

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» _____ июля 2024 г. № 1641

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, влияющих на метрологические характеристики средства измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверждения акта испытаний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Осинниковский угольный разрез»	-	ЭПК110/06-1.010	40562-09	-	-	МП 201-043-2022	-	-	16.05.2024	Акционерное общество «Энергопромышленная компания» (АО «ЭПК»), г. Екатеринбург	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
2.	Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2072 ООО «МНКТ»	-	01	68586-17	-	МП 0563-9-2017 с изменением №1	-	МП 1608-9-2024	-	12.04.2024	Общество с ограниченной ответственностью «МНКТ» (ООО «МНКТ»), г. Казань	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Казань

3.	Калибраторы много-функциональные портативные	ЭЛИМЕТР О-ПКМ	ПКМ-А № 2058, ПКМ-Б № 2056	73724-18	-	-	АМПД.41118 2.146 МП	-	-	21.05.2024	Общество с ограниченной ответственностью «ЭлМетро Групп» (ООО «ЭлМетро Групп»), г. Челябинск	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Автоовской ТЭЦ (ТЭЦ-15) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»	-	115	75602-19	-	-	432-164-2019МП	-	-	14.06.2024	Общество с ограниченной ответственностью «ПетроЭнергоцентр» (ООО «ПетроЭнергоцентр»), г. Санкт-Петербург	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Нестле»	-	001	80491-20	-	-	МП ЭПР-293-2020	-	-	24.05.2024	Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»), Московская обл., г. Красногорск	ООО «ЭнергоПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ КИСК	-	394	87307-22	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»), г. Москва	-	РТ-МП-841-500-2022	-	-	10.06.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва

7.	Микрошприцы	ЭТАЛОН	ЭТАЛОН 5, зав. №№ 5/0001, 5/0002; ЭТАЛОН 25, зав. №№ 25/0001, 25/0002; ЭТАЛОН 50, зав. №№ 50/0001, 50/0002; ЭТАЛОН 100, зав. №№ 100/0001, 100/0002; ЭТАЛОН 250, зав. №№ 250/0001, 250/0002; ЭТАЛОН 500, зав. №№ 500/0001, 500/0002	87490-22	Общество с ограниченной ответственностью «ЛабМетролоджи» (ООО «ЛабМетролоджи»), г. Москва	-	МП 2301- 0204-2022	-	-	25.04.20 24	Общество с ограниченной ответственностью «ЛабМетролоджи» (ООО «ЛабМетролоджи»), г. Москва	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделее ва», г. Санкт- Петербург
8.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Шахтинская ГТЭС»	-	001	88328-23	Общество с ограниченной ответственностью «Шахтинская газотурбинная электростанция» (ООО «Шахтинская ГТЭС»), Ростовская обл., г. Шахты	-	МИ 3000- 2022	-	-	17.06. 2024	Индивидуальный предприниматель Тихонравов Виталий Анатольевич (ИП Тихонравов Виталий Анатольевич), г. Москва	ООО «Спецэнергоп роект», г. Москва

9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОЭСК» 1-я очередь	-	001	89883-23	Общество с ограниченной ответственностью «Объединенная энергосбытовая компания» (ООО «ОЭСК»), Московская обл., г.о. Солнечногорск	-	МП ЭПР-597-2023	-	-	29.05.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Объединенная энергосбытовая компания» (ООО «ОЭСК»), Московская обл., г.о. Солнечногорск	ООО «Энерго ПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск
----	---	---	-----	----------	---	---	-----------------	---	---	------------	---	--

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2024 г. № 1641

Регистрационный № 68586-17

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2072 ООО «МНКТ»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2072 ООО «МНКТ» (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы и параметров нефти сырой при учетно-расчетных операциях между ООО «МНКТ» и ООО «Башнефть-Добыча».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти с применением преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу сырой нефти по реализованному в нем алгоритму. Масса балласта определяется в измерительно-вычислительном комплексе расчетным путем с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды. Масса нетто сырой нефти определяется как разность массы сырой нефти и массы балласта.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий, блока измерений параметров нефти сырой, системы обработки информации, узла подключения передвижной поверочной установки и системы дренажа. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из двух (одного рабочего, одного резервного) измерительных каналов массы сырой нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, плотности, объемной доли воды в сырой нефти, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (модель CMF200) (далее – СРМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под (далее – рег.) № 45115-16;
- преобразователь плотности жидкости измерительный 7835 (далее – ПП), рег. № 52638-13;
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм1 (далее – ВП), рег. № 14557-05;
- преобразователи давления измерительные 3051, рег. № 14061-04;
- термопреобразователи сопротивления платиновые 65, рег. № 22257-01, 22257-05;
- преобразователи измерительные 644, рег. № 14683-00, 14683-04;
- датчики температуры 644, рег. № 39539-08;
- счетчик нефти турбинный МИГ-32Ш, рег. № 26776-08;
- прибор УОСГ, рег. № 16776-11;
- термометры и манометры для местной индикации и контроля температуры и давле-

ния.

В систему обработки информации системы входят:

- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000 (далее – ИВК), рег. № 15066-04;
- автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора на базе программного комплекса «Сроpos».

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений МТИ, рег. № 1844-63, 1844-15;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, рег. № 303-91.

Допускается применение следующих средств измерений, находящихся на хранении/в резерве:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (модификация CMF), рег. № 45115-10;
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм, рег. № 14557-10; № 14557-15;
- преобразователи давления измерительные 3051, рег. № 14061-10, 14061-15;
- преобразователи измерительные 644, рег. № 14683-09;
- датчики температуры Rosemount 644, рег. № 63889-16;
- термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065, рег. № 53211-13;
- преобразователи измерительные Rosemount 644, рег. № 56381-14;
- прибор УОСГ-100 СКП, рег. № 16776-06;
- счетчик турбинный НПП БОЗНА-М, рег. № 84369-22.

На рис. 1 приведена фотография внешнего вида системы. На рис. 2 приведена фотография маркировочной таблички



Рисунок 1 - Внешний вид системы.

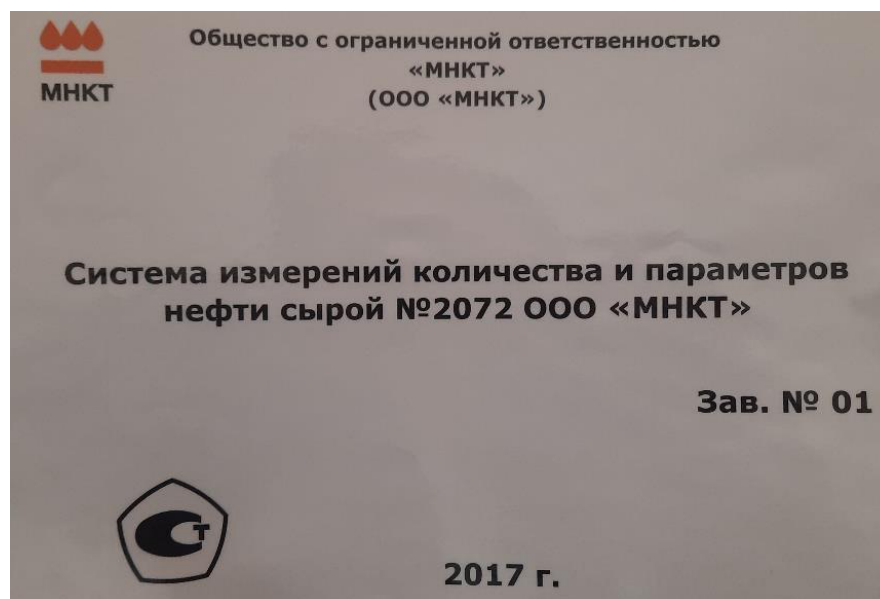


Рисунок 2 – Маркировочная табличка системы.

Заводской номер системы нанесен на маркировочную табличку, закрепленную внутри помещения системы, типографским способом. Формат нанесения заводского номера – цифровой. Нанесение знака поверки на систему не предусмотрено.

Пломбирование системы не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) системы разделено на два структурных уровня – верхний и нижний.

К ПО нижнего уровня относится ПО контроллеров измерительно-вычислительных ОМ-НИ-6000 (далее – контроллеров). К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится операционная система контроллеров, обеспечивающая общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, производство вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень.

К ПО верхнего уровня относится ПО АРМ оператора на базе программного комплекса

«Сторос», выполняющее функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станциях оператора функциональных схем и технологических параметров системы, прием и обработку управляющих команд оператора, формирование отчетных документов.

Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО системы

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	контроллер измерительно-вычислительный OMNI-6000 (основной)	контроллер измерительно-вычислительный OMNI-6000 (резервный)	АРМ оператора на базе программного комплекса «Сропос»
Идентификационное наименование ПО	-	-	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	24.75.01	24.75.01	1.37
Цифровой идентификатор ПО	EBE1	EBE1	DCB7D88F

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 12 до 60
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %: - массы сырой нефти - массы нетто нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории при содержании массовой доли воды до 5 %	±0,25 ±0,5

Таблица 3 – Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 резервная)
Физико-химические свойства измеряемой среды:	
Плотность сырой нефти при 20 °С, кг/м ³ , не более	895
Плотность пластовой воды, кг/м ³ , не более	1200
Диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 1,4 до 4,0
Кинематическая вязкость измеряемой среды, мм ² /с (сСт), не более	40
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5 до +30
Массовая доля воды, %, не более	5,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Содержание свободного газа, %	отсутствует

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Содержание растворенного газа, м ³ /м ³	отсутствует
Режим работы системы	периодический
Параметры электрического питания: - напряжение, В - частота, Гц	380±10; 220±10 50/60
Потребляемая мощность, В·А, не более	30000
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 до 100 100±5
Средний срок службы, лет, не менее	15
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	10000

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2072 ООО «МНКТ», заводской № 01	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой № 2072 ООО «МНКТ» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № RA.RU.313391/13409-23 от 30.11.2023 г.). Регистрационный номер в Федеральном реестре методик измерений ФР.1.29.2023.47341.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Корвол» (ООО «Корвол»)
ИНН 1644012399
Адрес: 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Базовая, д. 1
Тел.: (8553) 45-65-11

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева»
(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Телефон: +7(843) 272-70-62
Факс: +7(843)272-00-32
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2024 г. № 1641

Регистрационный № 87490-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Микрошприцы ЭТАЛОН

Назначение средства измерений

Микрошприцы ЭТАЛОН (далее - микрошприцы) предназначены для измерений объема жидкой пробы при ее введении в дозатор-испаритель хроматографа.

Описание средства измерений

Принцип действия микрошприцев основан на создании в калиброванном канале стеклянного баллона попеременно вакуума или избыточного давления, в результате чего в наконечник всасывается или сливается из него дозируемая жидкость. Вакуум и избыточное давление создаются при перемещении в калиброванном канале стеклянного баллона микрошприца металлическим поршнем. Объем дозы определяется диаметром металлического поршня и его перемещением.

Микрошприцы представляют собой механическое поршневое дозирующее устройство, состоящее из стеклянного баллона с нанесенным на него отсчетным устройством (линейная шкала), стального поршня (штока) с кнопкой и стальной иглы.

Микрошприцы выпускаются в семи модификациях: ЭТАЛОН 5, ЭТАЛОН 10, ЭТАЛОН 25, ЭТАЛОН 50, ЭТАЛОН 100, ЭТАЛОН 250, ЭТАЛОН 500, отличающихся номинальным значением дозируемого объема.

Значение дозируемого объема индицируется по линейной шкале, нанесенной на стеклянный баллон микрошприца.

Игла микрошприца имеет заостренный скос на конце.

Игла микрошприца вклеенная.

Общий вид микрошприцев приведен на рисунке 1.

Заводской номер, состоящий из арабских цифр, и буквенно-цифровое обозначение микрошприца выполнены типографским способом и приведены на шильдике, прикрепленном к штоку микрошприца при помощи нити (рисунок 1).

Пломбирование микрошприцев не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

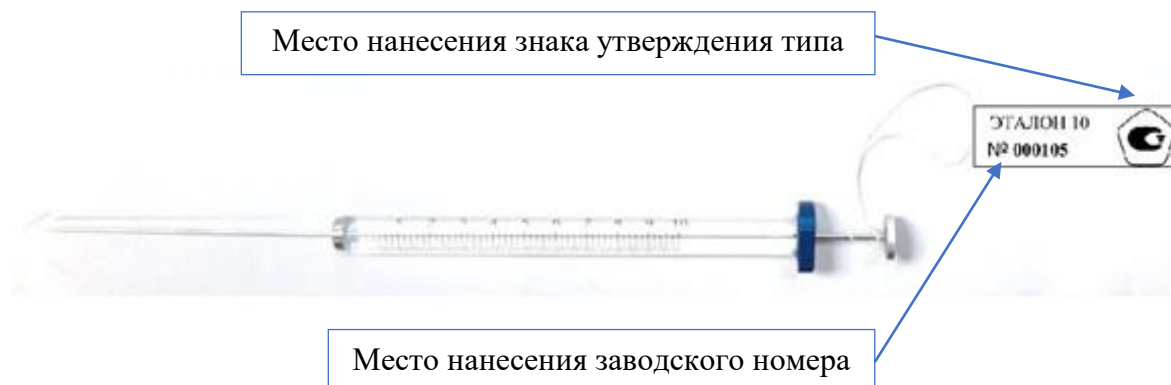


Рисунок 1 – Общий вид микрошприцев

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение в зависимости от модификации микрошприца						
	ЭТАЛОН 5	ЭТАЛОН 10	ЭТАЛОН 25	ЭТАЛОН 50	ЭТАЛОН 100	ЭТАЛОН 250	ЭТАЛОН 500
Номинальное значение объема дозирования (максимальный дозируемый объем), мкл	5	10	25	50	100	250	500
Диапазон показаний объемов дозирования, мкл	от 0,1 до 5	от 0,1 до 10	от 0,25 до 25	от 0,5 до 50	от 1 до 100	от 2,5 до 250	от 10 до 500
Диапазон измерений объемов дозирования, мкл	от 0,2 до 5	от 1 до 10	от 1 до 25	от 1 до 50	от 5 до 100	от 10 до 250	от 20 до 500
Цена деления шкалы, мкл	0,1	0,1	0,25	0,5	1	5	10
Пределы допускаемой относительной систематической погрешности, %	±5	±5	±5	±5	±5	±5	±5
Предел допускаемого относительного среднего квадратического отклонения (СКО) случайной погрешности, %	5	5	5	5	5	5	5

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Масса микрошприца, г, не более: – ЭТАЛОН 5, ЭТАЛОН 10, ЭТАЛОН 25, ЭТАЛОН 50, ЭТАЛОН 100 – ЭТАЛОН 250, ЭТАЛОН 500	15 17
Длина баллона, мм: – ЭТАЛОН 5, ЭТАЛОН 10 – ЭТАЛОН 25, ЭТАЛОН 50, ЭТАЛОН 100, ЭТАЛОН 250, ЭТАЛОН 500	84±1 89±1
Диаметр баллона, мм: – ЭТАЛОН 5, ЭТАЛОН 10 – ЭТАЛОН 25, ЭТАЛОН 50, ЭТАЛОН 100, ЭТАЛОН 250, ЭТАЛОН 500	6,3±1 7,9±1
Длина иглы на вылете, мм	51±1
Наружный диаметр иглы, мм: – ЭТАЛОН 5, ЭТАЛОН 10 – ЭТАЛОН 25, ЭТАЛОН 50, ЭТАЛОН 100, ЭТАЛОН 250, ЭТАЛОН 500	0,48±0,02 0,7±0,1
Длина микрошприца, мм: – ЭТАЛОН 5, ЭТАЛОН 10 – ЭТАЛОН 25 – ЭТАЛОН 50, ЭТАЛОН 100, ЭТАЛОН 250, ЭТАЛОН 500	149±1 155±1 157±1
Избыточное давление, при котором микрошприц должен быть герметичен в течение 20 секунд, МПа	0,2±0,01
Условия эксплуатации: – диапазон рабочих температур, °С – относительная влажность воздуха, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +10 до +45 80 от 84 до 106,7
Средний срок службы, лет	4
Средняя наработка до отказа, уколов	20000

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку футляра, на шильдик и на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность микрошприцев ЭТАЛОН

Наименование	Обозначение	Количество
Микрошприц ЭТАЛОН	в соответствии с заказом	1 шт.
Футляр	–	1 шт.
Руководство по эксплуатации (РЭ)	32.50.13-001-47653301-2021 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Использование по назначению» документа 32.50.13-001-47653301-2021 РЭ «Микрошприцы ЭТАЛОН. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденная приказом Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356;

ТУ 32.50.13-001-47653301-2021 Изменение 1 Микрошприцы ЭТАЛОН. Технические условия.

