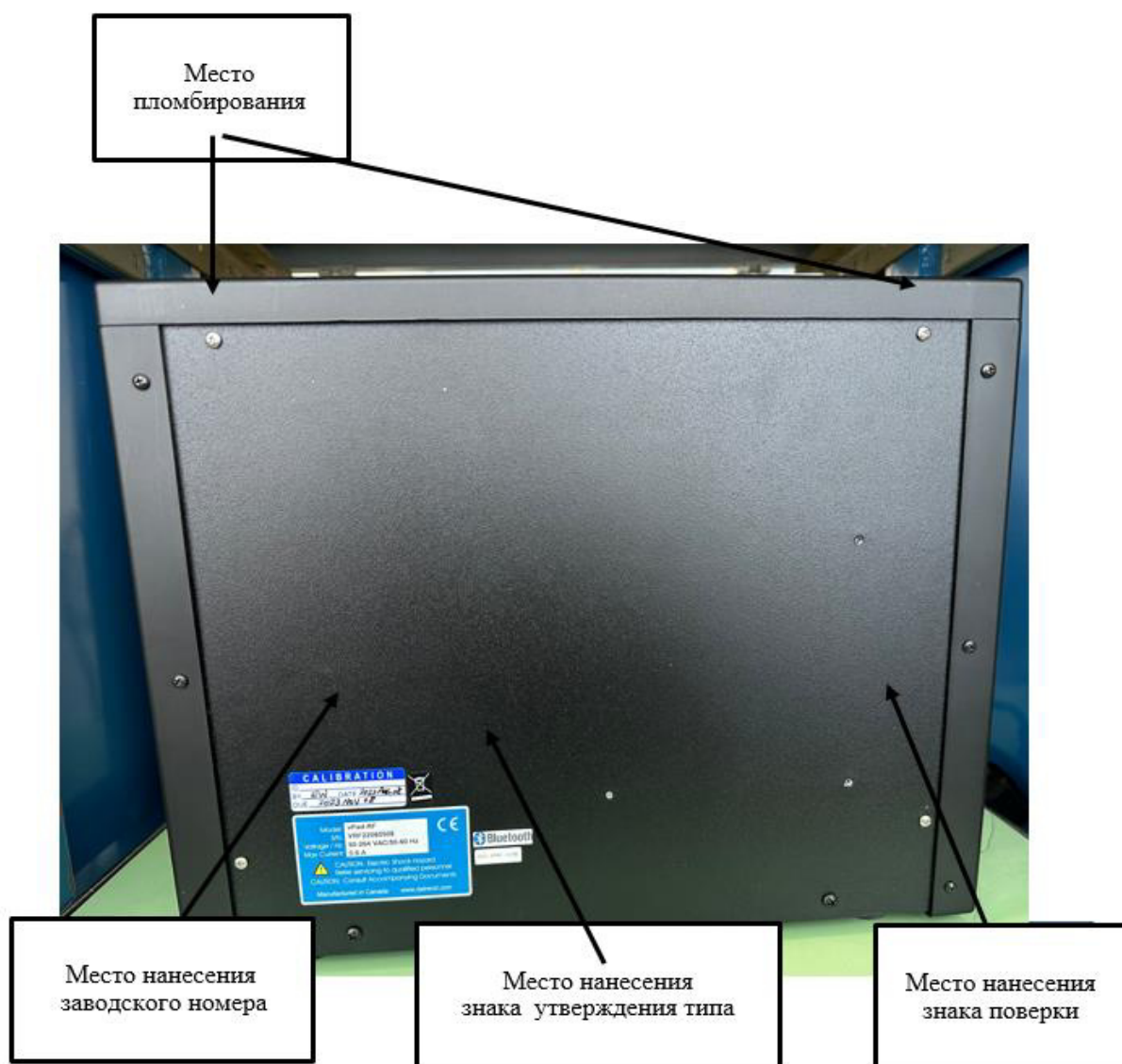


Рисунок 2 - Общий вид задней панели с указанием мест нанесения знаков утверждения типа и поверки, заводского (серийного) номера, расположение мест пломбирования от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Планшет на платформе Android обеспечивает пользовательский интерфейс посредством программного обеспечения (далее — ПО) vPad-RF™, установленного на планшете. Установленное ПО позволяет проводить тестирование в ручном режиме с созданием отчёта и в автоматическом режиме с графическим отображением кривых мощности.

