

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» ноября 2021 г. № 2603

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.	Тахеометры электронные	Trimble SPS	C	83708-21	72631857, 72530330	"Trimble AB", Швеция	"Trimble AB", Швеция	ОС	МП АПМ 18-20	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Руснавгеосеть" (ООО "Руснавгеосеть"), г. Москва	ООО "Авто- прогресс-М", г. Москва	28.06.2021
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Воронежстальность"	Обозначение отсутствует	E	83709-21	78	Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Электроконтроль"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Воронежстальность" (ООО "Воронежстальность"), г. Воронеж	ОС	МП 26.51/102/2 1	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Электроконтроль"), г. Москва	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	03.09.2021

3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Оренбургского филиала АО "ЭнергосбыТ Плюс" (ПС Ростоши)	Обозначение отсутствует	Е	83710-21	141.3	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосистемы" (ООО "Энергосистемы"), Нижегородская обл., г. Выкса	Оренбургский филиал АО "ЭнергосбыТ Плюс", г. Оренбург	ОС	МП ЭПР-409-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосистемы" (ООО "Энергосистемы"), Нижегородская обл., г. Выкса	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	03.09.2021
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Новая	Обозначение отсутствует	Е	83711-21	241	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-947-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	07.09.2021
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии	Обозначение отсутствует	Е	83712-21	070	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП ЭПР-407-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация Комплект Учет Проект" (ООО "АКУП"), г. Москва	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	31.08.2021

	(АИИС КУЭ) ООО "Лента" ТК-146												
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО "Россети Волга" - "Оренбург-энерго" для работы на оптовом рынке электроэнергии АО "ЭнергосбыТ Плюс"	Обозначение отсутствует	Е	83713-21	141.2	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосистемы" (ООО "Энергосистемы"), Нижегородская обл., г. Выкса	Оренбургский филиал АО "ЭнергосбыТ Плюс", г. Оренбург	ОС	МП ЭПР-413-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосистемы" (ООО "Энергосистемы"), Нижегородская обл., г. Выкса	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	09.09.2021
7.	Анализаторы спектра портативные	MS2090 A-0754	С	83714-21	1921029	Фирма "Anritsu Company", США	Фирма "Anritsu Company", США	ОС	РТ-МП-518-441-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Анритсу ЭМЕА Лтд." (ООО "Анритсу ЭМЕА Лтд."), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	29.07.2021
8.	Система автоматизированная информационно-	Обозначение отсутствует	Е	83715-21	313	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компа-	ОС	РТ-МП-1068-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	10.09.2021

	измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Тверицкая					"ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ния Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва				"ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва		
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Выгостровской ГЭС (ГЭС-5) филиала "Карельский" ПАО "ТГК-1"	Обозначение отсутствует	Е	83716-21	405	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕР-ГОСЕРВИС" (ООО "ЭНЕР-ГОСЕРВИС"), г. Санкт-Петербург	Филиал "Карельский" ПАО "ТГК-1", г. Петрозаводск	ОС	МИ 3000-2018	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕР-ГОСЕРВИС" (ООО "ЭНЕР-ГОСЕРВИС"), г. Санкт-Петербург	ФБУ "Тест-С.-Петербург", г. Санкт-Петербург	03.09.2021
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Палакоргской ГЭС (ГЭС-7)	Обозначение отсутствует	Е	83717-21	407	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕР-ГОСЕРВИС" (ООО "ЭНЕР-ГОСЕРВИС"), г. Санкт-Петербург	Филиал "Карельский" ПАО "ТГК-1", г. Петрозаводск	ОС	МИ 3000-2018	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕР-ГОСЕРВИС" (ООО "ЭНЕР-ГОСЕРВИС"), г. Санкт-Петербург	ФБУ "Тест-С.-Петербург", г. Санкт-Петербург	03.09.2021

	филиала "Карель- ский" ПАО "ТГК-1"												
11.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) Кон- допожской ГЭС (ГЭС-1) филиала "Карель- ский" ПАО "ТГК-1"	Обозна- чение отсут- ствует	Е	83718-21	401	Общество с ограниченной ответственно- стью "ЭНЕР- ГОСЕРВИС" (ООО "ЭНЕР- ГОСЕРВИС"), г. Санкт- Петербург	Филиал "Ка- рельский" ПАО "ТГК-1", г. Петроза- водск	ОС	МИ 3000- 2018	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "ЭНЕР- ГОСЕРВИС" (ООО "ЭНЕР- ГОСЕРВИС"), г. Санкт- Петербург	ФБУ "Тест-С.- Петербург", г. Санкт- Петербург	31.08.2021

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» ноября 2021 г. № 2603

Регистрационный № 83708-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Тахеометры электронные Trimble SPS

Назначение средства измерений

Тахеометры электронные Trimble SPS (далее – тахеометры) предназначены для измерения расстояний, горизонтальных и вертикальных углов.

Описание средства измерений

Тахеометры – геодезические приборы, принцип действия которых заключается в измерении углов поворота линии визирования зрительной трубы в горизонтальной и вертикальной плоскостях, с возможностью одновременного измерения расстояний до объектов вдоль линии визирования.

Принцип измерения углов поворота зрительной трубы в горизонтальной и вертикальной плоскостях заключается в следующем: на горизонтальном и вертикальном лимбах располагаются кодовые дорожки (диски), дающие возможность на основе сочетания прозрачных и непрозрачных полос получать при пропускании через них света лишь два сигнала: «темно» – «светло», которые принимаются фотоприёмником и поступают в электронную часть датчика угла, где происходит вычисление угла поворота зрительной трубы.

Измерение расстояний производится размещенным в зрительной трубе лазерным дальномером, принцип действия которого основан на определении расстояния посредством точного измерения времени прохождения переданного светового импульса до цели и обратно. Дальномер генерирует множество коротких лазерных импульсов, которые передаются через зрительную трубу к цели. Импульсы отражаются от поверхности цели и возвращаются к инструменту, где устройство определяет разницу во времени между переданными импульсами и полученными импульсами. В устройстве полученная разница во времени используется для вычисления расстояния до цели.

Лазерный дальномер может работать как с применением призмённых отражателей, так и без отражателя.

Конструктивно тахеометры выполнены единым блоком. Тахеометр оснащен пьезоприводом и имеет функции поиска призмённого отражателя, слежения за ним и автоматического наведения на центр отражателя для проведения измерений. На задней панели находятся жидкокристаллический дисплей с кнопками управления и оптический центрир. На передней панели располагается место для крепления панели управления Trimble CU, а под ним разъемы питания (12 В) и связи (COM-порт). На правой боковой панели размещены ручка сервопривода фокусировки, ручка сервопривода вертикального перемещения, ручка сервопривода горизонтального перемещения и кнопка питания и запуска. На левой боковой панели расположена антенна радиомодема и отсек для внутренней батареи. Управление тахеометром осуществляется с помощью съёмной панели управления «Trimble CU» или с помощью контроллера с установленным ПО «Trimble SCS900».

Тахеометры оснащены разъемом питания (12 В) и разъемом связи (COM-порт) для связи с внешними устройствами и подключения к внешнему источнику питания, а также модулем беспроводного обмена данными Bluetooth.

Результаты измерений выводятся на дисплей, регистрируются во внутренней памяти и впоследствии могут быть переданы на внешние устройства.

К тахеометрам данного типа относятся тахеометры электронные Trimble SPS в модификациях 930 и 730, которые отличаются погрешностью измерений углов.

Заводской номер тахеометров электронных указывается на маркировочной наклейке, расположенной на нижней части корпуса.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид тахеометров представлен на рисунке 1. Общий вид маркировочной наклейки тахеометров представлен на рисунке 2



Рисунок 1 – Общий вид тахеометров электронных Trimble SPS:
а) Вид с задней боковой панели; б) Вид с правой боковой панели



Рисунок 2 – Общий вид маркировочной наклейки

Пломбирование крепёжных винтов корпуса не производится. Ограничение доступа к узлам обеспечено конструкцией крепёжных винтов, которые могут быть сняты только при наличии специальных ключей.

Программное обеспечение

Тахеометры имеют встроенное микропрограммное обеспечение (МПО), используемое для обеспечения взаимодействия узлов тахеометра, а также программное обеспечение «Trimble SCS900», предназначенное для проведения измерений, обработки, записи, экспорта измеренных величин и импорта исходных данных.

Аппаратная и программная части, работая совместно, обеспечивают заявленные точности конечных результатов.

Защита программного обеспечения и измеренных данных от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077 – 2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	МПО	Trimble SCS900
Номер версии (идентификационный номер) ПО	C10.8.16	3.75.20200 Build 54

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Модификация	930	730
Диапазон работы компенсатора, ', не менее	±5,4	
Диапазон измерений: - углов, ° - расстояний, м, не менее: - с призмнным отражателем - без отражателя ¹⁾ - в обычном режиме - в режиме увеличенной дальности	от 0 до 360 от 0,2 до 2000 от 1 до 600 от 1 до 1000	
Границы допускаемой абсолютной погрешности измерений углов (при доверительной вероятности 0,95), " - горизонтальных - вертикальных	±2 ±2	±6 ±4
Границы допускаемой абсолютной погрешности измерений расстояний (при доверительной вероятности 0,95), мм: - с призмнным отражателем - без отражателя ¹⁾ - в обычном режиме - в режиме увеличенной дальности	±2 · (2 + 2,0·10 ⁻⁶ ·D) ±2 · (2 + 2,0·10 ⁻⁶ ·D) ±2 · (10 + 2,0·10 ⁻⁶ ·D)	
Допускаемая средняя квадратическая погрешность измерений углов, " - горизонтальных - вертикальных	1 1	3 2
Допускаемая средняя квадратическая погрешность измерений расстояний, мм: - с призмнным отражателем - без отражателя ¹⁾ - в обычном режиме - в режиме увеличенной дальности	(2 + 2,0·10 ⁻⁶ ·D) (2 + 2,0·10 ⁻⁶ ·D) (10 + 2,0·10 ⁻⁶ ·D)	
где D – измеряемое расстояние в мм		