Правообладатель

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

ИНН 7713481500

Юридический адрес: 127644, г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный округ Дмитровский, ул. Ижорская, д. 15, помещ. II, антрисоль 1, оф. 3/1

Телефон: +7(925) 904-37-22

Web-сайт: <https://labmetrology.ru>

E-mail: labmetrology@mail.ru

Изготовитель

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

ИНН 7713481500

Адрес: 127644, г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный округ Дмитровский, ул. Ижорская, д. 15, помещ. II, антрисоль 1, оф. 3/1

Телефон: +7(925) 904-37-22

Web-сайт: <https://labmetrology.ru>

E-mail: labmetrology@mail.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (812) 251-76-01

Факс: +7 (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314555.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2024 г. № 1641

Регистрационный № 73724-18

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Калибраторы многофункциональные портативные ЭЛМЕТРО-ПКМ

Назначение средства измерений

Калибраторы многофункциональные портативные ЭЛМЕТРО-ПКМ (далее по тексту - калибраторы) предназначены для измерений и воспроизведений сигналов силы и напряжения постоянного тока, электрического сопротивления постоянному току, преобразований и имитации сигналов термопар и термопреобразователей сопротивления, частотно-импульсных сигналов.

Описание средства измерений

Принцип действия калибраторов заключается в использовании аналого-цифрового и цифро-аналогового преобразования.

Калибраторы представляют собой электронные приборы, в комплект которых входят:

- электронный блок калибратора с жидкокристаллическим буквенно-цифровым дисплеем;
- блок питания калибратора от сети переменного тока 220 В, 50 Гц;
- адаптер для связи с персональным компьютером (далее по тексту - ПК) – опция;
- термозонд, изготовленный на основе платинового термопреобразователя сопротивления класса А – для измерений температуры окружающей среды, прочих исследуемых объектов;
- кабель-адаптер для подключения к свободным концам термопары и термоэлектрическим проводам (далее по тексту кабель-адаптер КТП), измерений температуры в месте подключения – опция;
- набор электрических кабелей для внешних соединений.

Электронные блоки калибраторов выполнены в виде портативных ручных приборов в пластмассовом корпусе. На лицевой панели электронных блоков калибраторов размещены клавиатура управления прибором и дисплей, отображающий результаты измерений и воспроизведений в цифровом виде, а также информацию о режиме работы калибраторов.

На верхней панели электронных блоков калибраторов расположены:

- гнезда для подключения поверяемых средств измерений, датчиков, измерительных преобразователей, термозонда или кабель-адаптера КТП, других приборов;
- гнездо для подключения блока питания калибратора от сети переменного тока 220 В, 50 Гц.
- гнездо для подключения адаптера связи с ПК.

Цепи измерений и воспроизведений в калибраторах гальванически изолированы друг от друга.

Калибраторы выпускаются в нескольких исполнениях (ЭЛМЕТРО-ПКМ, ЭЛМЕТРО-ПКМ-А, ЭЛМЕТРО-ПКМ-Б) отличающихся доступными режимами работы, диапазонами измеряемых/воспроизводимых величин, пределами допускаемых погрешностей.

Калибраторы обеспечивают следующие режимы работы:

- измерение сигналов силы постоянного тока, напряжения постоянного тока, электрического сопротивления постоянному току;
- преобразование сигналов термопар (далее по тексту - ТП) и термопреобразователей сопротивления (далее по тексту - ТС) в значения температуры;
- измерение частоты следования импульсов, количества импульсов с выходов расходомеров, счетчиков расхода;
- воспроизведение сигналов силы постоянного тока, напряжения постоянного тока, электрического сопротивления постоянному току;
- имитация сигналов ТП и ТС;
- воспроизведение частотно-импульсных сигналов (имитация выходных сигналов расходомеров, счетчиков расхода).

Калибраторы обеспечивают одновременное измерение и воспроизведение (имитацию) сигналов.

Калибраторы обеспечивают компенсацию значений термоэлектродвижущей силы (далее по тексту – ТЭДС), возникающей при подключении к свободным концам термопар методом измерения их температуры в месте подключения или ручного ввода соответствующего значения и учета полученного значения согласно номинально-статической характеристике (далее по тексту – НСХ) заданного типа ТП в преобразовании или имитации сигналов ТП.

Общий вид калибраторов представлена на рисунке 1. Схема пломбирования от несанкционированного доступа представлены на рисунке 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Место нанесения заводских номеров – наклейка на задней панели корпуса; способ нанесения – типографская печать с защитной пленкой; формат – четырехзначный цифровой код, состоящий из арабских цифр.



Рисунок 1 – Общий вид калибраторов, обозначение мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа

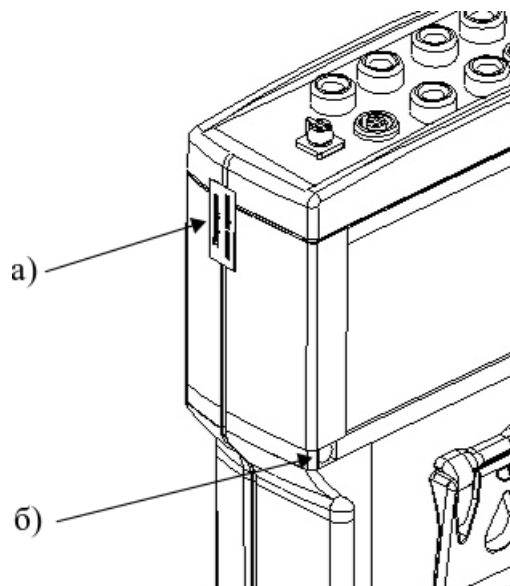


Рисунок 2 – Схема пломбирования от несанкционированного доступа, варианты:
а) пломбировочная наклейка; б) оттиск клейма на пломбировочной мастике

Программное обеспечение

Калибраторы имеют внутреннее программное обеспечение (далее по тексту - ПО) с идентификационными данными, приведенными в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ЭЛМЕТРО-ПКМ	ЭЛМЕТРО-ПКМ-А, ЭЛМЕТРО-ПКМ-Б
Идентификационное наименование ПО	—	
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.X.X	5.X.X
Цифровой идентификатор ПО	0x2F78	0x2CDA

В калибраторах отсутствует возможность внесения изменений (преднамеренных или непреднамеренных) во внутреннее ПО посредством внешних интерфейсов или человеко-машинного интерфейса калибраторов.

Защита калибраторов от преднамеренного изменения ПО через внутренний интерфейс (вскрытие калибраторов) обеспечивается пломбированием корпуса калибраторов.

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики представлены в таблицах 2 - 5.

Таблица 2 – Метрологические характеристики калибраторов при измерении (воспроизведении) силы и напряжения постоянного тока, измерении электрического сопротивления постоянному току, измерении (воспроизведении) частоты

Функция	Диапазон	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности ^{1), 2)}		
		ЭЛМЕТРО-ПКМ	ЭЛМЕТРО-ПКМ-А	ЭЛМЕТРО-ПКМ-Б
Измерение силы постоянного тока	от -22 до +22 мА	$\pm(0,0001 \cdot TB + 0,3 \text{ мкА})$	$\pm(0,000075 \cdot TB + 1 \text{ мкА})$	$\pm(0,00015 \cdot TB + 1 \text{ мкА})$
Воспроизведение силы постоянного тока	от 0 до 25 мА			
Измерение напряжения постоянного тока	от -100 до +100 мВ	$\pm(0,00006 \cdot TB + 3 \text{ мкВ})$	$\pm(0,000075 \cdot TB + 5 \text{ мкВ})$	$\pm(0,00015 \cdot TB + 5 \text{ мкВ})$
	от -1 до +1 В	$\pm(0,00006 \cdot TB + 0,03 \text{ мВ})$	$\pm(0,000075 \cdot TB + 0,05 \text{ мВ})$	$\pm(0,00015 \cdot TB + 0,05 \text{ мВ})$
	от -10 до +10 В	$\pm(0,0002 \cdot TB + 0,5 \text{ мВ})$	$\pm(0,000075 \cdot TB + 0,55 \text{ мВ})$	$\pm(0,00015 \cdot TB + 0,55 \text{ мВ})$
	от -50 до +50 В	$\pm(0,001 \cdot TB + 10 \text{ мВ})$	функция отсутствует	
Воспроизведение напряжения постоянного тока	от 0 до 100 мВ	$\pm(0,00006 \cdot TB + 3 \text{ мкВ})$	$\pm(0,000075 \cdot TB + 5 \text{ мкВ})$	$\pm(0,00015 \cdot TB + 5 \text{ мкВ})$
	от 0 до 1 В	$\pm(0,00006 \cdot TB + 0,015 \text{ мВ})$	$\pm(0,000075 \cdot TB + 0,05 \text{ мВ})$	$\pm(0,00015 \cdot TB + 0,05 \text{ мВ})$
	от 0 до 5 В	функция отсутствует	$\pm(0,000075 \cdot TB + 0,25 \text{ мВ})$	$\pm(0,00015 \cdot TB + 0,25 \text{ мВ})$
	от 0 до 11 В	$\pm(0,0002 \cdot TB + 0,14 \text{ мВ})$	функция отсутствует	
Измерение электрического сопротивления постоянному току	от 0 до 400 Ом	$\pm(0,000075 \cdot TB + 0,01 \text{ Ом})$	$\pm(0,000075 \cdot TB + 0,01 \text{ Ом})$	$\pm(0,00015 \cdot TB + 0,02 \text{ Ом})$
	от 0 до 2 кОм	$\pm(0,000075 \cdot TB + 0,05 \text{ Ом})$	$\pm(0,000075 \cdot TB + 0,05 \text{ Ом})$	$\pm(0,00015 \cdot TB + 0,1 \text{ Ом})$
Воспроизведение сопротивления постоянному току	от 0 до 400 Ом	$\pm(0,000075 \cdot TB + 0,01 \text{ Ом})$	$\pm(0,000075 \cdot TB + 0,01 \text{ Ом})$	$\pm(0,00015 \cdot TB + 0,02 \text{ Ом})$
	от 0 до 2 кОм	$\pm(0,000075 \cdot TB + 0,05 \text{ Ом})$	$\pm(0,000075 \cdot TB + 0,05 \text{ Ом})$	$\pm(0,00015 \cdot TB + 0,1 \text{ Ом})$
Измерение частоты	от 0,01 Гц до 15 кГц	$\pm 0,0001 \cdot TB $	функция отсутствует	
Воспроизведение частоты	от 0,01 Гц до 15 кГц	$\pm 0,00015 \cdot TB $		
Примечания				
¹⁾ ТВ – текущее значение измеряемой (воспроизводимой величины);				
²⁾ в диапазоне температуры от +15 °С до +35 °С включ., включая дрейф показаний в течение 1 года.				