ПО vPad-RF™ используется для выполнения и просмотра результатов измерений, изменения параметров измерений, просмотра памяти данных и т.д. Запускается в автоматическом режиме после включения прибора, идентифицируется на экране ЖК-дисплея. ПО является метрологически значимым.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	vPad-RF™
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.00.5
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон воспроизводимых значений электрического сопротивления переменного тока в диапазоне частот от 250 Гц до 2 МГц с шагом 5 Ом, Ом	от 0 до 5115
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения электрического сопротивления переменного тока, Ом от 250 Гц до 100 кГц включ. св. 100 кГц до 1 МГц включ. св. 1 до 2 МГц	$\pm(1,0 \cdot 10^{-2} \cdot RB^* + 1)$ $\pm(7,0 \cdot 10^{-2} \cdot RB^* + 2)$ $\pm(20,0 \cdot 10^{-2} \cdot RB^* + 2)$
Воспроизводимые значения электрического сопротивления переменного тока в диапазоне частот от 250 Гц до 2 МГц (режим HF Leakage), Ом	200, 400
Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения электрического сопротивления переменного тока (режим HF Leakage), % от 250 Гц до 500 кГц включ. св. 500 кГц до 2 МГц	± 2 ± 7
Диапазон воспроизводимых значений электрического сопротивления постоянного тока с шагом 1 Ом (режим REM/CQM), Ом	от 0 до 1023
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения электрического сопротивления постоянного тока (режим REM/CQM), Ом	$\pm(1,0 \cdot 10^{-2} \cdot RB^* + 1)$

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений среднеквадратичного значения напряжения переменного тока в диапазоне частот от 3 кГц до 1 МГц, В	от 25 до 999,9
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений среднеквадратичного значения напряжения переменного тока, В от 3 кГц до 500 кГц включ. св. 500 кГц до 1 МГц	$\pm(1,0 \cdot 10^{-2} \cdot U_{\text{изм}}^{**} + 1)$ $\pm(30,0 \cdot 10^{-2} \cdot U_{\text{изм}}^{**} + 1)$
Диапазон измерений среднеквадратичного значения силы переменного тока в диапазоне частот от 3 кГц до 2 МГц, мА	от 5 до 5000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений среднеквадратичного значения силы переменного тока, мА от 3 кГц до 500 кГц включ. св. 500 кГц до 2 МГц	$\pm(1,0 \cdot 10^{-2} \cdot I_{\text{изм}}^{***} + 5)$ $\pm(10,0 \cdot 10^{-2} \cdot I_{\text{изм}}^{***} + 5)$
Диапазон измерений электрической мощности, Вт	от 2 до 600
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений электрической мощности, Вт	$\pm(3,0 \cdot 10^{-2} \cdot P_{\text{изм}}^{****} + 0,5)$
_____ R_B^* - воспроизводимое значение электрического сопротивления, Ом; $U_{\text{изм}}^{**}$ - измеряемое значение напряжения переменного тока, В; $I_{\text{изм}}^{***}$ - измеряемое значение силы переменного тока, мА; $P_{\text{изм}}^{****}$ - измеряемое значение электрической мощности	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Питание напряжением переменного тока частотой 50 Гц, В	от 198 до 242
Габаритные размеры, мм, не более:	
базовый блок	
– высота	280
– ширина	225
– длина	350
планшетный компьютер	
– высота	16
– ширина	170
– длина	270
Масса, кг, не более	10
Условия эксплуатации:	
–температура окружающего воздуха, °С	от +15 до +25
–относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	80
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и на маркировочную наклейку, расположенную в нижнем левом углу на задней поверхности анализатора.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1 Анализатор электрохирургический vPad-RF в составе -основной блок -планшетный компьютер		1 шт.
2 Комплект принадлежностей		1 шт.
3 Руководство по эксплуатации	vPad-RF.001 РЭ	1 экз.
4 Руководство оператора	vPad-RF.001 РО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Эксплуатация» документа vPad-RF.001 РЭ «Анализаторы электрохирургические vPad-RF. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 18 августа 2023 г. №1706 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»;

Приказ Росстандарта от 17 марта 2022 г. №668 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^6$ Гц»;

Приказ Росстандарта от 23 июля 2021 г. № 1436 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»;

Техническая документация изготовителя.

Правообладатель

Datrend Systems Inc.
130-4020 Viking Way,
Richmond, BC V6V2L4, Canada
Phone: +1-604-291-7749

Изготовитель

Datrend Systems Inc.
130-4020 Viking Way,
Richmond, BC V6V2L4, Canada
Phone: +1-604-291-7749

Испытательный центр

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

Адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Телефон (факс): (495) 526-63-00

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13.

