

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 496

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РСК Сбыт" (ООО "Мега-А") вторая очередь	Обозначение отсутствует	Е	84769-22	008	Общество с ограниченной ответственностью "Альфа-Энерго" (ООО "Альфа-Энерго"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РСК Сбыт" (ООО "РСК Сбыт"), г. Красноярск	ОС	МП 26.51/121/21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Альфа-Энерго" (ООО "Альфа-Энерго"), г. Москва	ООО "Энерго-тестконтроль", г. Москва	17.12.2021
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная	Обозначение отсутствует	Е	84770-22	19.002-2021	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью	ОС	МП-387-RA.RU.310 556-2021	4 года	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	01.12.2021

	ная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Югорск" Приозерное ЛПУ МГ КС "Приозерная"					"Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	"Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург				"Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург		
3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Югорск" Правохетинское ЛПУ МГ КС "Правохетинская"	Обозначение отсутствует	Е	84771-22	19.003-2021	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	ОС	МП-388-RA.RU.310 556-2021	4 года	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	02.12.2021
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета	Обозначение отсутствует	Е	84772-22	1	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосбытовая компания "Потенциал" (ООО "ЭСК "Потен-	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосбытовая компания "Потенциал" (ООО "ЭСК "Потен-	ОС	МП-403-RA.RU.310 556-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосбытовая компания "Потенциал" (ООО "ЭСК "Потен-	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	11.11.2021

	та электро- энергии (АИИС КУЭ) ООО "ЭСК "По- тенциал" в части ООО "РЦ "Ново- сибирск"					циал"), г. Но- восибирск	циал"), г. Но- восибирск				циал"), г. Но- восибирск		
5.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ НПС- 8	Обозна- чение отсут- ствует	Е	84773-22	332	Публичное акционерное общество "Фе- деральная се- тевая компа- ния Единой энергетиче- ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Фе- деральная се- тевая компа- ния Единой энергетиче- ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП- 1396-500- 2021	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Инже- нерный центр "ЭНЕР- ГОАУДИТ- КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест- Москва", г. Москва	17.12.2021
6.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Сла- вянская	Обозна- чение отсут- ствует	Е	84774-22	331	Публичное акционерное общество "Фе- деральная се- тевая компа- ния Единой энергетиче- ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Фе- деральная се- тевая компа- ния Единой энергетиче- ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП- 1397-500- 2021	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Инже- нерный центр "ЭНЕР- ГОАУДИТ- КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест- Москва", г. Москва	10.12.2021
7.	Трансформа- торы тока	ТВД-35	Е	84775-22	8173-А, 8173-В, 8173-С, 8243-А, 8243-В, 8243-С	ПО "Урал- электротяж- маш", г. Свердловск	ПО "Урал- электротяж- маш", г. Свердловск	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Инже-	ФБУ "Ростест- Москва", г. Москва	20.01.2022

											нерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва		
8.	Термометры манометрические	Ashcroft	C	84776-22	20080201001; 20080202001; 20080203001; 20080204001	"Ashcroft Instruments GmbH", Германия; "Ashcroft Inc.", США	"Ashcroft Instruments GmbH", Германия	ОС	МЦКЛ.030 2.МП	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "АЛЛ ИМПЕКС 2001" (ООО "АЛЛ ИМПЕКС 2001"), г. Москва	ЗАО КИП "МЦЭ", г. Москва	03.03.2021
9.	Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	PVC-20000	E	84777-22	PM-1	Акционерное общество "Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций имени Н.Е.Крюкова" (АО "НЗРМК им. Н.Е. Крюкова"), Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк	Акционерное общество "Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций имени Н.Е.Крюкова" (АО "НЗРМК им. Н.Е. Крюкова"), Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк	ОС	МП 542-2021	5 лет	Южная теплоэлектроцентраль филиала "Невский" Публичного акционерного общества "Территориальная генерирующая компания № 1" (ТЭЦ-22 филиала ПАО "ТГК-1"), г. Санкт-Петербург	ФБУ "Пензенский ЦСМ", г. Пенза	10.09.2021
10.	Счетчик жидкости лопастной	МКА 3350	E	84778-22	2212580-30781X1	Фирма "Alfons Naag", Германия	Фирма "Alfons Naag", Германия	ОС	НА.ГНМЦ. 0626-21 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Базовый Авиатопливный Оператор" (ООО "БАТО"), г. Краснодар	АО "Нефтеавтоматика", г. Казань	04.06.2021

11.	Счетчик жидкости лопастной	МКА 2290	Е	84779-22	2224487-24327X1	Фирма "Alfons Naag", Германия	Фирма "Alfons Naag", Германия	ОС	НА.ГНМЦ. 0644-21 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Базовый Авиатопливный Оператор" (ООО "БА-ТО"), г. Краснодар	АО "Нефтеавтоматика", г. Казань	23.10.2021
12.	Счетчики жидкости лопастные	МКА 3350	Е	84780-22	2279059-31215X1, 2229065-31219X1	Фирма "Alfons Naag", Германия	Фирма "Alfons Naag", Германия	ОС	НА.ГНМЦ. 0582-21 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Базовый Авиатопливный Оператор" (ООО "БА-ТО"), г. Краснодар	АО "Нефтеавтоматика", г. Казань	02.06.2021
13.	Счетчик жидкости лопастной	МКА 2290	Е	84781-22	2159169-22134X1	Фирма "Alfons Naag", Германия	Фирма "Alfons Naag", Германия	ОС	НА.ГНМЦ. 0627-21 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Базовый Авиатопливный Оператор" (ООО "БА-ТО"), г. Краснодар	АО "Нефтеавтоматика", г. Казань	03.06.2021
14.	Резервуары стальные шаровые	РШС-600	Е	84782-22	2010.634 к-т 3 (ШР 1/1), 2010.634 к-т 4 (ШР 1/2), 2010.634 к-т 3 (ШР 1/3), 2010.634 к-т 4 (ШР 1/4), 2010.634 к-т 7 (ШР 1/5), 2010.634 к-т 8 (ШР 1/6), 2010.634 к-т 7 (ШР 1/7), 2010.634 к-т 8 (ШР 1/8), 2010.634 к-т 1 (ШР 2/1), 2010.634 к-т 2 (ШР 2/2), 2010.634	Публичное акционерное общество "Уральский завод химического машиностроения" (ПАО "Уралхиммаш"), г. Екатеринбург	Публичное акционерное общество "Уральский завод химического машиностроения" (ПАО "Уралхиммаш"), г. Екатеринбург	ОС	МП 0107-1-2020	5 лет	Завод по подготовке конденсата к транспорту филиал Общества с ограниченной ответственностью "Газпром переработка" (ЗПКТ филиал ООО "Газпром переработка"), Ямало-	ООО фирма "Метролог", г. Казань	17.08.2021

					к-т 1 (ШР 2/3), 2010.634 к-т 2 (ШР 2/4), 2010.634 к-т 5 (ШР 2/5), 2010.634 к-т 6 (ШР 2/6), 2010.634 к-т 5 (ШР 2/7), 2010.634 к-т 6 (ШР 2/8)						Ненецкий ав- тономный округ, г. Но- вый Уренгой		
15.	Осциллогра- фы цифро- вые	InfiniiVi sion X	C	84783-22	DSO-X 2012A № MY58495164; MSO-X 3054A, № MY53100122	Компания "Keysight Technologies, Inc.", США; Завод- изготовитель: "Keysight Technologies Malaysia Sdn. Bhd", Малай- зия	Компания "Keysight Technologies, Inc.", США	ОС	МП 206.1- 124-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственно- стью "Кейсайт Текнолджиз" (ООО "Кей- сайт Текно- лджиз"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	07.12.2021

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 496

Регистрационный № 84783-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Осциллографы цифровые InfiniiVision X

Назначение средства измерений

Осциллографы цифровые InfiniiVision X (далее по тексту – осциллографы) предназначены для исследования формы и измерений амплитудных и временных параметров электрических сигналов.

Описание средства измерений

Принцип действия осциллографов основан на высокоскоростном аналого-цифровом преобразовании входного сигнала, цифровой обработке его с помощью микропроцессора и записи в память. В результате обработки сигнала выделяется его часть, отображаемая на дисплее.

Осциллографы обеспечивают визуальное наблюдение, запоминание в цифровой форме и автоматическое или курсорное измерение амплитудных и временных параметров электрических сигналов. Каждый канал осциллографов осуществляет независимую цифровую обработку и запоминание сигналов. Также осциллографы позволяют проводить математическую обработку сигналов, статистическую обработку результатов измерений, логические операции, имитировать фильтры низких частот (ФНЧ) и высоких частот (ФВЧ), тестирование по маске, быстрое преобразование Фурье с выводом результатов измерений на экран. Осциллографы оснащены системой быстрой справки.