¹⁾ измерения на поверхность с отражающей способностью, соответствующей пластине Кодак с коэффициентом отражения 90% по ГОСТ 8.557-2007, в условиях хорошей видимости и низкого уровня фоновой засветки.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Увеличение зрительной трубы, крат, не менее	30
Угловое поле зрения зрительной трубы, ° ' не менее	1 30
Диаметр входного зрачка зрительной трубы, мм, не менее	40
Наименьшее расстояние визирования, м, не более	1,5
Цена деления круглого уровня, '/мм, не более	8/2
Напряжение питания постоянного тока, В	
- от внутреннего литиевого аккумулятора	11,1
- от внешнего источника	12,0
Диапазон рабочих температур, °С	от –20 до +50
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	209×196×386
Масса, кг, не более	6,56

Знак утверждения типа

наносится печатным способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Тахеометр электронный Trimble SPS (модификация в соответствии с заказом потребителя)	-	1
Панель управления Trimble CU	-	По заказу
Торцовый ключ	-	1
Внутренние батареи	-	По заказу
USB-кабель для USB-накопителя или карты памяти CF	-	По заказу
Призма на 360° с удлинителем вехи	-	По заказу
Непромокаемый чехол	-	1
Карта памяти	-	По заказу
Адаптер удлинителя вехи	-	По заказу
Инструменты для идентификатора цели	-	По заказу
Инструмент для ручки (звездообразный ключ Т30)	-	1
Инструменты для треггера и оптического центрира	-	1
Ключи от футляра инструмента	-	1
Измеритель высоты инструмента	-	1
Компакт-диск с руководством пользователя тахеометра Trimble серии SPS	-	1
Руководство по началу работы и справочная карточка	-	1
Непромокаемый чехол для объектива	-	1
Крышка для держателя контроллера, закрепленная на инструменте	-	1
Футляр инструмента	-	1
Футляр для принадлежностей комплекта питания	-	По заказу
Источник питания зарядного устройства	-	По заказу
Набор адаптеров источника питания	-	По заказу
Батареи	-	По заказу
Кабель питания	-	По заказу
Зарядное устройство	-	По заказу
Кабель питания внешней батареи	-	По заказу
Ключи футляра для принадлежностей	-	По заказу
Адаптер для нескольких батарей	-	По заказу
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 «Тахеометры электронные Trimble SPS. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к тахеометрам электронным Trimble SPS

Государственная поверочная схема для координатно-временных средств измерений, утверждена приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «29» декабря 2018 г. № 2831

Государственная поверочная схема для средств измерений плоского угла, утверждена приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «26» ноября 2018 г. № 2482

Техническая документация «Trimble AB», Швеция

Изготовитель

«Trimble AB», Швеция

Адрес: Box 64, Rinkebyvägen 17, SE-182 11 Danderyd, Sweden

Тел.: +46 8 622 10 00

E-mail: trimble_support@trimble.com

Испытательный центр

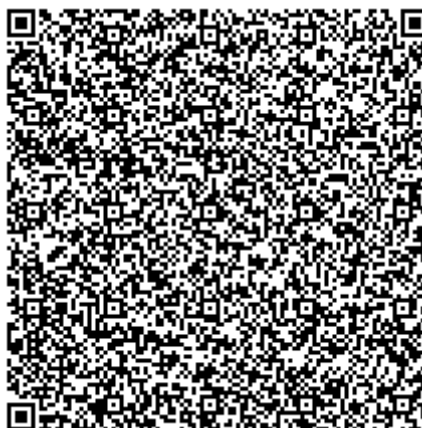
Общество с ограниченной ответственностью «Автопрогресс-М» (ООО «Автопрогресс-М»)

Адрес: 125167, г. Москва, ул. Викторенко, д. 16, стр. 1

Тел.: +7 (495) 120-0350

E-mail: info@autoproggress-m.ru

Аттестат аккредитации ООО «Автопрогресс-М» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311195



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» ноября 2021 г. № 2603

Регистрационный № 83709-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Воронежстальмост"

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Воронежстальмост" (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), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер типа HP ProDesk 400 G6, устройство синхронизации времени типа УСВ-3, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК.

В сервере ИВК происходит вычисление электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и обработка измерительной информации, оформление отчётных документов.

Передача информации в энергоснабжающую организацию, с последующей передачей в ПАО АО "АТС", за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО "СО ЕЭС" и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов 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), которая обеспечивает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени УСВ-3, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

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

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще 1 раза в сутки.

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 формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) "АльфаЦЕНТР". Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО "АльфаЦЕНТР" соответствует уровню – "средний" в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО "АльфаЦЕНТР"

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 17.01.02
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
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 измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Воронежстальмост, Ввод 110 кВ Т2	ТФМ-110 300/1 кл. т. 0,2S рег. № 16023-97	НКФ-110-57 (110000:√3)/ (100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М.16 кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProDesk 400 G6
2	ПС 110 кВ Воронежстальмост, Ввод 110 кВ Т1	ТФМ-110 300/1 кл. т. 0,2S рег. № 16023-97	НКФ-110-57 (110000:√3)/ (100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М.16 кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
3	ЦРП-6 кВ Воронежстальмост, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 36, КЛ-6 кВ ф. 448	ТОЛ-10-I-1-У2 600/5 кл. т. 0,5 рег. № 15128-07	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 20186-00 НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 20186-00	ПСЧ-4ТМ.05М.12 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 36355-07	
4	ЦРП-6 кВ Воронежстальмост, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч. 15, КЛ-6 кВ ф. 448	ТОЛ-10-I-1-У2 600/5 кл. т. 0,5 рег. № 15128-07	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 20186-00 НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 20186-00	ПСЧ-4ТМ.05М.12 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 36355-07	
5	ПС 110 кВ Воронежстальмост, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 201, КЛ-6 кВ Вестмет-Воронеж	ТОЛ-НТЗ-10-01А 300/5 кл. т. 0,5 рег. № 51679-12	НАМИТ-10-2 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 18178-99 НАМИТ-10-2 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 18178-99	ПСЧ-4ТМ.05М.12 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 36355-07	

продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ЦРП-6 кВ Воронежстальмост, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 16, КЛ-6 кВ Ермак- ХХІ	ТОЛ-НТЗ-10-01А 50/5 кл. т. 0,5 рег. № 51679-12	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 20186-00 НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 20186-00	ПСЧ-4ТМ.05М.12 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 36355-07	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProDesk 400 G6
7	ЦРП-6 кВ Воронежстальмост, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 18, КЛ-6 кВ Холодильник № 4	ТОЛ-НТЗ-10-01А 150/5 кл. т. 0,5 рег. № 51679-12	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 20186-00 НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 20186-00	ПСЧ-4ТМ.05.12 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 27779-04	
8	ЦРП-6 кВ Воронежстальмост, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 20, КЛ-6 кВ ВХСК	ТОЛ-10-І-1-У2 150/5 кл. т. 0,5 рег. № 15128-07	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 20186-00 НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 20186-00	ПСЧ-4ТМ.05М.12 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 36355-07	
9	ЦРП-6 кВ Воронежстальмост, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 32, КЛ-6 кВ Сфера	ТОЛ-НТЗ-10-01А 100/5 кл. т. 0,5 рег. № 51679-12	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 20186-00 НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 20186-00	ПСЧ-4ТМ.05М.12 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 36355-07	
10	ТП-4 6 кВ Воронежстальмост, РУ-0,4 кВ, яч. 7, КЛ- 0,4 кВ ТД Российские товары	Т-0,66 УЗ 75/5 кл. т. 0,5S рег. № 71031-18	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
11	ТП-1 6 кВ Воронежстальмост, РУ-0,4 кВ, яч. 16, КЛ-0,4 кВ Центр	ТТИ 50/5 кл. т. 0,5 рег. № 28139-12	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	

продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	ТП-12 6 кВ Воронежстальмост, РУ-0,4 кВ, яч. 1, Ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 600/5 кл. т. 0,5S рег. № 22656-07	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 46634-11	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProDesk 400 G6
13	ТП-12 6 кВ Воронежстальмост, РУ-0,4 кВ, яч. 14, Ввод 0,4 кВ Т2	Т-0,66 600/5 кл. т. 0,5S рег. № 22656-07	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 46634-11	

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, $\pm (\delta) \%$	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm (\delta) \%$
1	2	3	4
1, 2	Активная	0,8	1,3
	Реактивная	1,8	2,1
3-9	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,8	4,8
10, 12, 13	Активная	0,9	1,7
	Реактивная	2,4	3,0
11	Активная	0,9	2,9
	Реактивная	2,4	4,7
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU), ($\pm$) с			5

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
3. Границы погрешности результатов измерений приведены:
 - для нормальных условий: при $\cos \varphi = 0,9$ и силе тока равной 100 % от $I_{1 \text{ ном}}$;
 - для рабочих условий: при $\cos \varphi = 0,8$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +10 до +30 °С, а также силе тока равной 2 % от $I_{1 \text{ номтт}}$ для ИИК, содержащих ТТ класса точности 0,2S или 0,5S и 5 % от $I_{1 \text{ номтт}}$ для ИИК, содержащих ТТ класса точности 0,5.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	13
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц – температура окружающей среды, °C	от 90 до 110 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 $I_{ном}$ – для ИИК, содержащие ТТ класса точности 0,2S или 0,5S – для ИИК, содержащие ТТ класса точности 0,5 – коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и 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 5 до 120 от 0,5_{инд.} до 1 от 0,8_{смк.} до 1 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +60 от +10 до +35 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – ПСЧ-4ТМ.05.12 – ПСЧ-4ТМ.05М.12 – ПСЧ-4ТМ.05МК.04 – СЭТ-4ТМ.03М.16 – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее УСВ-3: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее Сервер ИВК: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее	90000 140000 165000 220000 2 45000 2 20000 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 по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий сервера:
 - параметрирования;
 - коррекции времени.
- коррекции времени в сервере.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК.