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности в диапазоне температуры от 0 °С до плюс 15 °С не включительно и свыше плюс 35 °С до плюс 50 °С включительно не превышают пределов основной абсолютной погрешности на каждые 10 °С.

Таблица 3 – Метрологические характеристики калибраторов при преобразовании и воспроизведении (имитации) сигналов ТП

Тип ТП ¹⁾	Диапазон, °С	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности ^{2), 3) 4)} , °С		
		ЭЛМЕТРО-ПКМ	ЭЛМЕТРО-ПКМ-А	ЭЛМЕТРО-ПКМ-Б
R (ПП)	от -50 до +200 включ.	$\pm(0,75-0,002 \cdot t)$	$\pm(1,2-0,003 \cdot t)$	
	св. +200 до +1768	$\pm 0,35$	$\pm 0,6$	
S (ПП)	от -50 до +200 включ.	$\pm(0,7-0,0015 \cdot t)$	$\pm(1,2-0,003 \cdot t)$	
	св.+200 до +1768	$\pm 0,4$	$\pm(0,6-0,0001 \cdot t)$	$\pm(0,6+0,0001 \cdot t)$
B (ПР)	от +250 до +600 включ.	$\pm(1,7-0,002 \cdot t)$	$\pm(2,7-0,003 \cdot t)$	
	св.+600 до +1820	$\pm(0,6-0,00015 \cdot t)$	$\pm(1,05-0,00025 \cdot t)$	
N (НН)	от -200 до 0 включ.	$\pm(0,15-0,0012 \cdot t)$	$\pm(0,2-0,002 \cdot t)$	
	св.0 до +1300	$\pm(0,15+0,0001 \cdot t)$	$\pm(0,2+0,0001 \cdot t)$	
K (ХА)	от -200 до 0 включ.	$\pm(0,15-0,001 \cdot t)$		$\pm(0,2-0,0015 \cdot t)$
	св.0 до +1372	$\pm(0,15+0,0001 \cdot t)$		$\pm(0,2+0,0002 \cdot t)$
М (ТМК)	от -200 до -100 включ.	$\pm(-0,05-0,0015 \cdot t)$	$\pm(-0,15-0,003 \cdot t)$	
	св.-100 до +100	$\pm 0,1$	$\pm 0,15$	
Т (МК)	от - 200 до 0 включ.	$\pm(0,1-0,0015 \cdot t)$	$\pm(0,15-0,002 \cdot t)$	
	св. 0 до +400	$\pm(0,1+0,0002 \cdot t)$	$\pm(0,15+0,0002 \cdot t)$	
J (ЖК)	от - 210 до -50 включ.	$\pm(0,08-0,001 \cdot t)$		$\pm(0,1-0,0015 \cdot t)$
	св. -50 до +1200	$\pm(0,13+0,00005 \cdot t)$		$\pm(0,18+0,0001 \cdot t)$
E (ХКн)	от - 200 до 0 включ.	$\pm(0,08-0,001 \cdot t)$	$\pm(0,12-0,001 \cdot t)$	
	св. 0 до +1000	$\pm(0,08+0,0001 \cdot t)$	$\pm(0,12+0,00015 \cdot t)$	
L (ХК)	от - 200 до 0 включ.	$\pm(0,07-0,001 \cdot t)$	$\pm(0,1-0,001 \cdot t)$	
	св. 0 до +800	$\pm(0,07+0,0001 \cdot t)$	$\pm(0,1+0,00015 \cdot t)$	
А-1 (ВР)	от 0 до +120 включ.	$\pm(1,2-0,006 \cdot t)$	$\pm(1,4-0,006 \cdot t)$	$\pm(1,5-0,006 \cdot t)$
	св. 120 до +1700 включ.	$\pm 0,5$	$\pm 0,7$	$\pm 0,8$
	св. +1700 до +2460 включ.	$\pm(0,0007 \cdot t-0,68)$	$\pm(0,0008 \cdot t-0,65)$	$\pm(0,0012 \cdot t-1,25)$
	св. +2460 до +2500	$\pm(0,015 \cdot t-35,8)$	$\pm(0,015 \cdot t-35,6)$	$\pm(0,015 \cdot t-35,2)$
А-2 (ВР)	от 0 до +100 включ.	$\pm(1,3-0,008 \cdot t)$	$\pm(1,5-0,008 \cdot t)$	$\pm(1,5-0,007 \cdot t)$
	от +100 до +1650 включ.	$\pm 0,5$	$\pm 0,7$	$\pm 0,8$
	св. +1650 до +1800	$\pm(0,002 \cdot t-2,8)$	$\pm(0,002 \cdot t-2,6)$	$\pm(0,0025 \cdot t-3,3)$
А-3 (ВР)	от 0 до +100 включ.	$\pm(1,15-0,007 \cdot t)$	$\pm(1,2-0,006 \cdot t)$	$\pm(1,2-0,007 \cdot t)$
	св. +100 до +1650 включ.	$\pm 0,45$	$\pm 0,65$	$\pm(0,6+0,00012 \cdot t)$
	св. +1650 до +1800	$\pm(0,002 \cdot t-2,85)$	$\pm(0,002 \cdot t-2,65)$	$\pm(0,002 \cdot t-2,5)$

Примечания

¹⁾ калибраторы преобразуют и воспроизводят (имитируют) выходные сигналы термодатчиков с преобразованием значений ТЭДС в значения температуры согласно НСХ по ГОСТ Р 8.585 – 2001

²⁾ относительно НСХ, значения погрешностей указаны без учета влияния ТЭДС, вызванной подключением к свободным концам термодатчиков.

³⁾ в диапазоне температуры от +15 °С до +35 °С включ., цена младшего разряда 0,01 °С;

⁴⁾ t – измеренное (воспроизведенное) значение температуры, °С

Пределы допускаемой абсолютной погрешности компенсации значения термо-ЭДС, вызванной подключением к свободным концам ТП составляют $\pm 0,3$ °С при использовании кабель-адаптера КТП из комплекта поставки калибратора.

Пределы допускаемой дополнительной погрешности в диапазоне температуры от 0 °С до плюс 15 °С не включительно и свыше плюс 35 °С до плюс 50 °С включительно не превышают пределов основной абсолютной погрешности на каждые 10 °С.