Осциллографы оснащены функциями автонастройки и самодиагностики.

Управление всеми режимами работы и параметрами осуществляется как вручную, так и дистанционно от внешнего компьютера. Для связи с внешними устройствами имеются интерфейсы USB, LAN (опция), GPIB (опция).

Осциллографы цифровые InfiniiVision X выпускаются в виде двух семейств: DSO-X (MSO-X) 2000 и DSO-X (MSO-X) 3000.

Осциллографы DSO-X 2000 выпускаются в шести модификациях: DSO-X 2002A, DSO-X 2004A, DSO-X 2012A, DSO-X 2014A, DSO-X 2022A, DSO-X 2024A, отличающихся количеством входных каналов и полосой пропускания.

Осциллографы MSO-X 2000 выпускаются в шести модификациях: MSO-X 2002A, MSO-X 2004A, MSO-X 2012A, MSO-X 2014A, MSO-X 2022A, MSO-X 2024A, отличающихся количеством входных каналов и полосой пропускания.

Осциллографы DSO-X 3000 выпускаются в семи модификациях: DSO-X 3012A, DSO-X 3014A, DSO-X 3024A, DSO-X 3032A, DSO-X 3034A, DSO-X 3052A, DSO-X 3054A, отличающихся количеством входных каналов и полосой пропускания.

Осциллографы MSO-X 3000 выпускаются в семи модификациях: MSO-X 3012A, MSO-X 3014A, MSO-X 3024A, MSO-X 3032A, MSO-X 3034A, MSO-X 3052A, MSO-X 3054A, отличающихся количеством входных каналов и полосой пропускания.

Осциллографы модификаций MSO дополнительно к аналоговым каналам имеют 16 каналов цифрового логического анализатора и могут отображать т.н. «смешанные» сигналы (аналоговые + цифровые).

Основные узлы осциллографов: аттенюатор, блок нормализации сигналов, аналого-цифровой преобразователь (АЦП), микропроцессор, устройство управления, запоминающее устройство, усилитель, схема синхронизации, генератор развертки, генератор сигналов стандартной/произвольной формы, блок питания, клавиатура, цветной сенсорный дисплей.

Конструктивно осциллографы представляют собой настольные моноблочные приборы в корпусе из пластика со складывающейся ручкой для переноски.

На передней панели осциллографов расположены: дисплей, клавиатура, выход встроенного генератора сигналов произвольной/специальной формы, входы цифровых каналов логического анализатора (модификации MSO-X), разъем интерфейса USB, выход компенсатора пробника, входы аналоговых каналов.

На задней панели осциллографов расположены: вентилятор охлаждения, разъемы интерфейса USB, выход синхросигнала, вход внешней синхронизации, переключатель пользовательской калибровки, гнездо для подключения опциональных модулей LAN/VGA и GPIB, гнездо для замка Кенсингтон, разъем сети питания.

Общий вид осциллографов представлен на рисунках 1 – 3.

Пломбирование осциллографов цифровых InfiniiVision X не предусмотрено. Нанесение знака поверки на осциллографы не предусмотрено.

Место нанесения заводских (серийных) номеров – на тыльной панели корпуса; способ нанесения – типографская печать на наклейке; формат – буквенно-цифровой код, состоящий из букв латинского алфавита и арабских цифр.

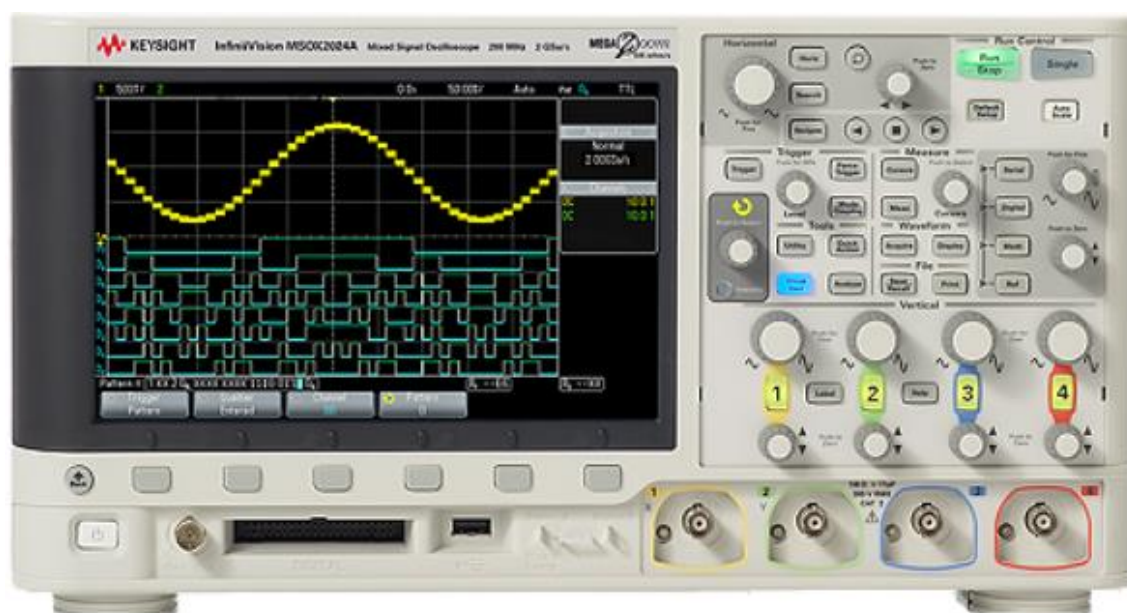


Рисунок 1 – Общий вид осциллографов цифровых InfiniiVision X модификаций DSO-X (MSO-X) 2000

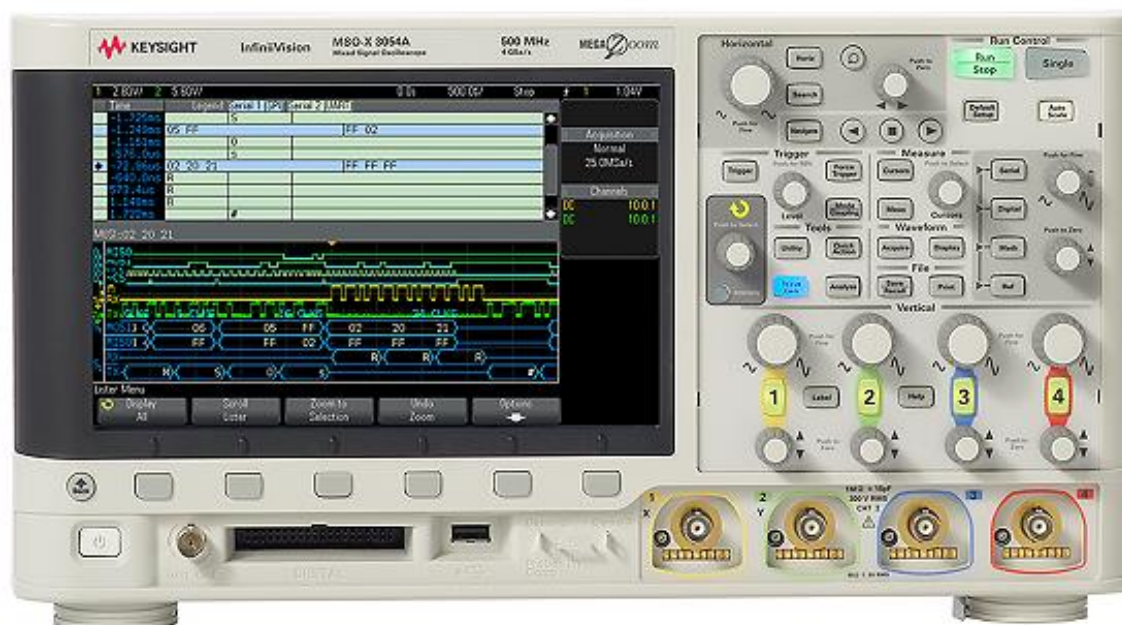


Рисунок 2 – Общий вид осциллографов цифровых InfiniiVision X модификаций DSO-X (MSO-X) 3000