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТФМ-110	6
	ТОЛ-10-I-1-Y2	6
	ТОЛ-НТЗ-10-01А	8
	Т-0,66	6
	Т-0,66 У3	3
	ТТИ	3
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	6
	НАМИ-10-95УХЛ2	2
	НАМИТ-10-2	2

продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05.12	1
	ПСЧ-4ТМ.05М.12	6
	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	4
	СЭТ-4ТМ.03М.16	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	HP ProDesk 400 G6	1
Документация		
Паспорт-формуляр	69729714.411713.078.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) АО "Воронежстальмост", аттестованном ООО "Энерготестконтроль", аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

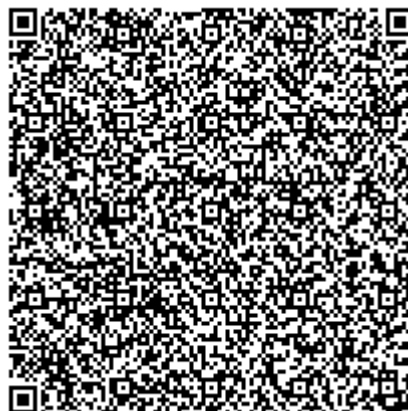
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль"
(ООО "Электроконтроль")
ИНН: 7705939064
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9
Телефон: (916) 295 36 77
E-mail: eierygin@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью "Энерготестконтроль"
(ООО "Энерготестконтроль")
ИНН: 9705008559
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1
Телефон: (910) 403 02 89
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.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» ноября 2021 г. № 2603

Регистрационный № 83710-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Оренбургского филиала АО «ЭнергосбыТ Плюс» (ПС Ростоши)

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер центра сбора и обработки информации АО «ЭнергосбыТ Плюс» (сервер ЦСОИ АО «ЭнергосбыТ Плюс») с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), каналообразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ЦСОИ АО «ЭнергосбыТ Плюс», 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.

Также сервер ЦСОИ АО «ЭнергосбыТ Плюс» может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

От сервера ЦСОИ АО «ЭнергосбыТ Плюс» информация в виде xml-файлов установленных форматов по каналу связи сети Internet передается на сервер АИИС КУЭ АО «ЭК Восток» на присоединениях филиала ПАО «МРСК Волги» - «Оренбургэнерго».

Передача информации от ИВК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и другим смежным субъектам ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/ІР сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с действующими требованиями к предоставлению информации.

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

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется непрерывно, корректировка часов сервера сбора производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчика производится при расхождении с часами сервера на ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Оренбургского филиала АО «ЭнергосбыТ Плюс» (ПС Ростоши).

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допуска- емой ос- новной относи- тельной погреш- ности (±δ), %	Границы допускае- мой отно- сительной погреш- ности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС «Ростоши» 110/10 кВ ЗРУ-10 кВ 1 с.ш. яч.11	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 32139-11 Фазы: А, С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Метроном 300 Рег. № 56465-14	Сервер ЦСОИ АО «Энерго- сбыТ Плюс»	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2
2	ПС «Ростоши» 110/10 кВ ЗРУ-10 кВ 2 с.ш. яч.10	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 32139-11 Фазы: А, С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2
3	ПС «Ростоши» 110/10 кВ ЗРУ-10 кВ 2 с.ш. яч.8	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 32139-11 Фазы: А, С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ПС «Ростоши» 110/10 кВ ЗРУ-10 кВ 1 с.ш. яч.13	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 32139-11 Фазы: А, С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Метроном 300 Рег. № 56465-14	Сервер ЦСОИ АО «Энерго- сбыТ Плюс»	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2
5	ПС «Ростоши» 110/10 кВ ЗРУ-10 кВ 1 с.ш. яч.7	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 32139-11 Фазы: А, С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	5
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +15 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера ЦСОИ АО «ЭнергосбыТ Плюс»: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 100000 1 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера ЦСОИ АО «ЭнергосбыТ Плюс»: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;

пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

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

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

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	10
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	5
Устройства синхронизации частоты и времени	Метроном 300	1
Сервер ЦСОИ АО «ЭнергосбыТ Плюс»	-	1
Паспорт-формуляр	ЭНСТ.411711.141.3.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ Оренбургского филиала АО «ЭнергосбыТ Плюс» (ПС Ростоши), аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Оренбургского филиала АО «ЭнергосбыТ Плюс» (ПС Ростоши)

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 «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы»)
ИНН 3328498209

Адрес: 607061, Нижегородская обл., г. Выкса, ул. Луначарского, зд. 11А, каб. 216

Телефон (факс): (4922) 60-23-22

Web-сайт: www.ensys.su

E-mail: post@ensys.su

Испытательный центр

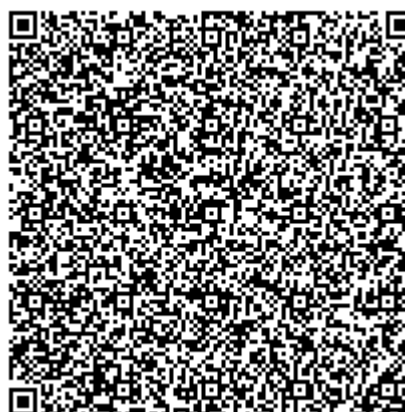
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» ноября 2021 г. № 2603

Регистрационный № 83711-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Новая (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)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 110 кВ Новая - РП-1 №11 (ВЛ 110 кВ РП-11)	ТВУ-110-50 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3182-72	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег.№ 36643-07
2	ВЛ 110 кВ Новая - РП-1 №13 (ВЛ 110 кВ РП-13)	ТВУ-110-50 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3182-72	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
3	КВЛ 110 кВ Новая - ТЭЦ НЛМК Правая (КВЛ 110 кВ ТЭЦ Правая)	ТВУ-110-50 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3182-72	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
4	КВЛ 110 кВ Новая - ТЭЦ НЛМК Левая (КВЛ 110 кВ ТЭЦ Левая)	ТВУ-110-50 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3182-72	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
5	ВЛ 110 кВ Новая - ЛТЗ Правая (ВЛ 110 кВ ЛТЗ Правая)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	ЕРQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ВЛ 110 кВ Новая - ЛТЗ Левая (ВЛ 110 кВ ЛТЗ Левая)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег.№ 36643-07
7	ВЛ 110 кВ Новая - Правобережная с отпайками Правая (ВЛ 110 кВ Бугор Правая)	ТГМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 41965-09	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
8	ВЛ 110 кВ Новая- Правобережная с отпайками Левая (ВЛ 110 кВ Бугор Левая)	ТГМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 41965-09	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
9	ВЛ 110 кВ Новая- Правобережная с отпайкой на ПС Южная Правая (ВЛ 110 кВ Кольцевая Правая)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
10	ВЛ 110 кВ Новая- Правобережная с отпайкой на ПС Южная Левая (ВЛ 110 кВ Кольцевая Левая)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
11	ПС 220 кВ Новая ОМВ-110 кВ	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 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 – 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
5 – 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
5 – 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
5 – 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
5 – 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
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 электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	70000 72 55000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТВУ-110-50	12 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	15 шт.
Трансформатор тока	ТГМ-110	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	11 шт.
Устройство сбора и передачи данных	TK16L	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.051.241.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 Новая», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц.

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

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Web-сайт: www.ackye.ru

E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

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

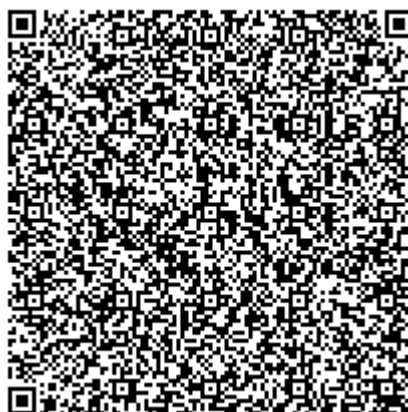
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» ноября 2021 г. № 2603

Регистрационный № 83712-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-146

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-146 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на 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. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера ИВК информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Передача результатов измерений от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

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

Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчика с часами сервера на величину более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-146.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ			Границы до- пускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в рабо- чих условиях (±δ), %
1	ТП-1744 10/0,4 кВ, РУ -10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 1, Ввод 1 10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13	HP Pro- Liant DL160 Gen10	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
2	ТП-1744 10/0,4 кВ, РУ -10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.6, Ввод 1 10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				Актив- ная	1,1
						Реак- тивная	2,3	4,7	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 30 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
коррекции времени в счетчиках;
формирование событий по результатам автоматической самодиагностики;
отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
перерывы питания с фиксацией времени пропадания и восстановления.

- журнал сервера:
изменение значений результатов измерений;
изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
пропадания питания;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками;
замены счетчика;
полученные с уровня ИИК «Журналы событий».
- Защищенность применяемых компонентов:
 - механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
сервера.
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
сервера.
- Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	4
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ.06-10	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	HP ProLiant DL160 Gen10	1
Паспорт-формуляр	ЛНТА.411711.002.ПФ.025	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-146», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-146

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 «Лента» (ООО «Лента»)

ИНН 7814148471

Адрес: 197374, г. Санкт-Петербург, ул. Савушкина, д. 112, литера Б

Телефон (факс): (812) 380-61-31

Web-сайт: lenta.com

E-mail: info@lenta.com

Испытательный центр

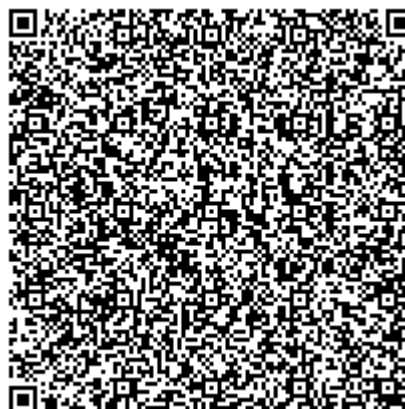
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» ноября 2021 г. № 2603

Регистрационный № 83713-21

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «Россети Волга» - «Оренбургэнерго» для работы на оптовом рынке электроэнергии АО «ЭнергосбыТ Плюс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «Россети Волга» - «Оренбургэнерго» для работы на оптовом рынке электроэнергии АО «ЭнергосбыТ Плюс» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и баз данных филиала ПАО «Россети Волга» – «Оренбургэнерго» (сервер) с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы соответствующих УСПД, где выполняется обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Далее измерительная информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование, хранение и передача полученных данных.