Таблица 4 – Метрологические характеристики калибраторов при преобразовании и воспроизведении (имитации) сигналов термопреобразователей сопротивления

НСХ ТС ¹⁾	α , °С ⁻¹	Диапазон, °С ⁵⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности ²⁾ , °С		
			ЭЛМЕТРО-ПКМ	ЭЛМЕТРО-ПКМ-А	ЭЛМЕТРО-ПКМ-Б
46П ³⁾	$W_{100} = 1,3910$	от -200 до +650	$\pm(0,06+2,3 \cdot 10^{-5} \cdot t)$	$\pm 0,15$	$\pm 0,2$
50П	0,00391	от -200 до +850	$\pm(0,05+2,3 \cdot 10^{-5} \cdot t)$	$\pm(0,08+1,1 \cdot 10^{-4} \cdot t)$	$\pm(0,15+2,2 \cdot 10^{-4} \cdot t)$
100П			$\pm(0,03+1,2 \cdot 10^{-5} \cdot t)$	$\pm(0,05+1 \cdot 10^{-4} \cdot t)$	$\pm(0,1+2 \cdot 10^{-4} \cdot t)$
200П			$\pm(0,07+2,5 \cdot 10^{-5} \cdot t)$	$\pm(0,09+1,2 \cdot 10^{-4} \cdot t)$	$\pm(0,16+2,5 \cdot 10^{-4} \cdot t)$
500П			$\pm(0,03+1 \cdot 10^{-5} \cdot t)$	$\pm(0,05+1 \cdot 10^{-4} \cdot t)$	$\pm(0,1+2 \cdot 10^{-4} \cdot t)$
1000П		от -200 до +250	$\pm(0,01+0,5 \cdot 10^{-5} \cdot t)$	$\pm(0,04+0,9 \cdot 10^{-4} \cdot t)$	$\pm(0,07+1,8 \cdot 10^{-4} \cdot t)$
Pt 50	0,00385	от -200 до +850	$\pm(0,05+2,3 \cdot 10^{-5} \cdot t)$	$\pm(0,08+1,1 \cdot 10^{-4} \cdot t)$	$\pm(0,15+2,2 \cdot 10^{-4} \cdot t)$
Pt 100			$\pm(0,03+1,2 \cdot 10^{-5} \cdot t)$	$\pm(0,05+1 \cdot 10^{-4} \cdot t)$	$\pm(0,1+2 \cdot 10^{-4} \cdot t)$
Pt 200			$\pm(0,07+2,5 \cdot 10^{-5} \cdot t)$	$\pm(0,09+1,2 \cdot 10^{-4} \cdot t)$	$\pm(0,16+2,5 \cdot 10^{-4} \cdot t)$
Pt 500			$\pm(0,03+1 \cdot 10^{-5} \cdot t)$	$\pm(0,05+1 \cdot 10^{-4} \cdot t)$	$\pm(0,1+2 \cdot 10^{-4} \cdot t)$
Pt 1000		от -200 до +250	$\pm(0,01+0,5 \cdot 10^{-5} \cdot t)$	$\pm(0,04+0,9 \cdot 10^{-4} \cdot t)$	$\pm(0,07+1,7 \cdot 10^{-4} \cdot t)$
50М	0,00428	от -180 до +200	$\pm(0,07+0,8 \cdot 10^{-4} \cdot t)$	$\pm(0,07+0,8 \cdot 10^{-4} \cdot t)$	$\pm(0,13+1,5 \cdot 10^{-4} \cdot t)$
100М			$\pm(0,04+0,8 \cdot 10^{-4} \cdot t)$	$\pm(0,45+0,8 \cdot 10^{-4} \cdot t)$	$\pm(0,09+1,6 \cdot 10^{-4} \cdot t)$
Cu 50	0,00426	от -50 до +200	$\pm(0,07+0,75 \cdot 10^{-4} \cdot t)$	$\pm(0,07+0,75 \cdot 10^{-4} \cdot t)$	$\pm(0,13+1,5 \cdot 10^{-4} \cdot t)$
Cu 100			$\pm(0,04+0,75 \cdot 10^{-4} \cdot t)$	$\pm(0,04+0,75 \cdot 10^{-4} \cdot t)$	$\pm(0,08+1,5 \cdot 10^{-4} \cdot t)$
53М ⁴⁾		от -50 до +180	$\pm(0,07+0,75 \cdot 10^{-4} \cdot t)$	$\pm(0,07+0,75 \cdot 10^{-4} \cdot t)$	$\pm(0,13+1,5 \cdot 10^{-4} \cdot t)$
100Н	0,00617	от -60 до +180	$\pm 0,03$	$\pm 0,035$	$\pm 0,07$

Примечания

¹⁾ калибраторы преобразуют и имитируют выходные сигналы термопреобразователей сопротивления с преобразованием значений электрического сопротивления постоянному току в значения температуры согласно НСХ по ГОСТ 6651-2009;

²⁾ относительно НСХ, в диапазоне температуры от +15 °С до +35 °С включ.; пределы допускаемой дополнительной погрешности относительно НСХ в диапазоне температуры от 0 °С до +15 °С не включ. и свыше +35 °С до +50 °С включ. не превышают пределов основной абсолютной погрешности на каждые 10 °С;

³⁾ для термопреобразователей сопротивления, изготовленных в период действия по ГОСТ 6651-78 с НСХ Гр. 21;

⁴⁾ для термопреобразователей сопротивления, изготовленных в период действия по ГОСТ 6651-78 с НСХ Гр. 23;

⁵⁾ Цена младшего разряда 0,01 °С.

Таблица 5 – Технические характеристики калибраторов

Наименование характеристики	Значение
Диапазон отображения (установки) количества импульсов (только для исполнения ЭЛМЕТРО-ПКМ), имп.	от 0 до $2^{32} - 1$
Рабочие условия измерений: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность окружающего воздуха (при температуре +25 °C) без конденсации влаги, % – атмосферное давление, кПа (мм рт.ст.)	от 0 до +50 до 80 от 84 до 106,7 (от 630 до 800)
Степень защиты от воздействия пыли и воды по ГОСТ 14254-2015	IP54
Масса калибраторов, кг, не более	0,55
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более	210×110×50
Средняя наработка на отказ, ч	30 000
Средний срок службы, лет	8

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации типографским способом и на шильды приборов способом, обеспечивающим их сохранность в течение всего срока службы калибраторов.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность калибраторов

Наименование	Обозначение	Значение
Калибратор (электронный блок)	-	1 шт.
Блок питания от сети переменного тока 220В, 50Гц	-	1 шт.
Комплект сигнальных электрических кабелей	-	1 комплект
Термозонд для измерения температуры	-	1 шт.
Кабель-адаптер КТП для подключения термоэлектрических проводов	-	1 шт. (опция)
Адаптер для связи с ПК	-	1 шт. (опция)
Аккумулятор (NiCd, NiMH – типоразмер AA)	-	4 шт.
Сумка	-	1 шт.
Паспорт	АМПД.411182.146 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	АМПД.411182.146 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе АМПД.411182.146 РЭ «Калибраторы многофункциональные портативные ЭЛМЕТРО-ПКМ. Руководство по эксплуатации», подраздел 1.4 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

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

ГОСТ 14014-91 Приборы и преобразователи измерительные цифровые напряжения, тока, сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний;

АМПД.411182.146ТУ «Калибраторы многофункциональные портативные ЭЛМЕТРО-ПКМ. Технические условия».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭлМетро Групп»
(ООО «ЭлМетро Групп»)
ИНН 7448092141
Адрес: 454106, г. Челябинск, ул. Неглиная, д. 21, помещ. 106
Телефон: +7 (351) 793-80-28
Факс: +7 (351) 793-56-47
Web-сайт: www.elmetro.ru
E-mail: info@elmetro.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)
Адрес: 117546, г. Москва, Харьковский пр-д, д. 2, эт. 2, помещ. I, ком. 35, 36
Телефон: +7 (495) 278-02-48
E-mail: info@ic-rm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311390.

в части вносимых изменений

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: (495) 437-55-77
Факс: (495) 430-57-25
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2024 г. № 1641

Регистрационный № 89883-23

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОЭСК» 1-я очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОЭСК» 1-я очередь (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), 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) «Энфорс», 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 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.

Дополнительно 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).

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

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

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

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера не менее ± 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. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» 1-я очередь наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Энфорс». ПО «Энфорс» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПО «Энфорс» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимая часть ПО «Энфорс» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Энфорс»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	remote_procedures.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО	2d4e07dccbe68518923be6dda05e4c41
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускаемой основной относительной погрешности (±δ), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 35 кВ Красно-каменная, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 16, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 800/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G5 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,7
2	ПС 35 кВ Красно-каменная, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 30, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 800/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G5 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,7
3	ТП-2 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону РУ-0,4 кВ АВК	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 150/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80589-20			Активная	1,0	3,2
							Реактивная	2,1	5,6
4	ПС 35 кВ Красно-каменная, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 14, КЛ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G5 Кл. т. 05S/1,0 Рег. № 75755-19			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 35 кВ Красно-каменская, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 35, КЛ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 69607-17 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G5 Зав. № 48529670 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,7
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 силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8$ инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	5
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °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 $U_{ном}$ сила тока, % 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 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от 0 до +35 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 УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	320000 2 180000 2 50000 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	170 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.