Рисунок 3 – Общий вид осциллографов цифровых InfiniiVision X. Вид сзади

Программное обеспечение

Осциллографы работают под управлением встроенного программного обеспечения (ПО), которое реализовано аппаратно и является метрологически значимым. Метрологические характеристики осциллографов нормированы с учетом влияния встроенного ПО. Встроенное ПО заносится в программируемое постоянное запоминающее устройство (ППЗУ) осциллографов предприятием-изготовителем и недоступна для потребителя.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	InfiniiVision 2000/3000 X-Series Oscilloscope Firmware
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	2.65
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Максимальная частота дискретизации, ГГц	DSO-X/MSO-X 2xxxA	1 на каждый канал
	DSO-X/MSO-X 3xxxA	2 на каждый канал
Объем памяти, МБ	1 на каждый канал; 2 на каждый канал в режиме чередования	
Разрешение по вертикали, бит	8	
Канал вертикального отклонения		
Число входных аналоговых каналов	DSO-X/MSO-X xxx2A	2
	DSO-X/MSO-X xxx4A	4
Полоса пропускания по уровню минус 3 дБ, МГц, не менее	DSO-X/MSO-X xx0xA	70
	DSO-X/MSO-X xx1xA	100
	DSO-X/MSO-X xx2xA	200
	DSO-X/MSO-X 303xA	350
	DSO-X/MSO-X 305xA	500
	DSO-X/MSO-X 2xxxA	(1,00±0,02) МОм / 11 пФ
Входной импеданс	DSO-X/MSO-X 3xxxA	(1,00±0,01) МОм / 14 пФ; (50,00±0,75) Ом
	DSO-X/MSO-X 2xxxA	от 1·10 ⁻³ до 5
Диапазон установки коэффициента отклонения (K _о), В/дел	DSO-X/MSO-X 3xxxA	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности коэффициента отклонения, В	DSO-X/MSO-X 2xxxA	±(0,04·8 [дел]·K _о [В/дел]) ¹⁾ ±(0,03·8 [дел]·K _о [В/дел]) ²⁾
	DSO-X/MSO-X 3xxxA	±(0,02·8[дел]·K _о [В/дел])
Максимальное входное напряжение, В	DSO-X/MSO-X 2xxxA	300 (среднеквадратическое значение); 400 (пиковое)
	DSO-X/MSO-X 3xxxA	135 (среднеквадратическое значение); 190 (пиковое)
Канал горизонтального отклонения		
Диапазон установки коэффициента развертки (K _р), с/дел	DSO-X 2002A, DSO-X 2004A, DSO-X 2012A, DSO-X 2014A, MSO-X 2002A, MSO-X 2004A, MSO-X 2012A, MSO-X 2014A	от 5·10 ⁻⁹ до 50
	DSO-X 2022A, DSO-X 2024A, MSO-X 2022A, MSO-X 2024A	от 2·10 ⁻⁹ до 50
	DSO-X 3012A, DSO-X 3014A, MSO-X 3012A, MSO-X 3014A	от 5·10 ⁻⁹ до 50

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики		Значение
Канал горизонтального отклонения		
Диапазон установки коэффициента развертки (K _P), с/дел	DSO-X 3024A, DSO-X 3032A, DSO-X 3034A, MSO-X 3024A, MSO-X 3032A, MSO-X 3034	от 2·10 ⁻⁹ до 50
	DSO-X 3052A, DSO-X 3054A, MSO-X 3052A, MSO-X 3054A	от 1·10 ⁻⁹ до 50
Пределы допускаемой относительной погрешности частоты внутреннего опорного генератора	±(25+K _Э)·10 ⁻⁶	
Синхронизация		
Виды запуска	автоматический, ждущий, однократный, принудительный	
Источники синхросигнала	любой из входных каналов, сеть, внешний, генератор	
Диапазон уровня входного сигнала внутренней синхронизации, делений	±6	
Минимальный уровень входного сигнала внутренней синхронизации	1 деление ¹⁾ ; 0,6 деления ²⁾	
Диапазон уровня входного сигнала внешней синхронизации, В	±8	
Минимальный уровень входного сигнала внешней синхронизации	200 мВ в диапазоне частот входного сигнала от 0 до 100 МГц; 350 мВ в диапазоне частот входного сигнала св. 100 до 200 МГц	
Логический анализатор (модификации MSO)		
Число входных цифровых каналов	MSO-X 2xxxA	8
	MSO-X 3xxxA	16
Входной импеданс пробника	(100±2) кОм / 8 пФ	
Разрешение по вертикали	1 бит	
Пороговые уровни срабатывания U _П	TTL (+1,4 В); CMOS (+2,5 В); ESL (–1,3 В) или определяемый пользователем	
Пределы установки уровня срабатывания, определяемого пользователем, В	±8 с шагом 0,01	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки уровня срабатывания, В	±(0,03·U _П +0,1)	
Максимальное входное напряжение, В	±40 (пиковое)	

Продолжение таблицы 2

Предложение таблицы 2

Наименование характеристики		Значение	
Встроенный генератор сигналов стандартной/произвольной формы (только с установленной опцией – DSOX2WAVEGEN или DSOX3WAVEGEN)			
Виды воспроизводимых сигналов		синусоидальный, прямоугольный, треугольный, пилообразный, импульсный, напряжение постоянного тока, шум, амплитудная модуляция, частотная модуляция, частотная манипуляция, гаверсинус, экспоненциальные фронт и срез, кардиоида, гауссовский импульс, произвольной формы	
Диапазон частот воспроизводимых сигналов	синусоидальный		от 0,1 Гц до 20 МГц
	прямоугольный/импульсный		от 0,1 Гц до 10 МГц
	треугольный/пилообразный	MSO-X 2xxxA	от 0,1 Гц до 100 кГц
		MSO-X 3xxxA	от 0,1 Гц до 200 кГц
	шум		до 20 МГц
Амплитуда воспроизводимых сигналов, В	от 0,02 до 5 В (нагрузка 1 МОм); от 0,01 до 2,5 В (нагрузка 50 Ом)		
Примечания			
1) – при $K_0 < 10$ мВ/дел;			
2) – при $K_0 \geq 10$ мВ/дел;			
$K_э$ – коэффициент, зависящий от числа лет эксплуатации осциллографа, и составляющий $5 \cdot 10^{-6}$ в год			

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры дисплея	цветной ЖК TFT, диагональ 8,5 дюйма, разрешение 800 на 480 точек
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 100 до 240 или от 100 до 120 50/60 или 50/60/400
Габаритные размеры, мм, (длина×ширина×высота)	381×204×142
Масса, кг	3,9
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %	от 0 до +55 95 при температуре +40 °С
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	10 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Осциллограф цифровой InfiniiVision X (модификация по заказу)	—	1 шт.
Кабель питания	—	1 шт.
Пробник	—	по числу каналов
Пробник цифровой	—	1 шт. ¹⁾
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Примечание – ¹⁾ - для модификаций MSO-X		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации в разделе 14 «Измерения».

Нормативные документы, устанавливающие требования к осциллографам цифровым InfiniiVision X

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

ГОСТ Р 8.761-2011 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений импульсного электрического напряжения»

Изготовитель

Компания «Keysight Technologies, Inc.», США

Место нахождения и адрес юридического лица: 1400 Fountaingrove Parkway Santa Rosa, CA 95403-1738, USA

Адрес деятельности: 1400 Fountaingrove Parkway Santa Rosa, CA 95403-1738, USA

Завод-изготовитель:

«Keysight Technologies Malaysia Sdn. Bhd», Малайзия

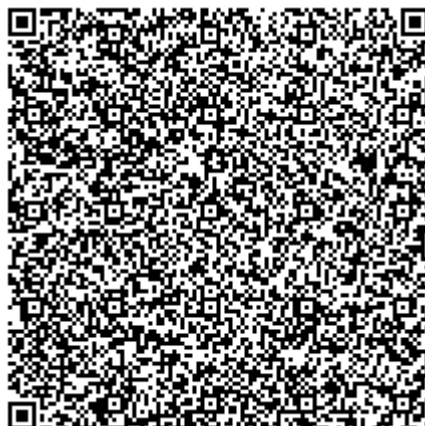
Адрес деятельности: Bayan Lepas Free Industrial Zone, 11900, Penang, Malaysia

Испытательный центр

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ» (ФГБУ «ВНИИМС»).

Место нахождения и адрес юридического лица: 119361, г. МОСКВА, ВН.ТЕР.Г. МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ ОЧАКОВО-МАТВЕЕВСКОЕ, УЛ. ОЗЁРНАЯ, Д. 46.

Аттестат аккредитации ФГБУ «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 496

Регистрационный № 84782-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные шаровые РШС-600

Назначение средства измерений

Резервуары стальные шаровые РШС-600 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой стальные конструкции в виде шаров, установленных на вертикальных металлических стойках, опирающихся на бетонный фундамент.

Резервуары оборудованы шахтными лестницами, люками-лазами и приемораздаточными устройствами для обслуживания во время эксплуатации.

Тип резервуаров – стальные шаровые. Тип размещения – наземный. Резервуары также оснащены молниезащитой, защитой от статического электричества и системой тушения пожара.

Резервуары расположены на территории головной насосной станции № 2 (ГНС-2) Завода по подготовке конденсата к транспорту филиала Общества с ограниченной ответственностью «Газпром переработка» по адресу: Россия, ЯНАО, г. Новый Уренгой, Пуровский район, южнее 300 метров от УКПГ-2В.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельства о поверке и градуировочную таблицу.