Также сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

От сервера информация в виде xml-макетов установленных форматов передаётся на сервер АИИС КУЭ ОАО «Энергосбыт Плюс (ЕЦСОИ)».

Передача информации от ИВК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и другим смежным субъектам ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с действующими требованиями к предоставлению информации.

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

Сравнение показаний часов сервера с часами УСПД (установленного на ПС 110 кВ Октябрьская) осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении с часами УСПД (установленного на ПС 110 кВ Октябрьская) на ± 2 с.

Сравнение показаний часов остальных УСПД с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера на ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами соответствующих УСПД осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении с часами УСПД на ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «Россети Волга» - «Оренбургэнерго» для работы на оптовом рынке электроэнергии АО «Энергосбыт Плюс».

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы до- пускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в рабо- чих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 35 кВ Дружба, ОРУ- 35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Дружба - Ку- жанак	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 30/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	HP ProLiant BL460c G1	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,7
2	ПС 110 кВ Са- ракташская, ОРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, яч. 9, ВЛ 35 кВ Саракташская - Абзаново	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 26418-04 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04		Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,7
3	ПС 110 кВ Ок- тябрьская ВЛ-110 кВ Ок- тябрьская-Ку- мертау	ТФЗМ 110Б-IV Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-19		Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ПС 110 кВ Ок- тябрьская, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.8, ВЛ 10 кВ ф. 1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049- 19	HP ProLiant BL460c G1	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,3
5	ПС 110 кВ Тюльганская, ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Ку- мертау-Тюль- ганская	ТВГ-110 Кл.т. 0,2 300/5 Рег. № 22440-07 Фазы: А; В; С	ЗНГА-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60290-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049- 04		Актив- ная	0,6	1,4
							Реактив- ная	1,1	2,5
6	ПС 110 кВ Тюльганская, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, от- пайка ВЛ 110 кВ Кумертау - Разрез с отпай- кой в сторону ПС 110 кВ Тюльганская	ТВГ-110 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 22440-07 Фазы: А; В; С	ЗНГА-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60290-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049- 04	HP ProLiant BL460c G1	Актив- ная	1,0	2,9
							Реактив- ная	2,0	4,6
7	ПС 110 кВ Тюльганская ВЛ-110 кВ Тюльганская - Исянгулово с отпайкой на ПС 110 кВ По- селковая	ТВГ-110 Кл.т. 0,2 300/5 Рег. № 22440-07 Фазы: А; В; С	ЗНГА-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60290-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-14 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049- 04		Актив- ная	0,8	2,1
							Реактив- ная	1,5	3,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	ПС 110 кВ Тюльганская, ОРУ 110 кВ, ОМВ 110 кВ	ТВГ-110 Кл.т. 0,2 300/5 Рег. № 22440-07 Фазы: А; В; С	ЗНГА-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60290-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04		Актив- ная	0,6	1,4
							Реактив- ная	1,1	2,5
9	ПС 110 кВ Тюльганская ВЛ-110 кВ Тюльганская- Разрез 1ц с от- пайкой на ПС 110 кВ Посел- ковая	ТВГ-110 Кл.т. 0,2 300/5 Рег. № 22440-07 Фазы: А; В; С	ЗНГА-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60290-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-14 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04		Актив- ная	0,8	2,1
							Реактив- ная	1,5	3,5
10	ПС 110 кВ Тюльганская ВЛ-110 кВ Тюльганская- Разрез 2 ц	ТВГ-110 Кл.т. 0,2 300/5 Рег. № 22440-07 Фазы: А; В; С	ЗНГА-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60290-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04		Актив- ная	0,8	2,1
							Реактив- ная	1,5	3,5
11	ПС 110 кВ Раз- рез, ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Кумертау - Разрез с отпай- кой в сторону ПС 110 кВ Тюльганская	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	HP ProLiant BL460c G1	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12	ПС 110 кВ Раз- рез ВЛ 110кВ Тюльганская- Разрез 1 ц с от- пайкой на ПС 110 кВ Посел- ковая	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049- 04		Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
13	ПС 110 кВ Раз- рез ВЛ 110кВ Тюльганская- Разрез 2ц	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049- 04		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,3
14	ПС 110 кВ Раз- рез, ОРУ-110 кВ, ОМВ 110 кВ	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049- 04	HP ProLiant BL460c G1	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,6
15	ПС 110 кВ По- селковая Ввод Т1 10кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049- 04		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,7
16	ПС 110 кВ По- селковая Ввод Т2 10кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049- 04		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	ПС 110 кВ Поселковая ТСН	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04		Актив-ная	1,0	3,2
							Реактив-ная	2,1	5,6
18	ПС 110 кВ Речная, ОРУ-110 кВ, Ввод Т-1 110кВ	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04		Актив-ная	1,3	3,3
							Реактив-ная	2,5	5,7
19	ПС 110 кВ Речная, ОРУ-110 кВ, Ввод Т-2 110кВ	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04		Актив-ная	1,3	3,3
							Реактив-ная	2,5	5,7
20	ПС 110 кВ Колтубановская, ОРУ-110 кВ, Ввод Т-1 110 кВ	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФА-123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 49583-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	HP ProLiant BL460c G1	Актив-ная	1,0	2,9
							Реактив-ная	2,0	4,6
21	ПС 110 кВ Колтубановская, ОРУ-110 кВ, Ввод Т-2 110 кВ	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФА-123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 49583-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04		Актив-ная	1,0	2,9
							Реактив-ная	2,0	4,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

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

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

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	21
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +35 от +15 до +20
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.02: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 140000 2 165000 2 75000 24 50000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

УСПД (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	2
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35А-ХЛ1	2
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-IV	3
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	6
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-110	18
Трансформаторы тока измерительные	ТФЗМ-110Б-IV1	18
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформаторы напряжения	ЗНГА-110	6
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	15
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформаторы напряжения	НКФА-123	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	13
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	6
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	2
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	8
Сервер сбора и баз данных филиала ПАО «Россети Волга» – «Оренбургэнерго»	HP ProLiant BL460c G1	1
Паспорт-формуляр	ЭНСТ.411711.141.2ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Волга» - «Оренбургэнерго» для работы на оптовом рынке электроэнергии АО «ЭнергосбыТ Плюс», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «Россети Волга» - «Оренбургэнерго» для работы на оптовом рынке электроэнергии АО «ЭнергосбыТ Плюс»

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

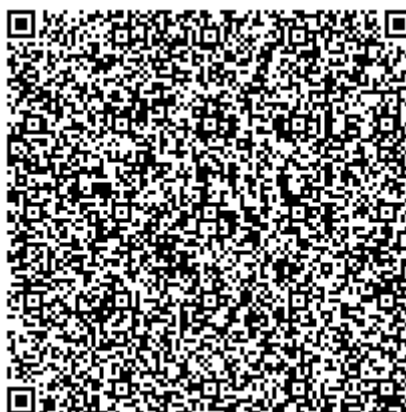
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы»)
ИНН 3328498209
Адрес: 607061, Нижегородская обл., г. Выкса, ул. Луначарского, зд. 11А, каб. 216
Телефон (факс): (4922) 60-23-22
Web-сайт: www.ensys.su
E-mail: post@ensys.su

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, офис 19
Телефон: (495) 380-37-61
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com
Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» ноября 2021 г. № 2603

Регистрационный № 83714-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы спектра портативные MS2090A-0754

Назначение средства измерений

Анализаторы спектра портативные MS2090A-0754 (далее – анализаторы) предназначены для измерения и мониторинга параметров высокочастотных сигналов (мощность, частота, потери в тракте, параметры спектра и модуляции) радиоэлектронного оборудования и систем мобильной связи.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов основан на последовательном супергетеродинном преобразовании входного высокочастотного сигнала на промежуточных частотах в сигнал низкой частоты с выделением его огибающей. В режиме анализа сигналов в реальном времени используется техника быстрого преобразования Фурье. Для развертки спектра используется высокостабильный синтезатор, синхронизация которого осуществляется от внутреннего опорного кварцевого генератора или от внешнего источника сигнала, в том числе от ГНСС (ГЛОНАСС, GPS, Galileo, BeiDou).

Анализаторы оснащены цветным сенсорным дисплеем. Управление работой может осуществляться с лицевой панели вручную или дистанционно по интерфейсу Ethernet.

Питание анализаторов осуществляется от внутренней аккумуляторной батареи, от сети через сетевой адаптер, или от автомобильной сети 12 В через специальный адаптер (опция).

По заказу анализаторы оснащаются дополнительными аппаратно-функциональными и программными опциями. Перечень аппаратно-функциональных опций приведен в таблице 1. На метрологические характеристики анализаторов влияет опция 0031.

Таблица 1 – Перечень опций

Обозначение	Наименование
1	2
0006	исключение функции Wi-Fi
0024	обнаружитель интерференции (антенна по отдельному заказу)
0031	синхронизация по сигналу системы GNSS (антенна по отдельному заказу)
0089	выход сигнала промежуточной частоты с нулевой полосой обзора
0090	ждущая развертка
0103	расширение полосы частот в реальном времени с 20 до 50 МГц
0104	расширение полосы частот в реальном времени с 20 до 110 МГц
0124/0126	запись IQ-данных сигнала
0125/0127	потокоточная передача IQ-данных (при наличии опции 0124/0126)
0128	анализ векторных сигналов (при наличии опции 0124/0126)

Продолжение таблицы 1

1	2
0199	анализ спектра в реальном времени
0400	поддержка приложения Vision Monitor
0407	поддержка приложения Vision High-Speed Port Scanner
0421	анализ импульсных сигналов
0431	картографический анализ зон покрытия (при наличии опции 0031)
0444	измерение напряженности электромагнитного поля (требуется совместимая изотропическая антенна Anritsu)
0445	измерение напряженности электромагнитного поля (требуется изотропический антенна-преобразователь Anritsu 2000-1985-R)
0883	измерения параметров LTE FDD/TDD (при наличии опции 0031)
0888	анализ сигналов в системах 5G NR (при наличии опции 0031)

Анализаторы выполнены в ударопрочном металлическом корпусе с резиновыми накладками. Общий вид передней панели показан на рисунке 1, общий вид верхней панели с обозначением места пломбирования от несанкционированного доступа – на рисунке 2. Самоклеющаяся этикетка с заводским (серийным номером), однозначно идентифицирующим каждый экземпляр анализаторов, находится на задней панели. Фрагмент задней панели с этикеткой и указанием места нанесения знака утверждения типа и знака поверки в виде самоклеющихся этикеток показан на рисунке 3.