В журналах событий фиксируются факты:

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

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

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

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

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	4
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 236	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Формуляр	2023ОЭСК_Д0005.ФО с Изменением № 1	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» 1-я очередь», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Объединенная энергосбытовая компания» (ООО «ОЭСК»)

ИНН 7725427603

Юридический адрес: 141580, Московская обл., г.о. Солнечногорск, тер. Свободной Экономической Зоны Шерризон, административное здание 1, оф. 31

Телефон: (495) 234-25-50

Web-сайт: www.oesk.ru

E-mail: info@oesk.ru

Изготовитель

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

ИНН 7722771911

Адрес: 111116, г. Москва, ул. Лефортовский Вал, д. 7Г, стр. 5

Телефон: (916) 603-83-82

Web-сайт: www.energoagent.com

E-mail: mail@energoagent.com

Испытательный центр

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

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2024 г. № 1641

Регистрационный № 80491-20

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

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

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

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

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

Сервер осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами ОРЭМ и с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе АО «АТС» и прочими заинтересованными организациями. Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов установленных форматов, в том числе заверенных электронно-цифровой подписью.

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 шкалы времени сервера со шкалой времени УСВ осуществляется во время сеанса связи. При расхождении ± 1 с и более сервер производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера более ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Нестле» наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

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

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 силы тока 2 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
4. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	4
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % 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 $U_{ном}$ сила тока, % 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 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +15 до +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: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 45000 2 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 40

Продолжение таблицы 3

1	2
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	4
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	—	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	ЭНПР.411711.046.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
ИНН 5024145974
Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, оф. 19
Телефон: (495) 380-37-61
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Испытательный центр

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2024 г. № 1641

Регистрационный № 40562-09

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Осинниковский угольный разрез»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Осинниковский угольный разрез» предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами АО «УК «Кузбассразрезуголь», сбора, хранения и обработки полученной информации. Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления выработкой и потреблением электроэнергии.

Описание средства измерений

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

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленные на присоединениях, указанных в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сервер АИИС КУЭ с программным обеспечением (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналобразующую 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 кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. На основании средних значений мощности вычисляются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

Измеренные значения приращений активной и реактивной энергии на 30-минутных интервалах времени сохраняются в энергонезависимой памяти счетчиков электроэнергии с привязкой к шкале времени UTC (SU).

Сервер АИИС КУЭ при помощи ПО «АльфаЦЕНТР» автоматически с заданной периодичностью или по запросу опрашивает счетчики электрической энергии и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (перевод измеренных значений в именованные физические величины, умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Считывание сервером АИИС КУЭ данных из счетчиков электрической энергии осуществляется посредством локальной вычислительной сети предприятия. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием ноутбука через встроенный оптический порт счетчиков.

Сервер АИИС КУЭ ежедневно формирует и отправляет по основному каналу связи, организованному на базе сети интернет в виде сообщений электронной почты отчеты с результатами измерений на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

АРМ субъекта ОРЭМ осуществляет передачу данных (результатов измерений) прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности в виде электронного документа XML формата, заверенного электронно-цифровой подписью субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01 (рег.№ 49933-12), который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) и обеспечивает предоставление информации о текущем времени в протоколе NTP.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ с СТБ-01 осуществляется встроенным программным обеспечением сервера АИИС КУЭ каждый час, коррекция производится автоматически при отклонении шкалы времени сервера ИВК и СТБ-01 на величину равную или более 1 с. Сравнение показаний шкалы времени счетчика с сервером АИИС КУЭ осуществляется встроенным программным обеспечением по вычислительной сети (либо каналам связи GSM), во время сеанса связи со счетчиком, но не реже одного раза в сутки. Коррекция шкалы времени счетчика производится при расхождении со шкалой времени сервера ИВК на величину равной или более 1 с.

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

АИИС КУЭ присвоен заводской номер ЭПК110/06-1.010. Заводской номер АИИС КУЭ наносится типографским способом на этикетку, которая располагается на корпусе сервера ИВК и в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, приведенные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и основные метрологические характеристики

Номер ИИК	Наименование объекта учета	Средство измерений		Источник точного времени	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Вид СИ	Тип, метрологические характеристики			Границы интервала основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы интервала погрешности, в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	6	7	8	9
01	ПС 110 кВ Кедровая, РУ-6 кВ, яч. 7, ф. 6-41-7р	ТТ	ТЛМ-10 400/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 2473-69	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,2 5,1
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
02	ПС 110 кВ Кедровая, РУ-6 кВ, яч. 8, ф. 6-41-8р	ТТ	ТЛМ-10 400/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 2473-69	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06		Реактивная	2,7	5,1
03	ПС 110 кВ Кедровая, РУ-6 кВ, яч. 13, ф. 6-41-13р	ТТ	ТЛМ-10 400/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 2473-69		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06		Реактивная	2,7	5,1
04	ПС 110 кВ Кедровая, РУ-6 кВ, яч. 14, ф. 6-41-14р	ТТ	ТЛМ-10 400/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 2473-69		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06		Реактивная	2,7	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
05	ПС 110 кВ Кедровая, РУ-6 кВ, яч. 16, ф. 6-41-16р	ТТ	ТЛМ-10 400/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 2473-69	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,1
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
06	ПС 35 кВ Рябиновая, РУ-6 кВ, яч. 21, Ввод 6 кВ Т-1	ТТ	ТШЛ-СЭЩ 1500/5; кл.т. 0,5S Рег.№ 51624-12		Активная	1,1	3,0
		ТН	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег.№ 54371-13		Реактивная	2,7	5,1
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-11				
07	ПС 35 кВ Рябиновая, РУ-6 кВ, яч. 26, Ввод 6 кВ Т-2	ТТ	ТШЛ-СЭЩ 1500/5; кл.т. 0,5S Рег.№ 51624-12		Активная	1,1	3,0
		ТН	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег.№ 54371-13		Реактивная	2,7	5,1
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-11				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
08	ПС 35 кВ Рябиновая, РУ-6 кВ, яч. 28	ТТ	ТОЛ-СЭЩ 400/5; кл.т. 0,5S Рег.№ 51623-12	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,0
		ТН	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; кл.т. 0,5 Рег.№ 54371-13		Реактивная	2,7	5,1
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-11				
09	ПС 35 кВ Рябиновая, РУ СН-1 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-6-1	ТТ	ТОП 150/5; кл.т. 0,5S Рег.№ 47959-11		Активная	1,0	2,4
		ТН	-		Реактивная	2,3	3,8
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-11				
10	ПС 35 кВ Рябиновая, РУ СН-2 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-6-2	ТТ	ТОП 150/5; кл.т. 0,5S Рег.№ 47959-11		Активная	1,0	2,4
		ТН	-		Реактивная	2,3	3,8
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-11				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
11	ПС 35 кВ Юрково, РУ-6 кВ, яч. 1, ф. 6-11-1	ТТ	ТШ-ЭК-0,66 300/5; кл.т. 0,5S Рег.№ 59785-15	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,0
		ТН	I-TOR 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег.№ 68618-17				
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17		Реактивная	2,7	5,1
12	ПС 35 кВ Юрково, РУ-6 кВ, яч. 2, ф. 6-11-2	ТТ	ТШ-ЭК-0,66 300/5; кл.т. 0,5S Рег.№ 59785-15		Активная	1,1	3,0
		ТН	I-TOR 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег.№ 68618-17				
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17		Реактивная	2,7	5,1
13	ПС 35 кВ Юрково, РУ-6 кВ, яч. 3, ф. 6-11-3	ТТ	ТШ-ЭК-0,66 300/5; кл.т. 0,5S Рег.№ 59785-15		Активная	1,1	3,0
		ТН	I-TOR 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег.№ 68618-17				
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17		Реактивная	2,7	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
14	ПС 35 кВ Юрково, РУ-6 кВ, яч. 4, ф. 6-11-4	ТТ	ТШ-ЭК-0,66 300/5; кл.т. 0,5S Рег.№ 59785-15	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,0
		ТН	I-TOR 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег.№ 68618-17				
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17		Реактивная	2,7	5,1
15	ПС 35 кВ Юрково, РУ-6 кВ, яч. 5, ф. 6-11-5	ТТ	ТШ-ЭК-0,66 300/5; кл.т. 0,5S Рег.№ 59785-15		Активная	1,1	3,0
		ТН	I-TOR 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег.№ 68618-17				
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17		Реактивная	2,7	5,1
16	ПС 35 кВ Юрково, РУ-6 кВ, яч. 13, ф. 6-11-6	ТТ	ТШ-ЭК-0,66 300/5; кл.т. 0,5S Рег.№ 59785-15		Активная	1,1	3,0
		ТН	I-TOR 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег.№ 68618-17				
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17		Реактивная	2,7	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
17	ПС 35 кВ Юрково, РУ-6 кВ, яч. 14, ф. 6-11-7	ТТ	ТШ-ЭК-0,66 300/5; кл.т. 0,5S Рег.№ 59785-15	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,0
		ТН	I-TOR 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег.№ 68618-17				
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17		Реактивная	2,7	5,1
18	ПС 35 кВ Юрково, РУ-6 кВ, яч. 15, ф. 6-11-8	ТТ	ТШ-ЭК-0,66 300/5; кл.т. 0,5S Рег.№ 59785-15		Активная	1,1	3,0
		ТН	I-TOR 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег.№ 68618-17				
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17		Реактивная	2,7	5,1
19	ПС 35 кВ Юрково, РУ-6 кВ, яч. 16, ф. 6-11-9	ТТ	ТШ-ЭК-0,66 300/5; кл.т. 0,5S Рег.№ 59785-15		Активная	1,1	3,0
		ТН	I-TOR 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег.№ 68618-17				
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17		Реактивная	2,7	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
20	ПС 35 кВ Юрково, РУ-6 кВ, яч. 17, ф. 6-11-10	ТТ	ТШ-ЭК-0,66 300/5; кл.т. 0,5S Рег.№ 59785-15	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная Реактивная	1,1	3,0
		ТН	I-TOR 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег.№ 68618-17			2,7	5,1
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17				

Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной 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 минут.
- 3 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 метрологических характеристик.
- 4 Допускается замена источника точного времени на аналогичные утвержденных типов.
- 5 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 6 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.
- 7 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 технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	20
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды °С: - для счетчиков электроэнергии:	от 99 до 101 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$: - для ИК № 1-5 - для ИК № 6-20 - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для СТВ-01 - для сервера	от 90 до 110 от 5 до 120 от 2 до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +70 от +15 до +25 от +15 до +25 от +15 до +20
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: <u>Электросчетчики Альфа А1800:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, <u>Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, <u>СТВ-01:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее, - среднее время восстановления работоспособности, ч, <u>Сервер:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч,	120 000 2 220 000 2 100 000 2 80 000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики Альфа А1800, СЭТ-4ТМ.03М: - тридцатиминутный профиль нагрузки каждого массива, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	113,7 3,5

Надежность системных решений:

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

журнал счётчика:

- параметрирование;
- пропадание напряжения;
- коррекции времени в счётчике;
- пропадание напряжения пофазно.

журнал сервера:

- параметрирование;
- замены счетчиков;
- пропадание напряжения;
- коррекция времени.

Защищённость применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера.

наличие защиты информации на программном уровне при хранении, передаче, параметрировании:

- пароль на счётчике электрической энергии;
- пароль на сервере, АРМ.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- АРМ (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ способом цифровой печати.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт./экз.
1	2	3
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ	6
Устройства измерения напряжения в высоковольтной сети	I-TOR	6
Измерительный трансформатор тока	ТЛМ-10	10
Измерительный трансформатор тока	ТШЛ-СЭЩ	4
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Измерительный трансформатор тока	ТОП	6
Измерительный трансформатор тока	ТШ-ЭК-0,66	30
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	Альфа А1800	10
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	10
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Сервер АИИС КУЭ	-	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Паспорт-формуляр	ЭПК110/06-1.010.ФО.4	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Осинниковский угольный разрез» аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 16.02.2016.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Энергопромышленная компания» (ЗАО «ЭПК»)
ИНН 6661105959
Адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, д. 96-В
Телефон: +7 (343) 251 19 96
E-mail: eic@eic.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: (495) 437-55-77
Факс: (495) 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2024 г. № 1641

Регистрационный № 75602-19

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Автоводской ТЭЦ (ТЭЦ-15) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Автоводской ТЭЦ (ТЭЦ-15) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для автоматического измерения активной и реактивной электрической энергии, 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, двухуровневую 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 электроэнергии (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 (розничного) рынка электроэнергии в XML или собственном формате с применением ЭЦП или без неё;

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), измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) и многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики). Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

2-й уровень — информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) - технические средства для организации локальной вычислительной сети и программно-технический комплекс (далее - ПТК) АИИС КУЭ, включающий аппаратные средства и программное обеспечение (далее - ПО) для обеспечения функции хранения результатов измерений (далее - сервер БД) и программное обеспечение для сбора и доступа к данным, их конфигурации и формирования автоматизированных рабочих мест (далее - АРМ).

ПТК АИИС КУЭ развёрнут в центре обработки данных (далее - ЦОД) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1». АРМы развёрнуты в ЦОД и на рабочих местах специалистов.

На первом уровне первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы, которые по вторичным цепям поступают на соответствующие входы электронных счетчиков электрической энергии (измерительный канал (далее - ИК)). Измеренная электрическая энергия за интервал времени 30 мин записывается в энергонезависимую память счетчика.

На втором уровне происходит: настройка параметров ИВК;
сбор данных из памяти счетчиков в БД; хранение данных в БД;
формирование справочных и отчетных документов;
передача информации смежным субъектам электроэнергетики - участникам оптового рынка электрической энергии и мощности и в программно-аппаратный комплекс коммерческого оператора (ПАК КО);
настройка, диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
поддержание точного времени в системе.

ПТК АИИС КУЭ производит сбор данных из памяти счётчиков электроэнергии и их хранение в БД, обработку, отображение, подготовку отчётных документов, а также формирование и передачу информации в виде утверждённых макетов в ПАК КО и другим участникам энергосистемы в рамках согласованных регламентов. ПТК имеет возможность двунаправленного обмена данными с другими ПТК как макетами утверждённых форм, так и данными в собственном формате. Отправка данных по электронной почте в XML-формате возможна с ЭЦП и без неё.

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда) на всех компонентах и уровнях системы.

Для поддержания единого времени в АИИС КУЭ используется шкала времени устройства синхронизации частоты и времени Метроном версии 1000 (далее – УСВ). ПТК АИИС КУЭ не менее одного раза в сутки синхронизирует часы с сервером времени при расхождении более чем на ± 2 с. (настраиваемый параметр). ПТК АИИС КУЭ синхронизирует часы счётчиков при сеансах связи при расхождении времени более чем на ± 2 с. (настраиваемый параметр).

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счётчиков и сервера БД.

Журналы событий счётчиков электрической энергии и сервера БД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счётчиков и сервера в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера ИВК, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте.

Заводской номер АИИС КУЭ: 115.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера». ПО ПК «Энергосфера» используется при учёте электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учёта и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии. Идентификационные данные ПК «Энергосфера» указаны в таблице 1.

ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
ОС MS Windows	
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b (для 32-разрядного сервера опроса), 6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93 (для 64-разрядного сервера опроса)
Linux-подобные ОС	
Идентификационное наименование ПО	libpso_metr.so
Цифровой идентификатор ПО	01e3eae897f3ce5aa58ff2ea6b948061