Заводские номера наносятся типографским способом в паспорта на резервуары, обеспечивающие идентификацию СИ.

Общий вид резервуаров зав. №№ 2010.634 к-т 3 (ШР 1/1), 2010.634 к-т 4 (ШР 1/2), 2010.634 к-т 3 (ШР 1/3), 2010.634 к-т 4 (ШР 1/4), 2010.634 к-т 7 (ШР 1/5), 2010.634 к-т 8 (ШР 1/6), 2010.634 к-т 7 (ШР 1/7), 2010.634 к-т 8 (ШР 1/8), 2010.634 к-т 1 (ШР 2/1), 2010.634 к-т 2 (ШР 2/2), 2010.634 к-т 1 (ШР 2/3), 2010.634 к-т 2 (ШР 2/4), 2010.634 к-т 5 (ШР 2/5), 2010.634 к-т 6 (ШР 2/6), 2010.634 к-т 5 (ШР 2/7), 2010.634 к-т 6 (ШР 2/8) представлен на рисунках 1-2.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РШС-600



Рисунок 2 – Общий вид резервуаров РШС-600

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Тип резервуара	РШС-600
Номинальная вместимость, м ³	600
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости резервуара (геометрический метод), %	±0,2
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспортов типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Резервуары стальные шаровые	РШС-600	16 шт.
Паспорта на резервуары	-	16 экз.
Градуировочные таблицы	-	16 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Масса нефтепродуктов. МВИ на узле учета нефтепродуктов резервуарного парка стабильного конденсата и дизельного топлива ООО «Газпром переработка» филиал ЗПКТ (ФР.1.29.2009.06515).

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным шаровым РШС-600

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

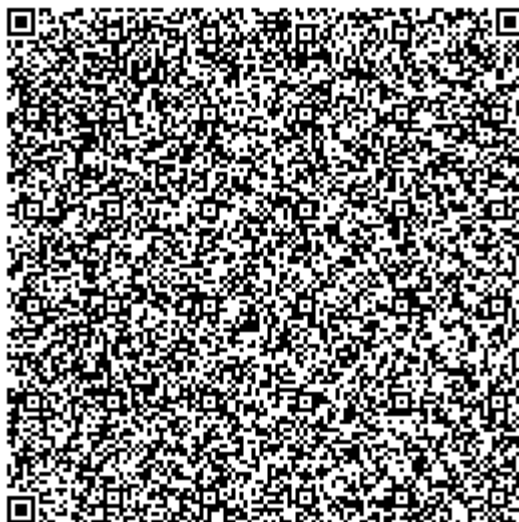
Изготовитель

Публичное акционерное общество «Уральский завод химического машиностроения»
(ПАО «Уралхиммаш»)
ИНН: 6664013880
Адрес: 620010, г. Екатеринбург, пер. Хибиногорский, д. 33.

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог»
(ООО фирма «Метролог»)
Адрес: 420029, г. Казань, ул. 8 Марта, д.13, офис 33
Телефон/факс: +7 (843) 513-30-75
Web-сайт: www.metrolog-kazan.ru
E-mail: metrolog-kazan@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО фирма «Метролог» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №RA.RU.312275 от 02.08.2017 г.



Лист № 1
Всего листов 3

Регистрационный № 84781-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчик жидкости лопастной МКА 2290

Назначение средства измерений

Счетчик жидкости лопастной МКА 2290 (далее по тексту – счетчик) предназначен для измерений объема различных нефтепродуктов, протекающих по трубопроводу.

Описание средства измерений

Принцип работы счетчика основан на измерении количества оборотов ротора, вращающегося под действием потока жидкости. Количество оборотов ротора пропорционально объему жидкости, прошедшему через счетчик.

Конструктивно счетчик состоит из первичного преобразователя расхода и механического сумматора. Первичный преобразователь расхода представляет собой металлический корпус, внутри которого находится ротор с четырьмя лопастями. Лопастей ротора образуют четыре измерительные камеры одинакового объема. При протекании жидкости через первичный преобразователь расхода возникает разность давлений на его входе и выходе, под действием которой ротор совершает вращательное движение, а жидкость при этом последовательно вытесняется из измерительных камер. Вращательное движение ротора передается на механический сумматор. В механическом сумматоре значение объема жидкости, прошедшей через счетчик, индицируется на роликовом отсчетном устройстве.

Для защиты от несанкционированного доступа и изменения метрологических характеристик пломбируются крышки механического сумматора и измерительной камеры.

Заводской номер нанесен на шильд-табличке, установленной на счетчике. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке счетчика, а также на пломбы в соответствии с рисунком 1а.



а) б)
Рисунок 1 – Счетчик жидкости лопастной МКА
а) Общий вид и схема пломбировки
б) Механический сумматор

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристик	Значения характеристик
Диапазон объемного расхода жидкости, м ³ /ч	от 4,8 до 120
Циклический объем, дм ³	2,29
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема жидкости, %	±0,15

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристик	Значения характеристик
Диаметр условного прохода, мм	80
Максимальное давление жидкости, МПа	1,0
Диапазон вязкости жидкости, мм ² /с	от 0,55 до 6,1
Диапазон температуры жидкости, °C	от -40 до +50
Диапазон температуры окружающей среды, °C	от - 55 до + 60
Габаритные размеры, мм, не более:	
- высота	286
- ширина	283
- длина	330
Масса, кг, не более	36
Средняя наработка на отказ, ч	25000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель корпуса механического сумматора в виде наклейки и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик жидкости лопастной МКА 2290, зав. № 2159169-22134X1	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в паспорте в разделе «Методика измерений».

Нормативные документы, устанавливающие требования к счетчику жидкости лопастному МКА 2290

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

Изготовитель

Фирма «Alfons Haar», Германия

Адрес: Fangdieckstraße 67 - 22547 Hamburg, Germany

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

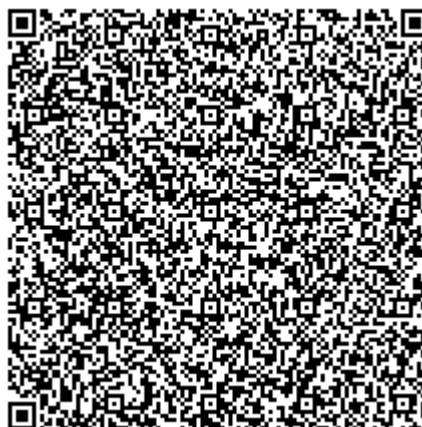
Адрес: 420029, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-78-68

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики жидкости лопастные МКА 3350

Назначение средства измерений

Счетчики жидкости лопастные МКА 3350 (далее по тексту – счетчики) предназначены для измерений объема различных нефтепродуктов, протекающих по трубопроводу.

Описание средства измерений

Принцип работы счетчиков основан на измерении количества оборотов ротора, вращающегося под действием потока жидкости. Количество оборотов ротора пропорционально объему жидкости, прошедшему через счетчик.

Конструктивно счетчики состоят из первичного преобразователя расхода и механического сумматора. Первичный преобразователь расхода представляет собой металлический корпус, внутри которого находится ротор с четырьмя лопастями. Лопасти ротора образуют четыре измерительные камеры одинакового объема. При протекании жидкости через первичный преобразователь расхода возникает разность давлений на его входе и выходе, под действием которой ротор совершает вращательное движение, а жидкость при этом последовательно вытесняется из измерительных камер. Вращательное движение ротора передается на механический сумматор. В механическом сумматоре значение объема жидкости, прошедшей через счетчик, индицируется на роликовом отсчетном устройстве.

Для защиты от несанкционированного доступа и изменения метрологических характеристик пломбируются крышки механического сумматора и измерительной камеры.

Заводской номер нанесен на шильд-табличке, установленной на счетчик. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке счетчика, а также на пломбы в соответствии с рисунком 1а.

К счетчикам данного типа относятся счетчики жидкости лопастные МКА 3350 с заводскими номерами 2279059-31215X1, 2229065-31219X1.



Рисунок 1 – Счетчик жидкости лопастной МКА
а) Общий вид и схема пломбировки
б) Механический сумматор

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристик	Значения характеристик
	МКА 3350
Диапазон объемного расхода жидкости, м ³ /ч	от 6 до 180
Циклический объем, дм ³	3,35
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема жидкости, %	±0,15

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристик	Значения характеристик
	МКА 3350
Диаметр условного прохода, мм	100
Максимальное давление жидкости, МПа	1,0
Диапазон вязкости жидкости, мм ² /с	от 0,55 до 6,1
Диапазон температуры жидкости, °С	от - 40 до + 50
Диапазон температуры окружающей среды, °С	от - 55 до + 60
Габаритные размеры, мм, не более:	
высота	385
ширина	335
длина	389
Масса, кг, не более	34,5
Средняя наработка на отказ, ч	25000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель корпуса механического сумматора в виде наклейки и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчики жидкости лопастные МКА 3350, зав. №№ 2279059-31215X1, 2229065-31219X1	-	2 шт.
Паспорт	-	2 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в паспорте в разделе «Методика измерений».