Рисунок 1 – Общий вид передней панели



Рисунок 2 – Общий вид верхней панели

место нанесения знака утверждения типа и знака поверки



Рисунок 3 – Фрагмент задней панели с этикеткой

Программное обеспечение

Программное обеспечение установлено на внутренний контроллер, его метрологически значимая часть служит для управления режимами, задания параметров и функций измерений, представления измерительной информации, взаимодействия с внешними устройствами.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений «низкий» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование	MS2090A Package
Номер версии (идентификационный номер)	не ниже V2019.6.1

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики представлены в таблицах 3, 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон частот, ГГц	от 0 до 54
Разрешение по частоте, Гц	1
Полоса частот анализа в реальном времени, МГц	
стандартное исполнение	20
опция 0103	50
опция 0104	110
Частота опорного генератора, МГц	10
Пределы допускаемой относительной погрешности частоты опорного генератора δ_0 в диапазоне температур от 0 °С до 50 °С при выпуске из производства или после подстройки	$\pm 3 \cdot 10^{-7}$
Пределы относительного временного дрейфа частоты опорного генератора δ_A за 1 год	$\pm 1 \cdot 10^{-7}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений частоты	
стандартное исполнение	$\pm (\delta_0 + N \cdot \delta_A)^{1)}$
с опцией 0031 при подключенной антенне	$\pm 2,5 \cdot 10^{-8}$
с опцией 0031 в течение суток после отключения антенны	$\pm 5 \cdot 10^{-8}$
Параметры сигнала внешней синхронизации	
номинальное значение частоты, МГц	10
уровень мощности, дБм ²⁾	от 0 до +10
Полоса обзора	0; от 10 до 54 ГГц
Полоса пропускания	от 1 Гц до 10 МГц
Относительный уровень фазовых шумов на частоте 1 ГГц, нормализованный к полосе пропускания 1 Гц, дБ/Гц, не более	
при отстройке на 10 кГц	-102
при отстройке на 100 кГц	-106
при отстройке на 1 МГц	-111
при отстройке на 10 МГц	-123
Диапазон установки опорного уровня, дБм	от -150 до +30
Диапазон ослабления входного аттенюатора (ступенями по 5 дБ), дБ	от 0 до 65
Усредненный уровень собственных шумов на частотах F, нормализованный к полосе пропускания 1 Гц, дБм, не более	
предварительный усилитель отключен ³⁾	
10 МГц $\leq F \leq$ 4 ГГц	-145
4 ГГц $< F \leq$ 9 ГГц	-142
9 ГГц $< F \leq$ 14 ГГц	-136
14 ГГц $< F \leq$ 20 ГГц	-138
20 ГГц $< F \leq$ 43,5 ГГц	-135
43,5 ГГц $< F \leq$ 54 ГГц	-130

Продолжение таблицы 3

1	2
предварительный усилитель включен ⁴⁾	
$10 \text{ МГц} \leq F \leq 4 \text{ ГГц}$	–161
$4 \text{ МГц} < F \leq 9 \text{ ГГц}$	–159
$9 \text{ ГГц} < F \leq 20 \text{ ГГц}$	–156
$20 \text{ ГГц} < F \leq 32 \text{ ГГц}$	–154
$32 \text{ ГГц} < F \leq 43,5 \text{ ГГц}$	–152
$43,5 \text{ ГГц} < F \leq 54 \text{ ГГц}$	–147
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений мощности на частотах F в диапазоне температур от 20 °С до 30 °С, дБ ⁵⁾	
$9 \text{ кГц} \leq F \leq 20 \text{ ГГц}$	±1,3
$20 \text{ ГГц} < F \leq 54 \text{ ГГц}$	±1,8
Относительный уровень интермодуляционных искажений 3-го порядка на частоте 2,4 ГГц, дБ, не более ^{6,7)}	–68
Относительный уровень гармонических искажений 2-го порядка на частоте 50 МГц, дБ, не более ^{7,8)}	–64
Уровень собственных случайных помех, не связанных с входом, на частотах F, дБм, не более ^{7,8)}	
предварительный усилитель отключен	
$10 \text{ МГц} \leq F \leq 14 \text{ ГГц}$	–90
$14 \text{ ГГц} < F \leq 20 \text{ ГГц}$	–85
$20 \text{ ГГц} < F \leq 54 \text{ ГГц}$	–80
предварительный усилитель включен	
$10 \text{ МГц} \leq F \leq 32 \text{ ГГц}$	–100
$32 \text{ ГГц} < F \leq 54 \text{ ГГц}$	–95
Относительный уровень негармонических помех, связанных с входом, дБ, не более ^{7,9)}	–60
1) N – округленное в большую сторону количество лет со дня выпуска или последней заводской подстройки 2) здесь и далее дБм обозначает уровень мощности в дБ относительно 1 мВт 3) опорный уровень –20 дБм 4) опорный уровень –50 дБм 5) ослабление аттенюатора 10 дБ, полоса пропускания 1 кГц, после включения и прогрева в течение 30 мин, уровень мощности от –50 до –10 дБм 6) два сигнала с уровнем –20 дБм и разностью частот 2 МГц, ослабление аттенюатора 0 дБ, опорный уровень –20 дБм 7) типовые справочные значения 8) ослабление аттенюатора 0 дБ 9) полоса обзора < 1,7 ГГц, ослабление аттенюатора 0 дБ, уровень входного сигнала –30 дБм	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Тип высокочастотного входного соединителя	V(m) усиленный
Типовое время непрерывной работы от аккумулятора, ч	2
Габаритные размеры (ширина × высота × толщина), мм	314×235×95
Масса, кг, не более	5,4
Рабочие условия применения	
температура окружающей среды, °C	от –10 до +55
относительная влажность воздуха при температуре до +30 °C, %, не более	95 (без конденсата)

Знак утверждения типа

наносится на заднюю панель корпуса анализаторов в виде самоклеющейся этикетки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование и обозначение	Количество
Анализатор спектра портативный MS2090A-0754	1 шт.
Li-Ion аккумуляторная батарея 633-75	1 шт.
Сетевой адаптер 40-204-R	1 шт.
Адаптер SMB(m)-BNC(f) 2000-1938-R	3 шт.
Кабель BNC-SMB 806-366-R	1 шт.
Кабель Ethernet 2000-1371-R	1 шт.
Кабель USB 3.0 Type-A to Type-C, 2000-1859-R	1 шт.
Стилус 2000-1931-R	1 шт.
Наплечный ремень 3-2000-1928	1 шт.
Опции и принадлежности	по заказу
Руководство по эксплуатации 10580-00444B_RUS	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах «3. Измерения в режиме анализатора спектра» и «4. Измерения 5G» руководства по эксплуатации 10580-00444B_RUS

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам спектра портативным MS2090A-0754

Приказ Росстандарта от 31.07.2018 № 1621 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 № 3461 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 9 кГц до 37,5 ГГц

Приказ Росстандарта от 29.12.2018 № 2839 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 37,50 до 78,33 ГГц

Техническая документация изготовителя – фирмы “Anritsu Company”

Изготовитель

Фирма “Anritsu Company”, США
Адрес: 490 Jarvis Drive, Morgan Hill, CA 95037, USA
Телефон/факс 1-888-534-8453
Web-сайт: <https://www.anritsu.com>
E-mail: support.esdc@anritsu.com

Испытательный центр

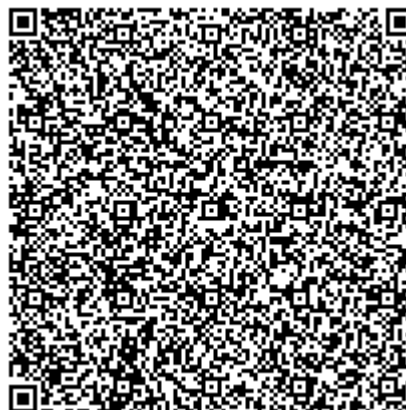
Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»
(ФБУ «Ростест-Москва»)

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: <http://www.rostest.ru>

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» ноября 2021 г. № 2603

Регистрационный № 83715-21

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Тверицкая (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, включающие шлюзы Е-422, сетевые концентраторы, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Второй 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), каналаобразующую 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.