Нормативные документы, устанавливающие требования к счетчикам жидкости лопастным МКА 3350

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

Изготовитель

Фирма «Alfons Haar», Германия

Адрес: Fangdieckstraße 67 - 22547 Hamburg, Germany

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

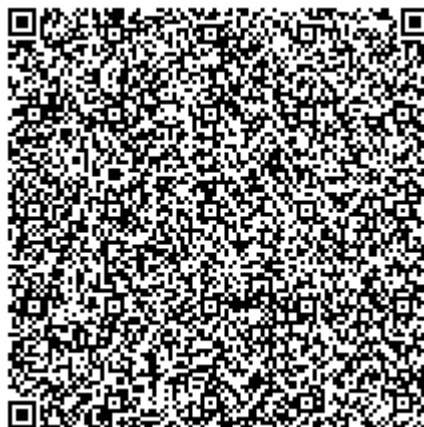
Адрес: 420029, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-78-68

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.



а) б)
Рисунок 1 – Счетчик жидкости лопастной МКА
а) Общий вид и схема пломбировки
б) Механический сумматор

Программное обеспечение

отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристик	Значения характеристик
Диапазон объемного расхода жидкости, м ³ /ч	от 4,8 до 120
Циклический объем, дм ³	2,29
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема жидкости, %	±0,15

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристик	Значения характеристик
Диаметр условного прохода, мм	80
Максимальное давление жидкости, МПа	1,0
Диапазон вязкости жидкости, мм ² /с	от 0,55 до 6,1
Диапазон температуры жидкости, °C	от - 40 до + 50
Диапазон температуры окружающей среды, °C	от - 55 до + 60
Габаритные размеры, мм, не более:	
высота	286
ширина	283
длина	330
Масса, кг, не более	36
Средняя наработка на отказ, ч	25000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель корпуса механического сумматора в виде наклейки и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик жидкости лопастной МКА 2290, зав. № 2224487-24327X1	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в паспорте в разделе «Методика измерений».

Нормативные документы, устанавливающие требования к счетчику жидкости лопастному МКА 2290

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

Изготовитель

Фирма «Alfons Haar», Германия

Адрес: Fangdieckstraße 67 - 22547 Hamburg, Germany

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-78-68

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.



б) Механический сумматор

Программное обеспечение

отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристик	Значения характеристик
Диапазон объемного расхода жидкости, м ³ /ч	от 6 до 180
Циклический объем, дм ³	3,35
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема жидкости, %	±0,15

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристик	Значения характеристик
Диаметр условного прохода, мм	100
Максимальное давление жидкости, МПа	1,0
Диапазон вязкости жидкости, мм ² /с	от 0,55 до 6,1
Диапазон температуры жидкости, °С	от - 40 до + 50
Диапазон температуры окружающей среды, °С	от - 55 до + 60
Габаритные размеры, мм, не более:	
высота	385
ширина	335
длина	389
Масса, кг, не более	34,5
Средняя наработка на отказ, ч	25000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель корпуса механического сумматора в виде наклейки и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик жидкости лопастной МКА 3350, зав. № 2212580-30781X1	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в паспорте в разделе «Методика измерений».

Нормативные документы, устанавливающие требования к счетчику жидкости лопастному МКА 3350

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

Изготовитель

Фирма «Alfons Haar», Германия

Адрес: Fangdieckstraße 67 - 22547 Hamburg, Germany

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

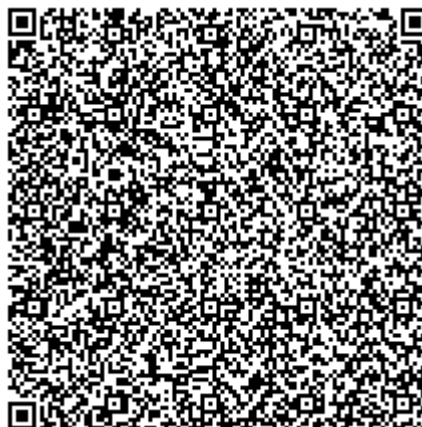
Адрес: 420029, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-78-68

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-20000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-20000 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара основан на измерении объема нефти и нефтепродуктов в зависимости от уровня его наполнения.

Резервуар представляет собой наземную стальную вертикальную конструкцию цилиндрической формы с наружной теплоизоляцией и стационарной крышей.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части резервуара.

Заводской номер наносится типографским способом в паспорт резервуара и фотохимическим способом на шильдик резервуара

Резервуар с заводским номером РМ-1 расположен по адресу: 192289, г. Санкт-Петербург, ул. Софийская, дом 96, Южная теплоэлектроцентраль филиала «Невский» Публичного акционерного общества «Территориальная генерирующая компания № 1» (ТЭЦ-22 филиала ПАО «ТГК-1»).

Общий вид резервуара представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вида резервуара РВС-20000

Знак поверки наносится в градуировочной таблице в виде оттиска поверительного клейма.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип резервуара	PBC-20000
Номинальная вместимость, м ³	20000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,10

Таблица 2 – Технические характеристики

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

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	PBC-20000	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Градуировочная таблица	—	1 экз.
Методика поверки	МП 542-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 3 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуару стальному вертикальному цилиндрическому PBC-20000

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Акционерное общество «Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций имени Н.Е.Крюкова» (АО «НЗРМК им. Н.Е. Крюкова») (изготовлен в 1977 г. Новокузнецким заводом резервуарных металлоконструкций)

ИНН 4221002780

Адрес: 654033, Кемеровская область – Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Некрасова (Кузнецкий район), д. 28.

Телефон: +7 (3843) 35-66-99/(3843) 35-66-82

Web-сайт: www.nzrmk.ru

E-mail: rmk@nzrmk.ru

Испытательный центр

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

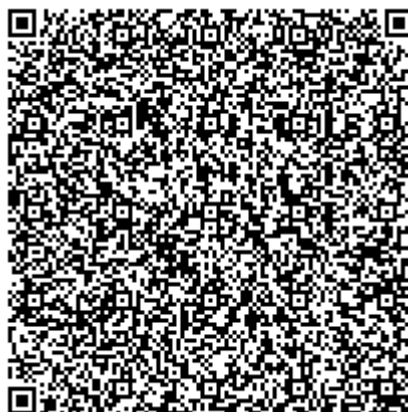
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20.

Телефон/факс: (8412) 49-82-65

E-mail: pcsm@sura.ru

Web-сайт: www.penzacsm.ru

Аттестат аккредитации: ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений № RA.RU.311197 от 06.07.2015.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термометры манометрические Ashcroft

Назначение средства измерений

Термометры манометрические Ashcroft (далее - термометры) предназначены для измерения температуры жидких, сыпучих и газообразных сред, не агрессивных к материалу измерительного механизма и отображения измеренных значений на показывающем устройстве.

Описание средства измерений

Принцип действия термометров основан на зависимости изменения давления инертного газа, находящегося в герметично замкнутой манометрической термосистеме, от температуры. Манометрическая термосистема состоит из термобаллона, дистанционного капилляра и манометрической пружины. Под воздействием температуры изменяется давление внутри манометрической системы, происходит раскрутка манометрической пружины, связанной со стрелкой отсчетного устройства (далее - шкала) через передаточный механизм.

Термометры имеют четыре модели: 600А, 600В, 600Н, S5500, которые отличаются конструктивным исполнением, диаметром шкалы, диапазоном измеряемых температур, точностными характеристиками. Для повышения виброустойчивости конструкцией термометров предусмотрена возможность заполнения пространства между шкалой и стеклом корпуса демпфирующей жидкостью.

Термометры состоят из корпуса, в котором размещается манометрическая пружина и отсчетное устройство и погружаемой части с термобаллоном. Термометры изготавливаются в двух конструктивных исполнениях крепления термобаллона к корпусу: с жестким – стержень (модели 600В, S5500 с диаметром шкалы 100 мм и 160 мм); с гибким – с помощью капиллярной трубки (модели 600А, 600Н, S5500 с диаметром шкалы 80 мм и 125 мм).

Термометры относятся к показывающим стрелочным приборам погружного типа.

Заводской номер наносится на шкалу термометра, методом печати или на тыльную часть корпуса термометра, методом наклейки. Знак поверки (наклейка) наносится на корпус термометра.