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

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут сервер 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)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого уровня АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого уровня АИИС КУЭ		
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии
1	2	3	4	5
1	ВЛ 110 кВ Ярославская ТЭЦ-2 - Тверицкая I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Тверицкая-1)	СА 123 кл.т. 0,2S К _{тт} = 1000/5 рег. № 23747-02	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11
2	ВЛ 110 кВ Ярославская ТЭЦ-2 - Тверицкая II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Тверицкая-2)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11
3	ВЛ 110 кВ Аббакумцевская-1	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 400/5 рег. № 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11
4	ВЛ 110 кВ Аббакумцевская-2	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 400/5 рег. № 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11
5	ВЛ 110 кВ Радуга-1	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11
6	ВЛ 110 кВ Радуга-2	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11
7	ВЛ 110 кВ Тверицкая - Уткино (ВЛ 110 кВ Уткинская)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 400/5 рег. № 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
8	ВЛ 110 кВ Тверицкая - Путятино (ВЛ 110 кВ Путятинская)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	A1802RAL-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11
9	ПС Тверицкая ОВ-110 кВ	ТФЗМ-110Б-ШУ1 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 рег. № 2793-88	ТН-1 110 кВ: НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20 ТН-2 110 кВ: НКФ-110-83У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	A1802RAL-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11
10	ВЛ 35 кВ Филинская-1	ТВ-35 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 750/5 рег. № 68547-17	НОМ-35-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 187-70	A1802RAL-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11
11	ВЛ 35 кВ Филинская-2	ТВ-35/25 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 750/5 рег. № 3187-72	НОМ-35-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 187-70	A1802RAL-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11
12	ВЛ 35 кВ Заволжская-1	ТГМ-35 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 59982-15	НОМ-35-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 187-70	A1802RAL-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11
13	ВЛ 35 кВ Заволжская-2	ТГМ-35 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 59982-15	НОМ-35-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 187-70	A1802RAL-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11
14	ф.1 РП-36	ТОЛ-10 УТ2 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 6009-77	UGE 12 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 25475-11	A1802RAL-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
15	ф.2 РП-37	ТОЛ 10-1 У2 кл.т. 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 15128-96	UGE 12 кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 25475-11	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11
16	ф.3 РП-37	ТОЛ-10 УТ2 кл.т. 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 6009-77	UGE 12 кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 25475-11	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11
17	ф.4 РП-36	ТОЛ 10-1 кл.т. 0,5 К _{тт} = 800/5 рег. № 15128-03	UGE 12 кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 25475-11	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11
18	ф.8 РП-38	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 32139-06	UGE 12 кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 25475-11	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11
19	ф.9 ГСК-Тверицы	ТЛО-10 кл.т. 0,2S К _{тт} = 400/5 рег. № 25433-11	UGE 12 кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 25475-11	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11
20	ф.11 РП-38	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 32139-06	UGE 12 кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 25475-11	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11
21	ф. 10 кВ №12 РП-75 ЯГЭС	IGW 12 кл.т. 0,2S К _{тт} = 800/5 рег. № 25568-08	UGE 12 кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
22	ф. 10 кВ №14 РП-42 ЯГЭС	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S К _{тт} = 800/5 рег. № 51623-12	UGE 12 кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-12

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
23	ф. 10 кВ №15 РП-75 ЯГЭС	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 51623-12	UGE 12 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
24	ф. 10 кВ №17 РП-42 ЯГЭС	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 51623-12	UGE 12 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
25	ф.6 Пестрецово	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 зав. № 4466; 3470 рег. № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	A1802RAL-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11
26	ф.17 с/х Рассвет	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 1856-63	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	A1802RAL-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11
27	ГСК 0,4 кВ "Форт"	ТОП-0,66 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 47959-11	-	A1802RAL-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11
28	ГСК 0,4 кВ "Тверицы 2"	ТОП-0,66 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 47959-11	-	A1802RAL-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, 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 – 8, 12, 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
9 – 11, 25, 26 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
14 – 18, 20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
21 – 24 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,4	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,5	1,0	0,8	0,8
	0,5	2,1	1,6	1,1	1,1
27, 28 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
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 – 8, 12, 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
9 – 11, 25, 26 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
14 – 18, 20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
21 – 24 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,3	1,3
	0,5	1,9	1,8	1,2	1,2
27, 28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
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 – 8, 12, 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
9 – 11, 25, 26 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
14 – 18, 20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
21 – 24 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,9	1,4	1,4	1,4
	0,8	2,0	1,6	1,5	1,5
	0,5	2,5	2,1	1,7	1,7
27, 28 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	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} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 8, 12, 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
9 – 11, 25, 26 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
14 – 18, 20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
21 – 24 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	3,7	3,6	3,3	3,3
	0,5	3,5	3,4	3,2	3,2
27, 28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	1,6	1,6
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, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии А1802RAL-P4GB-DW-4: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М.01: - средняя наработка до отказа, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 165000 72 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков 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.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	СА 123	3 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	21 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-ШУ1	3 шт.
Трансформатор тока	ТВ-35	3 шт.
Трансформатор тока	ТВ-35/25	3 шт.
Трансформатор тока	ТГМ-35	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10 УТ2	4 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	4 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	13 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	3 шт.
Трансформатор тока	IGW 12	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТОП-0,66	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НОМ-35-66	6 шт.
Трансформатор напряжения	UGE 12	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	2 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RAL-P4GB-DW-4	24 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	4 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ПТР.Ц37.313.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 Тверицкая», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311298 в Реестре аккредитованных лиц.

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

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)
ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Web-сайт: www.ackye.ru

E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

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

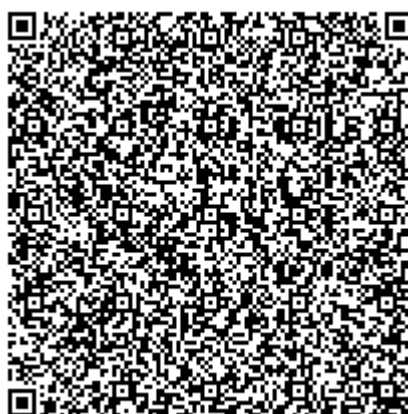
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» ноября 2021 г. № 2603

Регистрационный № 83716-21

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Выгостровской ГЭС (ГЭС-5) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Выгостровской ГЭС (ГЭС-5) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. АИИС КУЭ возможно использовать для передачи (получения) данных смежным субъектам энергетики. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут и нарастающим итогом приращений активной и реактивной электрической энергии (мощности);
- автоматический сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- периодический (не реже 1-го раза в сутки и/или по запросу (настраиваемый параметр)) автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- хранение результатов измерений;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электрической энергии в XML или собственном формате с применением ЭЦП или без неё;
- обеспечение по запросу дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений на всех уровнях АИИС КУЭ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломбирование и т.п.);

- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ; конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 или ГОСТ 31819.22-2012 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 или ГОСТ 31819.23-2012.

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя:

устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя:

сервер баз данных (далее – сервер БД);

устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ);

автоматизированное рабочее место (далее – АРМ);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

программное обеспечение.

На уровне ИИК первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии. Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерение активной мощности счетчиками выполняется путем перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (U) и тока (I) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (P) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчиках по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0,5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по предусмотренным каналам связи поступает на входы УСПД уровня ИВКЭ. УСПД осуществляет обработку результатов измерений, а в частности расчет расхода активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранение полученной информации, передачу накопленных данных на верхний уровень системы (уровень ИВК) и организациям-участникам оптового рынка электрической энергии, а также отображение информации на подключаемых к УСПД устройствах.

Сервер БД уровня ИВК осуществляет сбор и обработку результатов измерений, данных о состоянии средств измерений, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

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

Сервер БД уровня ИВК по запросу обеспечивает возможность дистанционного доступа организациям-участникам оптового рынка электрической энергии к компонентам АИИС КУЭ.

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

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

Базовым устройством системы СОЕВ является блок коррекции времени ЭНКС-2 (регистрационный № 37328-15), синхронизирующий собственную шкалу времени со шкалой национального координированного времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГЛОНАСС).

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

- сервер БД ИВК синхронизирует собственную шкалу времени по сигналам, получаемым непосредственно от блока коррекции времени ЭНКС-2, при превышении поправки часов сервера БД относительно шкалы времени ЭНКС-2 более чем на 1 секунду (настраиваемый параметр);

- сервер БД ИВК не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД уровня ИВКЭ, если поправка часов УСПД относительно шкалы времени сервера БД ИВК превышает 2 секунды, происходит коррекция часов УСПД;

- УСПД уровня ИВКЭ каждые 30 минут опрашивают счетчики, если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени УСПД превышает 2 секунды, происходит коррекция часов счетчиков;

- факты коррекции времени отражаются в журналах событий компонентов АИИС КУЭ Выгостровской ГЭС (ГЭС-5) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1».

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Данные о поверке передаются в Федеральный информационный фонд (далее – ФИФ). Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации. Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – ПО) «Энергосфера».

ПО «Энергосфера» используется при коммерческом учете электрической энергии и мощности, обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электрической энергии.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

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

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Сервер/БКВ	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
								Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm \delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm \delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Г-1	ТПОЛ 10 1500/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 1261-02	UGE 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная Реактивная	2,8 4,3	2,9 4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Г-2	ТПОЛ 10 1500/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 1261-02	UGE 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	2,8	2,9
							Реактивная	4,3	4,5
3	ВЛ-110 кВ Л-105	TG145-420 400/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30489-05	KOTEF 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 29696-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	0,9	1,1
							Реактивная	1,4	2,0
4	ВЛ-110 кВ Л-114	TG145-420 400/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30489-05	KOTEF 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 29696-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	0,9	1,1
							Реактивная	1,4	2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ТСН-1	ТСН 600/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 26100-03	-	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	0,8	1,0
							Реактивная	1,3	1,9
6	ТСН-2	ТСН 600/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 26100-03	-	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	0,8	1,0
							Реактивная	1,3	1,9
7	ВЛ-6 кВ Л-1-6	ТЛО-10 300/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25433-06	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 3344-04	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	ВЛ-6 кВ Л-2-6	ТЛО-10 300/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25433-06	ЗНОЛ.06 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 3344-04	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
9	ВЛ-6 кВ Л-5-6	ТЛО-10 300/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25433-06	ЗНОЛ.06 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 3344-04	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
10	ВЛ-6 кВ Л-10-6	ТЛО-10 300/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25433-06	ЗНОЛ.06 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 3344-04	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	ВЛ-6 кВ Л-15-6	ТЛО-10 100/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25433-06	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 3344-04	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
12	ВЛ-6 кВ Л-17-6	ТЛО-10 300/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25433-06	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 3344-04	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
13	Насос ХВС № 1	Т-0,66 150/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 22656-07	-	A3R1-4-LQ-0BB-T I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 27429-04			Активная	1,5	1,6
							Реактивная	2,4	2,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	Насос ХВС № 2	T-0,66 150/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 22656-07	-	A3R1-4-LQ-0BB-T I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 27429-04	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная Реактивная	1,5 2,4	1,6 2,7

П р и м е ч а н и я

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электрической энергии на интервале времени 30 минут.
- 3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от I_{ном}, cosφ = 0,8 инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН, УСПД, УССВ, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
- 5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) ± 5 с.