Пломбирование термометров не предусмотрено.

Общий вид термометров показан на рисунках 1 - 2.



Рисунок 1 – Общий вид термометров модели S5500



Рисунок 2 – Общий вид термометров модели 600А, 600В, 600Н

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний температур ($D_{\text{пок}}$), °C	в соответствии с таблицей 2
Диапазон измерений температур ($D_{\text{изм}}$), °C	в соответствии с таблицей 2
Цена деления шкалы, °C	в соответствии с таблицей 2
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности (Δ_t), °C	в соответствии с таблицей 2
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, вызванной изменением температуры окружающей среды на каждые 10 °C, °C	$\pm 0,003 \cdot D_{\text{изм}}$
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +21 до +25 от 65 до 80 от 84 до 106,7

Таблица 2 – Диапазоны показаний, диапазоны измерений, цена деления шкалы, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности

D _{пок} , °C		D _{изм} , °C		Цена деления шкалы, °C	Δ _t , °C	
от	до	от	до		КТ 1	КТ 2
для моделей 600А, 600В, 600Н						
-40	+80	-40	+80	2	±1,2	-
0	+120	0	+120	2	±1,2	-
+10	+150	+10	+150	2	±1,4	-
0	+300	0	+300	5	±3,0	-
0	+400	0	+400	5	±4,0	-
+200	+650	+200	+650	5	±4,5	-

Продолжение таблицы 2

D _{пок} , °C		D _{изм} , °C		Цена деления шкалы, °C	Δ _t , °C	
от	до	от	до		КТ 1	КТ 2
для модели S5500						
-60	+60	-50	+50	2	±2	±4
-50	+50	-40	+40	2	±1	±2
-40	+40	-30	+30	1	±1	±2
-40	+60	-30	+50	2	±1	±2
-40	+160	-20	+140	5	±2	±4
-30	+50	-20	+40	1	±1	±2
-30	+70	-20	+60	2	±1	±2
-30	+170	-10	+150	5	±2	±4
-20	+40	-10	+30	1	±1	±2
-20	+100	-10	+90	2	±2	±4
-20	+120	-10	+110	2	±2	±4
-20	+180	0	+160	5	±2	±4
-10	+50	0	+40	1	±1	±2
-10	+110	0	+100	2	±2	±4
0	+60	+10	+50	1	±1	±2
0	+80	+10	+70	1	±1	±2
0	+100	+10	+90	2	±1	±2
0	+120	+10	+110	2	±2	±4
0	+160	+20	+140	5	±2	±4
0	+200	+10	+110	5	±2	±4
0	+250	+30	+220	5	±2,5	±5
0	+300	+30	+270	5	±5	±10
0	+400	+50	+350	10	±5	±10
0	+500	+50	+450	10	±5	±10
П р и м е ч а н и е - КТ 2 - термометры с заполнением пространства между шкалой и стеклом корпуса демпфирующей жидкостью, КТ 1 – без заполнения						

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Рабочие условия измерений: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -25 до +70 98 от 84,0 до 106,7
Диаметр шкалы, мм - модель S5500 - модель 600A - модели 600B, 600H	80/100/125/160 114,3/152,4/215,9 114,3
Длина термобаллона, мм - модель S5500 - модели 600A, 600B, 600H	от 55 до 190 76,2

Продолжение таблицы 3

1	2
Длина стержня, мм - модель S5500 - модель 600B	от 55 до 4000 от 152,4 до 381
Длина капиллярной трубки, м, не более - модель S5500 - модели 600A, 600H	100 24
Масса, г, не более - модель S5500 - модели 600A, 600B, 600H	4500 6000

Знак утверждения типа

наносится типографским способом в левом верхнем углу на первом листе эксплуатационной документации и на корпус термометра методом наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Термометр манометрический	модель	1 шт.
Комплект принадлежностей	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в п. 1.4 документа «Термометры манометрические Ashcroft. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к термометрам манометрическим Ashcroft

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

Техническая документация «Ashcroft Instruments GmbH», Германия.

Изготовитель

«Ashcroft Instruments GmbH», Германия, 52499, Baesweiler, Max-Planck-Str. 1.

«Ashcroft Inc.», США, CT, 250 East Main St. Stratford.

Испытательный центр

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)

Адрес: 125424, РФ, г. Москва, Волоколамское шоссе, д. 88, стр. 8

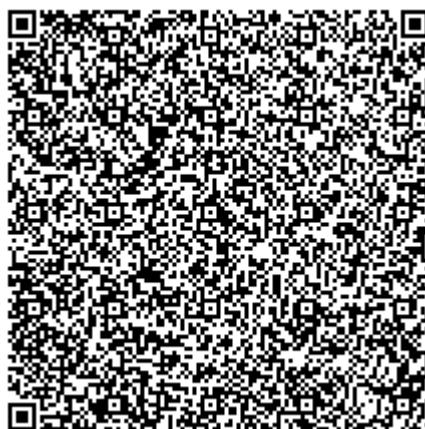
Аттестат аккредитации № RA.RU.311313

Телефон/факс: +7 (495) 491-78-12

Web-сайт: <http://www.kip-mce.ru>

E-mail: sittek@mail.ru

Аттестат аккредитации ЗАО КИП «МЦЭ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311313 выдан 09 октября 2015 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТВД-35

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТВД-35 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

Трансформаторы тока представляют собой тороидальный магнитопровод из электротехнической стали, на который равномерно намотана вторичная обмотка. В качестве первичной обмотки используется высоковольтный ввод выключателя. Выводы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформаторов тока.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТВД-35 зав. № 8173-А, 8173-В, 8173-С, 8243-А, 8243-В, 8243-С.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифро-буквенного обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

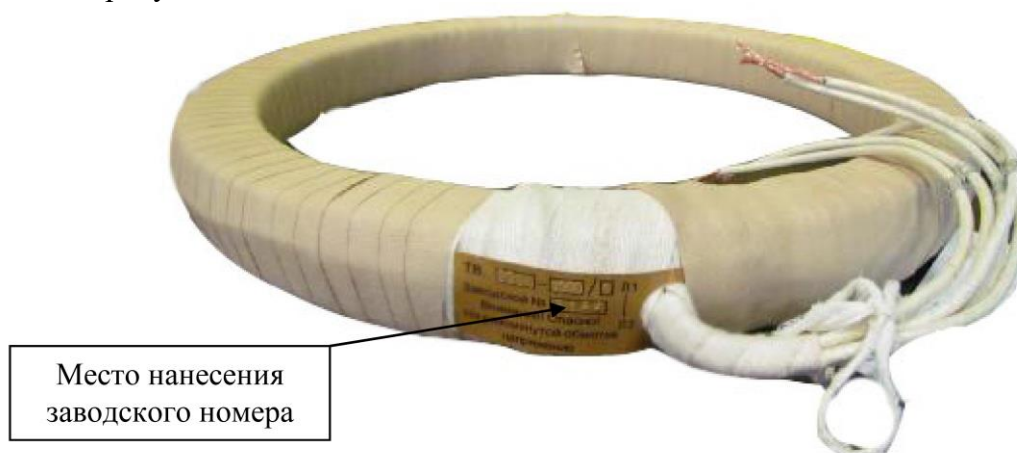


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений
с указанием места нанесения заводского номера

Пломбирование трансформаторов тока не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	8173-А, 8173-В, 8173-С	8243-А, 8243-В, 8243-С
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	150	200
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5	5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30	30

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -40 до +40

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТВД-35	1 шт.
Паспорт	ТВД-35	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока ТВД-35

ГОСТ Р 8.859-2013 Государственная система обеспечения единства измерений.
Государственная поверочная схема для средств измерений коэффициента и угла масштабного преобразования синусоидального тока

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

ПО «Уралэлектротяжмаш» (изготовлены в 1975 г.)

Адрес: г. Свердловск, ул. Фронтовых Бригад, 22

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д.31

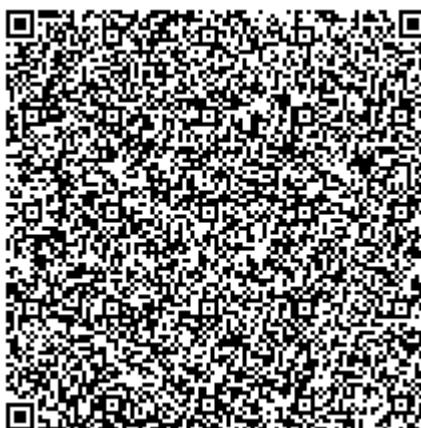
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310639



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 496

Регистрационный № 84774-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Славянская (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

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

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем 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.