Таблица 3 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	14
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ температура окружающей среды, °C	От 99 до 101 От 2(5) до 120 От 49,85 до 50,15 0,87 От плюс 21 до плюс 25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, УСПД, сервера, БКВ, °C	От 90 до 110 От 2(5) до 120 От 0,5 инд. до 0,8 емк. От 49,6 до 50,4 От минус 40 до плюс 40 От плюс 10 до плюс 30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: ТТ и ТН: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более БКВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	219000 120000 125000 24 35000 80000 24
Глубина хранения информации: счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сутки, не менее сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность применяемых в системе компонентов:

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи со счетчиками, приведшей к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов);

б) УСПД:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи с УСПД, приведшей к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- клемм вторичных обмоток трансформаторов тока, напряжения;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательных клеммных коробок;
- УСПД;
- сервер БД;

б) защита информации на программном уровне:

- установка паролей на счетчиках электрической энергии;
- установка паролей на устройствах сбора и передачи данных;
- установка пароля на сервер;
- возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Выгостровской ГЭС (ГЭС-5) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	6 шт.
Трансформатор тока	TG145-420	6 шт.
Трансформатор тока	TCH	6 шт.
Трансформатор тока	T-0,66	6 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	18 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор напряжения	UGE	6 шт.
Трансформатор напряжения	KOTEF	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6 шт.
Устройство сбора и передачи данных (контроллер многофункциональный)	ARIS-2805	1 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	12 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A3R1-4-LQ-0BB-T	2 шт.
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1 шт.
Программное обеспечение	ПО «Энергосфера»	1 шт.
Паспорт	ЭС-180-12/2021-5.ПС	1 экз.
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ЭС-180-12/2021-5.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Выгостровской ГЭС (ГЭС-5) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1». Свидетельство об аттестации № 10-RA.RU.311468-2021 от 27.05.2021 г., выданное ООО «ОКУ». Аттестат аккредитации RA.RU311468 от 21.01.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Выгостровской ГЭС (ГЭС-5) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1»

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 «ЭНЕРГОСЕРИС»

(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)

ИНН 7802222000

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, 7-я Красноармейская ул., д. 18, литер А, пом. 7-Н

Телефон: 8 (812) 368-02-70, 8 (812) 368-02-71

Факс: 8 (812) 368-02-72

E-mail: office@energoservice.net

Испытательный центр

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

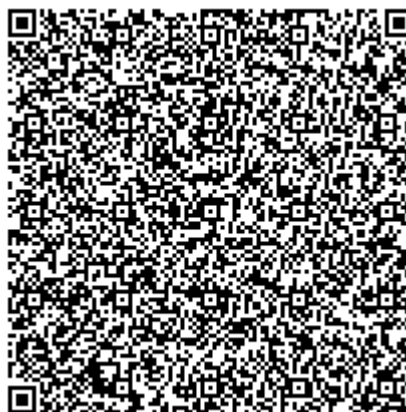
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

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

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311484.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» ноября 2021 г. № 2603

Регистрационный № 83717-21

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Палакоргской ГЭС (ГЭС-7) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Палакоргской ГЭС (ГЭС-7) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. АИИС КУЭ возможно использовать для передачи (получения) данных смежным субъектам энергетики. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут и нарастающим итогом приращений активной и реактивной электрической энергии (мощности);
- автоматический сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- периодический (не реже 1-го раза в сутки и/или по запросу (настраиваемый параметр)) автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- хранение результатов измерений;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электрической энергии в XML или собственном формате с применением ЭЦП или без неё;
- обеспечение по запросу дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений на всех уровнях АИИС КУЭ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломбирование и т.п.);

- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ; конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 или ГОСТ 31819.22-2012 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 или ГОСТ 31819.23-2012.

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя:

устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя:

сервер баз данных (далее – сервер БД);

устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ);

автоматизированное рабочее место (далее – АРМ);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

программное обеспечение.

На уровне ИИК первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии. Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерение активной мощности счетчиками выполняется путем перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (U) и тока (I) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (P) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчиках по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0,5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по предусмотренным каналам связи поступает на входы УСПД уровня ИВКЭ. УСПД осуществляет обработку результатов измерений, а в частности расчет расхода активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранение полученной информации, передачу накопленных данных на верхний уровень системы (уровень ИВК) и организациям-участникам оптового рынка электрической энергии, а также отображение информации на подключаемых к УСПД устройствах.

Сервер БД уровня ИВК осуществляет сбор и обработку результатов измерений, данных о состоянии средств измерений, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

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

Сервер БД уровня ИВК по запросу обеспечивает возможность дистанционного доступа организациям-участникам оптового рынка электрической энергии к компонентам АИИС КУЭ.

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

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

Базовым устройством системы СОЕВ является блок коррекции времени ЭНКС-2 (регистрационный № 37328-15), синхронизирующий собственную шкалу времени со шкалой национального координированного времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГЛОНАСС).

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

- сервер БД ИВК синхронизирует собственную шкалу времени по сигналам, получаемым непосредственно от блока коррекции времени ЭНКС-2, при превышении поправки часов сервера БД относительно шкалы времени ЭНКС-2 более чем на 1 секунду (настраиваемый параметр);

- сервер БД ИВК не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД уровня ИВКЭ, если поправка часов УСПД относительно шкалы времени сервера БД ИВК превышает 2 секунды, происходит коррекция часов УСПД;

- УСПД уровня ИВКЭ каждые 30 минут опрашивают счетчики, если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени УСПД превышает 2 секунды, происходит коррекция часов счетчиков;

- факты коррекции времени отражаются в журналах событий компонентов АИИС КУЭ Палакоргской ГЭС (ГЭС-7) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1».

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Данные о поверке передаются в Федеральный информационный фонд (далее – ФИФ). Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации. Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – ПО) «Энергосфера».

ПО «Энергосфера» используется при коммерческом учете электрической энергии и мощности, обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электрической энергии.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

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

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Сервер/БКВ	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
								Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm \delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm \delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Г-1	ТЛП-10 800/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-11	UGE 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная Реактивная	1,5 2,4	1,6 2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Г-2	ТЛП-10 800/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-11	UGE 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	1,5	1,6
							Реактивная	2,4	2,8
3	Г-3	ТЛП-10 800/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-11	UGE 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,5	1,6
							Реактивная	2,4	2,8
4	ВЛ-110 кВ Л-103	ТФМ-110 600/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 16023-97	ЗНОГ-110 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 23894-07	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	2,8	2,9
							Реактивная	4,3	4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ВЛ-110 кВ Л-111	ТФМ-110 600/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 16023-97	ЗНОГ-110 110000/√3/100/√3 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 23894-07	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	2,8	2,9
							Реактивная	4,3	4,5
6	ТСН-5	ТСН 1600/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 26100-03	-	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	0,8	1,0
							Реактивная	1,3	1,9
7	ТСН-6	ТСН 1600/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 26100-03	-	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	0,8	1,0
							Реактивная	1,3	1,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	ВЛ-6 кВ Л-1-6	ТЛП-10 50/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	ЗНОЛ-ЭК-10 6000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 47583-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
9	ВЛ-6 кВ Л-3-6	ТЛП-10 200/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-11 Рег. № 30709-06	ЗНОЛ-ЭК-10 6000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 47583-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
10	КЛ-0,4 кВ Л-0,4 (8-ми квартир- ный дом	Т-0,66 У3 200/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 15764-96	-	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	2,8	2,8
							Реактивная	4,3	4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	ВЛ-6 кВ Л-6-6	ТЛП-10 300/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	ЗНОЛ-ЭК-10 6000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 47583-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
12	ВЛ-6 кВ Л-8-6	ТЛП-10 300/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 3344-04	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
13	ВЛ-6 кВ Л-11-6	ТПЛ-10-М 50/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 22192-07	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 3344-04	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	2,9	2,9
							Реактивная	4,4	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	ВЛ-6 кВ Л-13-6	ТЛП-10 50/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 3344-04	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная Реактивная	1,7 2,6	1,8 2,9

П р и м е ч а н и я

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электрической энергии на интервале времени 30 минут.
- 3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от I_{ном}, cosφ = 0,8 инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН, УСПД, УССВ, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
- 5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) ± 5 с.