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

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

Таблица 2 Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ					
№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ-10 кВ «Славянская - РП-10»	ТЛО-10 кл.т. 0,5S КТТ = 400/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 КТН = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04
2	КРУН-10 кВ, 1 С 10 кВ, яч. 2, КВЛ-10 кВ	ТОЛ-К кл.т. 0,5S КТТ = 400/5 рег. № 76347-19	НАМИ-10 кл.т. 0,2 КТН = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.					

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
2 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	2,0	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,7	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	2,9	2,0	2,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2
2 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,8	2,8	1,9	1,9
	0,5	3,2	2,0	1,4	1,4
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
2 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	2,3	1,6	1,5	1,5
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,2	2,4	2,4

Продолжение таблицы 3

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

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии - для счетчиков реактивной энергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 75000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-К	3 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	1 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.066.331.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Славянская», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311703.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Славянская

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

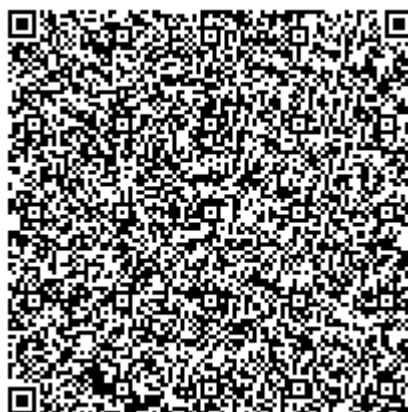
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310639



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 496

Регистрационный № 84773-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ НПС-8

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ НПС-8 (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), УССВ, автоматизированные рабочие места (АРМ), 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 ток и напряжение преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ 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 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 автоматически/вручную 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.

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

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД УССВ ИВКЭ УССВ ИВК
1	КЛ 10 кВ НПС-8-1 (яч. 9)	ТЛП-10 кл.т. 0,5S Ктт = 2000/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	RTU-325 рег. № 37288-08
2	КЛ 10 кВ НПС-8-2 (яч. 4)	ТЛП-10 кл.т. 0,5S Ктт = 2000/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	УССВ-2 рег. № 54074-13
3	КЛ-0,4 кВ Читатехэнерго	-	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	РСТВ-01 рег. № 40586-12

Примечания

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

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_{5(10)\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
3 (Счетчик 0,5S)	1,0	-	0,6	0,6	0,6
	0,8	-	0,8	0,6	0,6
	0,5	-	1,1	0,7	0,7
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_{5(10)\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,9	2,1	2,1
	0,5	2,7	2,1	1,5	1,5
3 (Счетчик 1,0)	0,8	-	1,5	1,1	1,1
	0,5	-	1,2	1,1	1,1
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_{5(10)\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6
3 (Счетчик 0,5S)	1,0	-	1,3	1,3	1,3
	0,8	-	1,5	1,4	1,4
	0,5	-	1,7	1,5	1,5

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_{5(10)} \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,1	4,2	3,7	3,7
	0,5	4,0	3,7	3,3	3,3
3 (Счетчик 1,0)	0,8	-	3,4	3,2	3,2
	0,5	-	3,2	3,2	3,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК №3 нормируются от $I_{10\%}$. 3 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков	от 99 до 101 от 1(10) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД, УССВ ИВКЭ - для сервера, УССВ ИВК	от 90 до 110 от 1(10) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325: - средняя наработка до отказа, ч, не менее УССВ-2: - средняя наработка на отказ, ч, не менее РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 100000 74500 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛП-10	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	3 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.066.332.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ НПС-8», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311703.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ НПС-8

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

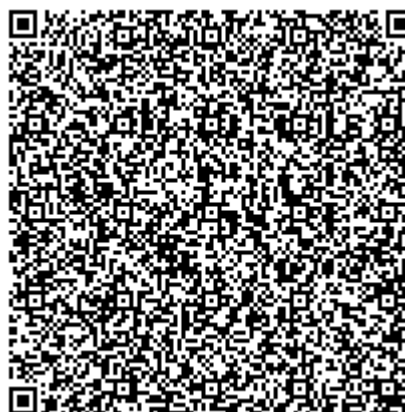
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310639



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 496

Регистрационный № 84772-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Потенциал» в части ООО «РЦ «Новосибирск»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Потенциал» в части ООО «РЦ «Новосибирск» (далее – АИИС КУЭ) предназначена 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 представляет собой многофункциональную, трёхуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

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

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения и работающего под управлением программного обеспечения ПК «Энергосфера», устройство синхронизации времени. ИВК включает в себя каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных (ССД) и автоматизированные рабочие места (АРМ).

ИИК, ИВКЭ, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

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.

УСПД в составе ИВКЭ осуществляет:

– один раз в 30 минут опрос счетчиков электрической энергии и сбор результатов измерений;

– хранение результатов измерений в базе данных;

– передачу результатов измерений в ИВК.

– синхронизацию (коррекцию) времени в УСПД и коррекцию времени в счетчиках;

ИВК 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 ИВК;

– сбор и хранение журналов событий счетчиков;

– ведение журнала событий ИВК;

– синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии и УСПД;

– аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;

– самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИВК 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». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ, а также с другими АИИС КУЭ утвержденного типа осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в формате 80020, 80040, 51070 и др., заверенных, при необходимости, электронной цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

– посредством интерфейса RS-485 для передачи данных от счетчиков до УСПД;

– посредством сети сотовой связи GSM для передачи данных от УСПД до уровня ИВК;

– посредством сети Интернет через провайдера (основной канал) и сети сотовой связи GSM (резервный канал) для передачи данных от ИВК во внешние системы;

– посредством сети Интернет через провайдера для передачи данных с сервера баз данных на АРМ.

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы сервера и счетчиков. Сервер получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от устройства синхронизации времени УСВ-2. УСВ-2 осуществляет прием и обработку сигналов GPS/ГЛОНАСС по которым осуществляет постоянную синхронизацию собственных часов со шкалой времени UTC(SU), часов сервера с периодичностью не реже 1 раза в сутки. При каждом опросе счетчиков, сервер определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает по ± 2 с (параметр настраиваемый), то формирует команду синхронизации. Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр.

Программное обеспечение

В ИВК используется программное обеспечение ПК «Энергосфера». Программное обеспечение имеет уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 – «средний». Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ/Сервер
1	РП-3 20 кВ, РУ-20 кВ, 1 СШ 20 кВ, яч. 13, ф. 20-3113	ТОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 Рег. № 54371-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	УСПД СИКОН С120 рег. № 40489-14; УСВ-2, Рег. № 41681-10; ССД ПК «Энергосфера»
2	РП-3 20 кВ, РУ-20 кВ, 2 СШ 20 кВ, яч. 14, ф. 20-3214	ТОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 20000/√3/100/√3 Рег. № 54371-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	

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 таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2. Допускается замена УСПД АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО) и УСВ-2 на аналогичные утвержденных типов.

3. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	I ₂ ≤ I _{изм} < I ₅		I ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀	
		δ _{W0} ^A %	δ _{W0} ^P %	δ _{W0} ^A %	δ _{W0} ^P %	δ _{W0} ^A %	δ _{W0} ^P %	δ _{W0} ^A %	δ _{W0} ^P %
1, 2	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	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	I ₂ ≤ I _{изм} < I ₅		I ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀	
		δ _W ^A %	δ _W ^P %	δ _W ^A %	δ _W ^P %	δ _W ^A %	δ _W ^P %	δ _W ^A %	δ _W ^P %
1, 2	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	-

Примечание к таблицам 3 и 4:

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

I₂ – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I₅ – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I₂₀ – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I₁₀₀ – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

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

δ_{w0}^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

δ_{w0}^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
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от 2 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: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков и УСПД - для сервера	от 2 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
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	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 в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:

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

– резервный сервер с установленным специализированным ПО;

– резервирование каналов связи между уровнями ИВКЭ и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

–счётчика, с фиксированием событий:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала 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 УСПД;
 - установка пароля на ИВК.

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра НЭС.ОСУДОР.102021.1.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Потенциал» в части ООО «РЦ «Новосибирск». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ	6
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
ИВК	Энергосфера	1
УСПД	СИКОН С120	1
СОЕВ	УСВ-2	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Потенциал» в части ООО «РЦ «Новосибирск». Формуляр	НЭС.ОСУДОР.102021.1.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Потенциал» в части ООО «РЦ «Новосибирск»» Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Потенциал» в части ООО «РЦ «Новосибирск»

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбытовая компания «Потенциал» (ООО «ЭСК «Потенциал»)

ИНН 5406801882

Адрес: 630005, г. Новосибирск, ул. Некрасова, д. 54, кабинет 902

Телефон 8-800-201-62-94

E-mail: info@эскп.рф

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, Российская Федерация, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

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

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 496

Регистрационный № 84771-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Правохеттинское ЛПУ МГ КС «Правохеттинская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Правохеттинское ЛПУ МГ КС «Правохеттинская» (далее – АИИС КУЭ) предназначена 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 представляет собой multifunctionalную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), multifunctionalные 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, серверы баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт».