Таблица 3 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	14
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ температура окружающей среды, °С	От 99 до 101 От 2(5) до 120 От 49,85 до 50,15 0,87 От плюс 21 до плюс 25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, УСПД, сервера, БКВ, °С	От 90 до 110 От 2(5) до 120 От 0,5 инд. до 0,8 емк. От 49,6 до 50,4 От минус 40 до плюс 40 От плюс 10 до плюс 30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: ТТ и ТН: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более БКВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	219000 120000 125000 24 35000 80000 24
Глубина хранения информации: счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сутки, не менее сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность применяемых в системе компонентов:

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи со счетчиками, приведшей к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов);

б) УСПД:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи с УСПД, приведшей к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- клемм вторичных обмоток трансформаторов тока, напряжения;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательных клеммных коробок;
- УСПД;
- сервер БД;

б) защита информации на программном уровне:

- установка паролей на счетчиках электрической энергии;
- установка паролей на устройствах сбора и передачи данных;
- установка пароля на сервер;
- возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Палакоргской ГЭС (ГЭС-7) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛП-10	24 шт.
Трансформатор тока	ТФМ-110	6 шт.
Трансформатор тока	ТСН	6 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	3 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	3 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор напряжения	UGE	9 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОГ-110	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ARIS-2805	1 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	14 шт.
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1 шт.
Программное обеспечение	ПО «Энергосфера»	1 шт.
Паспорт	ЭС-180-12/2021-7.ПС	1 экз.
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ЭС-180-12/2021-7.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Палакоргской ГЭС (ГЭС-7) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1». Свидетельство об аттестации № 12-RA.RU.311468-2021 от 27.05.2021 г., выданное ООО «ОКУ». Аттестат аккредитации RA.RU311468 от 21.01.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Палакоргской ГЭС (ГЭС-7) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1»

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 «ЭНЕРГОСЕРИС»

(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)

ИНН 7802222000

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, 7-я Красноармейская ул., д. 18, литер А, пом. 7-Н

Телефон: 8 (812) 368-02-70, 8 (812) 368-02-71

Факс: 8 (812) 368-02-72

E-mail: office@energoservice.net

Испытательный центр

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

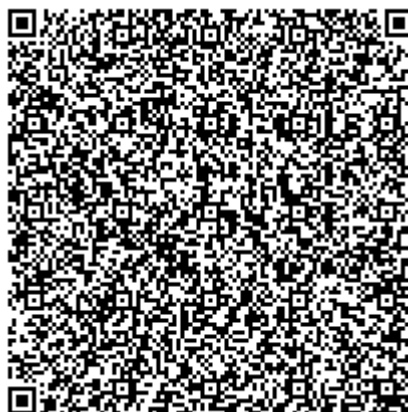
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

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

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311484.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» ноября 2021 г. № 2603

Регистрационный № 83718-21

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Кондопожской ГЭС (ГЭС-1) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Кондопожской ГЭС (ГЭС-1) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. АИИС КУЭ возможно использовать для передачи (получения) данных смежным субъектам энергетики. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчётов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут и нарастающим итогом приращений активной и реактивной электрической энергии (мощности);
- автоматический сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- периодический (не реже 1-го раза в сутки и/или по запросу (настраиваемый параметр)) автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- хранение результатов измерений;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электрической энергии в XML или собственном формате с применением ЭЦП или без неё;
- обеспечение по запросу дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений на всех уровнях АИИС КУЭ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломбирование и т.п.);

- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ; конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 или ГОСТ 31819.22-2012 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 или ГОСТ 31819.23-2012.

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя:

устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя:

сервер баз данных (далее – сервер БД);

устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ);

автоматизированное рабочее место (далее – АРМ);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

программное обеспечение (далее – ПО).

На уровне ИИК первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии. Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерение активной мощности счетчиками выполняется путем перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (U) и тока (I) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (P) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчиках по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0,5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по предусмотренным каналам связи поступает на входы УСПД уровня ИВКЭ. УСПД осуществляет обработку результатов измерений, а в частности расчет расхода активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранение полученной информации, передачу накопленных данных на верхний уровень системы (уровень ИВК) и организациям-участникам оптового рынка электрической энергии, а также отображение информации на подключаемых к УСПД устройствах.

Сервер БД уровня ИВК осуществляет сбор и обработку результатов измерений, данных о состоянии средств измерений, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

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

Сервер БД уровня ИВК по запросу обеспечивает возможность дистанционного доступа организациям-участникам оптового рынка электрической энергии к компонентам АИИС КУЭ.

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

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

Базовым устройством системы СОЕВ является блок коррекции времени ЭНКС-2 (регистрационный № 37328-15), синхронизирующий собственную шкалу времени с шкалой национального координированного времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГЛОНАСС).

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

- сервер БД ИВК синхронизирует собственную шкалу времени по сигналам, получаемым непосредственно от блока коррекции времени ЭНКС-2, при превышении поправки часов сервера БД относительно шкалы времени ЭНКС-2 более чем на 1 секунду (настраиваемый параметр);

- сервер БД ИВК не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД уровня ИВКЭ, если поправка часов УСПД относительно шкалы времени сервера БД ИВК превышает 2 секунды, происходит коррекция часов УСПД;

- УСПД уровня ИВКЭ каждые 30 минут опрашивают счетчики, если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени УСПД превышает 2 секунды, происходит коррекция часов счетчиков;

- факты коррекции времени отражаются в журналах событий компонентов АИИС КУЭ Кондопожской ГЭС (ГЭС-1) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1».

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Данные о поверке передаются в Федеральный информационный фонд (далее – ФИФ). Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации. Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Энергосфера» (далее – ПО).

ПО «Энергосфера» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электрической энергии.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

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

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Сервер/БКВ	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
								Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm \delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm \delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Г-1	ТПОЛ 10 1500/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 1261-02	UGE 3-35 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная Реактивная	2,8 4,3	2,9 4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Г-2	ТПОЛ 10 1500/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 1261-02	UGE 3-35 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	2,8	2,9
							Реактивная	4,3	4,5
3	Г-3	ТЛП-10 600/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	НОЛ.08 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 3345-04	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,1	1,2
							Реактивная	1,7	2,1
4	КЛ-6 кВ Кондопога-1	ТЛП-10 800/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	НАМИТ-10 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 16687-97	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	КЛ-6 кВ Кондопога-2	ТЛП-10 800/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	НАМИТ-10 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 16687-97	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном =3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
6	КЛ-6 кВ Кондопога-3	ТЛП-10 750/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	НАМИТ-10 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 16687-97	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном =3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
7	КЛ-6 кВ Кондопога-4	ТЛП-10 600/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	НАМИТ-10 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 16687-97	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном =3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	КЛ-6 кВ Кондопога-5	ТЛП-10 800/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	НАМИТ-10 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 16687-97	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном =3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
9	КЛ-6 кВ Пегматитовый-1	ТЛП-10 400/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	НАМИТ-10 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 16687-97	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном =3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
10	КЛ-6 кВ Пегматитовый-2	ТЛП-10 600/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	НАМИТ-10 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 16687-97	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном =3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	КЛ-6 кВ Пегматитовый-3	ТЛП-10 1000/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	НАМИТ-10 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 16687-97	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
12	ТСН-1	ТСН 1500/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 26100-03	-	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	0,8	1,0
							Реактивная	1,3	1,9
13	ТСН-2	ТСН 1500/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 26100-03	-	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	0,8	1,0
							Реактивная	1,3	1,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	ТХН	ТЛП-10 150/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	НАМИТ-10 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 16687-97	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном =3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
15	КЛ-0,4 кВ Гараж ЮКЭС	Т-0,66У3 150/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 26198-03	-	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном =3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,5	1,6
							Реактивная	2,4	2,7
16	КЛ-0,4 кВ ЧП Гутыро	Т-0,66 50/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 22656-07	-	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном =3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,5	1,6
							Реактивная	2,4	2,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	КЛ-0,4 кВ Ветлечебница	Т-0,66 50/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 52667-13 Рег. № 36382-07	-	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	1,5	1,6
							Реактивная	2,4	2,7
18	АПК	ТШП-0,66 600/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 15173-06	-	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,5	1,6
							Реактивная	2,4	2,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19	ВЛ-110 кВ Л-121	ТВГ-УЭТМ 300/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 52619-13	НКФ110-83У1 110000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 1188-84 НДКМ, 110000/√3/100/√3 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 60542-15	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	1,1	1,2
							Реактивная	1,7	2,1
20	ВЛ-110 кВ Л-123	ТВГ-УЭТМ 300/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 52619-13	НКФ110-83У1 110000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 1188-84	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,1	1,2
							Реактивная	1,7	2,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21	ВЛ-110 кВ Л-168	ТВГ-УЭТМ 300/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 52619-13	НКФ110-83У1 110000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 1188-84 НДКМ, 110000/√3/100/√3 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 60542-15	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная Реактивная	1,1 1,7	1,2 2,1

П р и м е ч а н и я

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

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электрической энергии на интервале времени 30 минут.

3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от I_{ном}, cosφ = 0,8 инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН, УСПД, УССВ, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) ± 5 с.

Таблица 3 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	21
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ температура окружающей среды, °С	От 99 до 101 От 2(5) до 120 От 49,85 до 50,15 0,87 От плюс 21 до плюс 25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, УСПД, сервера, БКВ, °С	От 90 до 110 От 2(5) до 120 От 0,5 инд. до 0,8 емк. От 49,6 до 50,4 От минус 40 до плюс 40 От плюс 10 до плюс 30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: ТТ и ТН: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более БКВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	219000 120000 125000 24 35000 80000 24
Глубина хранения информации счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сутки, не менее сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность применяемых в системе компонентов:

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи со счетчиками, приведшей к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов);

б) УСПД:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи с УСПД, приведшей к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- клемм вторичных обмоток трансформаторов тока, напряжения;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательных клеммных коробок;
- УСПД;
- сервер БД;

б) защита информации на программном уровне:

- установка паролей на счетчиках электрической энергии;
- установка паролей на устройствах сбора и передачи данных;
- установка пароля на сервер;
- возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Кондопожской ГЭС (ГЭС-1) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	6 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10	30 шт.
Трансформатор тока	ТСН	6 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	9 шт.
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3 шт.
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ	9 шт.

Таблица 4

1	2	3
Трансформатор напряжения	UGE 3-35	6 шт.
Трансформатор напряжения	НОЛ.08	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ110-83 У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НДКМ	3 шт.
Устройство сбора и передачи данных (контроллер многофункциональный)	ARIS-2805	1 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	21 шт.
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1 шт.
Программное обеспечение	ПО «Энергосфера»	1 шт.
Паспорт	ЭС-180-12/2021-1.ПС	1 экз.
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ЭС-180-12/2021-1.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Кондопожской ГЭС (ГЭС-1) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1». Свидетельство об аттестации № 7-RA.RU.311468-2021 от 27.05.2021 г., выданное ООО «ОКУ». Аттестат аккредитации RA.RU311468 от 21.01.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Кондопожской ГЭС (ГЭС-1) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1»

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 «ЭНЕРГОСЕРИС»

(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)

ИНН 7802222000

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, 7-я Красноармейская ул., д. 18, литер А, пом. 7-Н

Телефон: 8 (812) 368-02-70, 8 (812) 368-02-71

Факс: 8 (812) 368-02-72

E-mail: office@energoservice.net

Испытательный центр

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

Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

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

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311484.