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

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.
- ИВК 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 ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИВК;
- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.
- дистанционный доступ к компонентам АИИС

ИВК 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».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИВК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством локальной вычислительной сети для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;
- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до ИВК;
- посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от уровня ИИК до уровня ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;

–посредством наземного канала связи E1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и/или АРМ (основной канал);

–посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени утвержденного типа ССВ-1Г. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 2 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 ± 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.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр.

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

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	ПС 220/10 кВ "Правохеттинская", ЗРУ-10 кВ "Технологическое", 1СШ 10 кВ, яч.19 Ввод №1	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССБ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 220/10 кВ "Правохеттинская", ЗРУ-10 кВ "Технологическое", 2СШ 10 кВ, яч.16 Ввод №2	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
3	ПС 220/10 кВ "Правохеттинская", ЗРУ-10 кВ "Технологическое", 3СШ 10 кВ, яч. 43 Ввод №3	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
4	ПС 220/10 кВ "Правохеттинская", ЗРУ-10 кВ "Технологическое", 4СШ 10 кВ, яч. 78 Ввод №4	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Примечания:

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %
1, 2, 3, 4	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	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %
1, 2, 3, 4	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	-

Примечания к таблицам 3 и 4:

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

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

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

δ_{w0}^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

δ_{w0}^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
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от 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: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от 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

Наименование характеристики	Значение
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации	100
Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	
Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- 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:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала 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 БД.

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра АУВП.411711.128.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Правохеттинское ЛПУ МГ КС «Правохеттинская». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-10	12
Счетчики	A1802RAL-P4GB-DW-4	4
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Сервер БД	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Югорск" Правохеттинское ЛПУ МГ КС "Правохеттинская". Формуляр	АУВП.411711.128.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Правохеттинское ЛПУ МГ КС «Правохеттинская»» Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Правохеттинское ЛПУ МГ КС «Правохеттинская»

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

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

Изготовитель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, Российская Федерация, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru.

Испытательный центр

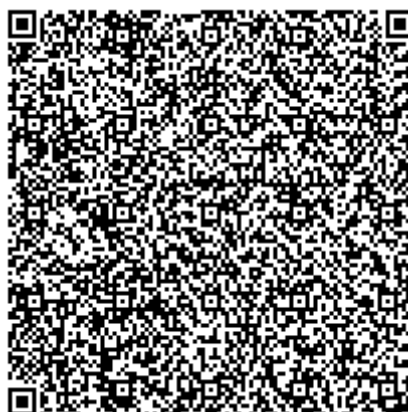
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, Российская Федерация, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

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

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 496

Регистрационный № 84770-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Приозерное ЛПУ МГ КС «Приозерная»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Приозерное ЛПУ МГ КС «Приозерная» (далее – АИИС КУЭ) предназначена 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 представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), 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», каналобразующую аппаратуру, серверы баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт».

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

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.

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 электроэнергии;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.
- дистанционный доступ к компонентам АИИС

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».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИБК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством локальной вычислительной сети для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;
- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до ИБК;
- посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от уровня ИИК до уровня ИБК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;

–посредством наземного канала связи E1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и/или АРМ (основной канал);

–посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени утвержденного типа ССВ-1Г. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 2 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 ± 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.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр.

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

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	ПС 110/10 кВ "Приозерная", ЗРУ-10 кВ "Технологическое", 1СШ 10 кВ, яч. 11 Ввод №1	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 2363-68	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-02	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССБ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 110/10 кВ "Приозерная", ЗРУ-10 кВ "Технологическое", 2СШ 10 кВ, яч. 10 Ввод №2	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 2363-68	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-02	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
3	ПС 110/10 кВ "Приозерная", ЗРУ-10 кВ "Технологическое", 3СШ 10 кВ, яч. 61 Ввод №3	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 2363-68	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-02	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
4	ПС 110/10 кВ "Приозерная", ЗРУ-10 кВ "Технологическое", 4СШ 10 кВ, яч. 64 Ввод №4	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 1856-63	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-02	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Примечания:

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_{W0}^A %	δ_{W0}^P %	δ_{W0}^A %	δ_{W0}^P %	δ_{W0}^A %	δ_{W0}^P %
1, 2, 3, 4	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	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %
1, 2, 3, 4	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	-

Примечание к таблицам 3 и 4:

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

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

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

δ_{W0}^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

δ_{W0}^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
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от 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: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от 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

Наименование характеристики	Значение
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации	100
Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	
Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- 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:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала 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 БД.

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра АУВП.411711.126.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Приозерное ЛПУ МГ КС «Приозерная». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	6
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	12
Счетчики	A1802RALQ-P4GB-DW-4	4
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	CCB-1Г	1
Сервер БД	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Югорск" Приозерное ЛПУ МГ КС "Приозерная". Формуляр	АУВП.411711.126.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Приозерное ЛПУ МГ КС «Приозерная»» Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Приозерное ЛПУ МГ КС «Приозерная»

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

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

Изготовитель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, Российская Федерация, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru.

Испытательный центр

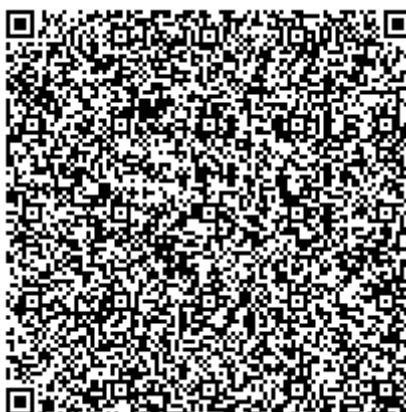
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, Российская Федерация, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

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

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2022 г. № 496

Регистрационный № 84769-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РСК Сбыт» (ООО «Мега-А») вторая очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РСК Сбыт» (ООО «Мега-А») вторая очередь (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 распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИБК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) типа ASUS RS520-E6/ERS8, устройство синхронизации времени типа УСВ-3, автоматизированное рабочее место (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на GSM-модем, и далее по каналу связи с протоколом TCP/IP (основной канал) – 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. При отказе основного канала связи опрос счетчиков выполняется по резервному каналу связи стандарта GSM посредством службы передачи данных CSD.

На верхнем уровне системы (ИБК) осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, её формирование и хранение в базе данных АИИС КУЭ, оформление отчетных документов.

Передача информации в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИБК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации системного времени, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИБК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3 и при расхождении ± 1 с. и более, сервер ИБК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИБК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИБК на величину более чем ± 3 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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.

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

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер установлен в Паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО «Пирамида 2000» соответствует уровню - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2000»									
	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrollogy.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePyramida.dll	SynchronoNSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0	b1959ff7	d79874d1	52e28d7b	6f557f88	48e73a92	c391d642	ecf53293	530d9b01	1ea5429b
	b1b2	0be1	0fc2	6087	5b73	83d1	71ac	5ca1	26f7	261f
	1906	eb17	b156	99bb	7261	e664	f405	a3fd	cdc2	b0e2
	5d63	c83f	a0fd	3cce	328c	9452	5bb2	3215	3ecd	884f
	da94	7b0f	c27e	a41b	d778	1f63	a4d3	049a	814c	5b35
	9114	6d4a	1ca4	548d	05bd	d00b	fe1f	f1fd	4eb7	6a1d
	dae4	132f	80ac	2c83	1ba7	0d9f	8f48	979f	ca09	1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

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	ИБК
16	ПС 110 кВ Слобода Весны, ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч. 25	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-11	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3, рег. № 64242-16, ASUS RS520-E6/ERS8
17	ПС 110 кВ Слобода Весны, ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч. 24	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	

Примечания:

1. Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
2. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
3. Допускается замена УСВ на аналогичные, утвержденных типов.
4. Допускается замена сервера 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 АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
16, 17	Активная	1,3	3,4
	Реактивная	2,1	5,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с			5

Примечания:

1. 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, для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 °С до +30 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности: $\cos\varphi$ $\sin\varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +30 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ-3: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35000 72 0,95 24 0,99 1
Глубина хранения информации: Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 5 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счетчик электрической энергии статический	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	ASUS RS520-E6/ERS8	1
Документация		
Паспорт-формуляр	17254302.384106.070.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РСК Сбыт» (ООО «Мега-А») вторая очередь, МВИ 26.51/121/21, аттестованном ООО «Энерготестконтроль», аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РСК Сбыт» (ООО «Мега-А») вторая очередь

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго») ИНН 7707798605

Адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1

Телефон: +7 (499) 917-03-54

E-mail: info@a-energo.com

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «Энерготестконтроль» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.