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

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ
1		2	3	4	5
ИК 001	Г-1	IGDW, К _{ТТ} =4000/5; Кл.т. 0,2S; Рег. № 38611-08	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, К _{ТН} =6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Кл.т. 0,2S/0,5; Рег. № 31857-11	Метроном версии 1000, Рег. № 56465-14
ИК 002	Г-2	IGDW, К _{ТТ} =4000/5; Кл.т. 0,2S; Рег. № 38611-08	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, К _{ТН} =6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Кл.т. 0,2S/0,5; Рег. № 31857-11	
ИК 003	Г-3	IGDW, К _{ТТ} =4000/5; Кл.т. 0,2S; Рег. № 38611-08	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, К _{ТН} =6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Кл.т. 0,2S/0,5; Рег. № 31857-11	
ИК 006	Г-6	ТШЛ-20К, К _{ТТ} =10000/5; Кл.т. 0,2S; Рег. № 68184-17	ЗНОЛ-ЭК, К _{ТН} =10000/√3 / 100/√3; Кл.т. 0,2; Рег. № 68841-17	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Кл.т. 0,2S/0,5; Рег. № 31857-20	
ИК 007	Г-7	BDG 072A1, К _{ТТ} =10000/5; Кл.т. 0,2S; Рег. № 48214-11	ТЈС 6.0-G, К _{ТН} =10000/√3 / 100/√3; Кл.т. 0,2; Рег. № 66885-17	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Кл.т. 0,2S/0,5; Рег. № 31857-11	
ИК 020	ОВ-2	TG 145 N1, К _{ТТ} =750/5; Кл.т. 0,2S; Рег. № 30489-09	НАМИ-110 УХЛ1, К _{ТН} =110000/√3 / 100/√3; Кл.т. 0,2; Рег. № 24218-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
ИК 021	ККИР-3	ВСТ, К _{ТТ} =600/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 17869-10	ЗНОЛ-ЭК, К _{ТН} =35000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$; Кл.т. 0,2; Рег. № 68841-17	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	Метроном версии 1000, Рег. № 56465-14
ИК 022	ККИР-4	ВСТ, К _{ТТ} =600/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 17869-10	ЗНОЛ-ЭК, К _{ТН} =35000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$; Кл.т. 0,2; Рег. № 68841-17	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	
ИК 023	Т-1	ТГФМ-110 П*, К _{ТТ} =800/5; Кл.т. 0,2S; Рег. № 36672-08	НАМИ-110 УХЛ1, К _{ТН} =110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$; Кл.т. 0,2; Рег. № 24218-08	A1802RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,2S/0,5; Рег. № 31857-11	
ИК 025	Т-2	ТГФМ-110 П*, К _{ТТ} =800/5; Кл.т. 0,2S; Рег. № 36672-08	НАМИ-110 УХЛ1, К _{ТН} =110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$; Кл.т. 0,2; Рег. № 24218-08	A1802RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,2S/0,5; Рег. № 31857-11	
ИК 027	Т-3	ТГФМ-110 П*, К _{ТТ} =1500/5; Кл.т. 0,2S; Рег. № 36672-08	НАМИ-110 УХЛ1, К _{ТН} =110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$; Кл.т. 0,2; Рег. № 24218-08	A1802RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,2S/0,5; Рег. № 31857-11	
ИК 028	Т-4	ТГФМ-110 П*, К _{ТТ} =1500/5; Кл.т. 0,2S; Рег. № 36672-08	НАМИ-110 УХЛ1, К _{ТН} =110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$; Кл.т. 0,2; Рег. № 24218-08	A1802RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,2S/0,5; Рег. № 31857-11	
ИК 030	Т-5	ТГФМ-110 П*, К _{ТТ} =800/5; Кл.т. 0,2S; Рег. № 36672-08	НАМИ-110 УХЛ1, К _{ТН} =110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$; Кл.т. 0,2; Рег. № 24218-08	A1802RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,2S/0,5; Рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
ИК 031	Т-6	ТГФМ-110 П*, К _{ТТ} =800/5; Кл.т. 0,2S; Рег. № 36672-08	НАМИ-110 УХЛ1, К _{ТН} =110000/√3 / 100/√3; Кл.т. 0,2; Рег. № 24218-08	A1802RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,2S/0,5; Рег. № 31857-11	Метроном версии 1000, Рег. № 56465-14
ИК 032	Т-7	ТГФМ-110 П*, К _{ТТ} =800/5; Кл.т. 0,2S; Рег. № 36672-08	НАМИ-110 УХЛ1, К _{ТН} =110000/√3 / 100/√3; Кл.т. 0,2; Рег. № 24218-08	A1802RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,2S/0,5; Рег. № 31857-11	
ИК 043	Т-1	ТЛП-10-1, К _{ТТ} =4000/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 30709-11	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, К _{ТН} =6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-06	
ИК 044	Т-2	ТЛП-10-1, К _{ТТ} =4000/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 30709-11	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, К _{ТН} =6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-06	
ИК 045	Т-3	ТЛП-10-1, К _{ТТ} =4000/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 30709-08	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, К _{ТН} =6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-06	
ИК 049	ФСН-1	ТЛП-10-1, К _{ТТ} =1000/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 30709-11	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, К _{ТН} =6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-06	
ИК 050	ФСН-2	ТЛП-10-1, К _{ТТ} =1000/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 30709-07	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, К _{ТН} =6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-06	
ИК 051	ФСН-3	ТЛП-10-1, К _{ТТ} =1000/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 30709-07	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, К _{ТН} =6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
ИК 052	ФСН-4	ТЛП-10-1, Ктт=1000/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 30709-07	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, Ктн=6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000, Рег. № 56465-14
ИК 053	ФСН-5	ТЛП-10-1, Ктт=1000/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 30709-07	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, Ктн=6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-06	
ИК 054	ФСН-10	ТЛП-10-1, Ктт=1500/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 30709-07	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, Ктн=6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-06	
ИК 055	ФСН-20	ТЛП-10-1, Ктт=1500/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 30709-07	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, Ктн=6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-06	
ИК 056	ФСН-30	ТЛП-10-1, Ктт=1500/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 30709-07	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, Ктн=6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-06	
ИК 057	Г-15-10	ТЛП-10-2, Ктт=600/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 30709-11	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, Ктн=6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	
ИК 058	Г-15- 38/138	ТЛО-10, Ктт=600/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 25433-11	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, Ктн=6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	
ИК 059	Г-15-39	ТЛО-10, Ктт=300/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 25433-07	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, Ктн=6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	
ИК 060	Г-15-139	ТЛО-10, Ктт=300/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 25433-07	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, Ктн=6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
ИК 061	Г-15-41/141	ТЛО-10, Ктт=600/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 25433-11	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, Ктн=6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	Метроном версии 1000, Рег. № 56465-14
ИК 062	Г-15-44/144	ТЛО-10, Ктт=600/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 25433-11	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, Ктн=6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	
ИК 063	Г-15-46	ТЛО-10, Ктт=400/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 25433-07	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, Ктн=6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	
ИК 064	Г-15-56	ТЛО-10, Ктт=300/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 25433-07	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, Ктн=6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	
ИК 065	Г-15-156	ТЛО-10, Ктт=300/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 25433-07	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, Ктн=6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	
ИК 066	Г-15-61	ТЛО-10, Ктт=300/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 25433-07	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, Ктн=6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	
ИК 067	Г-15-161	ТЛО-10, Ктт=300/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 25433-07	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, Ктн=6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	
ИК 068	Г-15-66	ТЛО-10, Ктт=600/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 25433-11	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, Ктн=6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	
ИК 069	Г-15-67	ТЛО-10, Ктт=300/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 25433-07	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, Ктн=6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
ИК 070	Г-15-167	ТЛО-10, К _{ТТ} =300/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 25433-07	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, К _{ТН} =6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	Метроном версии 1000, Рег. № 56465-14
ИК 071	Г-15-71	ТЛО-10, К _{ТТ} =600/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 25433-11	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, К _{ТН} =6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	
ИК 072	ФГ 15- 45/145	ТОЛ К _{ТТ} =600/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 47959-16	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, К _{ТН} =6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	
ИК 073	ФГ 15- 08/108 /208	ТЛО-10 К _{ТТ} =600/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 25433-11	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, К _{ТН} =6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	
ИК 074	ФГ-15- 18/118 /218	ТЛО-10 К _{ТТ} =600/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 25433-11	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, К _{ТН} =6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	
ИК 075	ФГ-15- 64/164	ТЛО-10 К _{ТТ} =600/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 25433-11	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, К _{ТН} =6000/100; Кл.т. 0,2; Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB- DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	

Примечание:

1. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведенных в настоящей таблице, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик, указанных в таблице 3.
2. Допускается замена сервера синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
3. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке, который хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, каких неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, %	Границы погрешности в рабочих условиях, %
001-003, 006, 007, 023, 025, 027, 028, 030-032	Активная	±0,9	±1,1
	Реактивная	±1,4	±2,0
020	Активная	±1,3	±1,8
	Реактивная	±1,9	±3,6
021, 022	Активная	±1,9	±2,3
	Реактивная	±2,9	±4,2
043-045, 049-075	Активная	±1,8	±2,2
	Реактивная	±2,7	±4,1
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU), (±Δ), с		±5	
Примечания:			
1. Характеристики погрешности ИИК даны для измерений электроэнергии за период 0,5 ч.			
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.			
3. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от I _{ном} , cos φ = 0,8 инд.			

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	45
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \phi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005, ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от 95 до 105 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,6 до 50,4 от -30 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 0,99 24
Глубина хранения информации счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;
стойкость к электромагнитным воздействиям;
ремонтопригодность;
программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
функция контроля процесса работы и средства диагностики системы;
резервирование электропитания оборудования системы;
резервирование каналов связи.

Регистрация событий:

журнал событий счетчика:

факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

журнал событий ИВК:

изменение значений результатов измерений;
изменение коэффициентов ТТ и ТН;
факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
пропадание питания;
замена счетчика;
полученные с уровня ИИК «Журналы событий» ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
электросчётчиков;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательных коробок.

Защита информации на программном уровне:

результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
пароля на доступ к счетчику;
ролей пользователей в ИВК.

Возможность коррекции времени в:

электросчетчиках (функция автоматизирована);
ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта АИИС КУЭ печатным способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ВСТ	6
Трансформатор тока	IGDW	9
Трансформатор тока	TG 145 N1	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110 П*	21
Трансформатор тока	ТЛО-10	51
Трансформатор тока	ТЛП-10-1	33
Трансформатор тока	ТЛП-10-2	3
Трансформатор тока	ТШЛ-20К	3
Трансформатор тока	BDG 072A1	3
Трансформатор тока	ТОЛ	3
Трансформатор напряжения	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	15
Трансформатор напряжения	TJS 6.0-G	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RALQ-P4GB-DW-4	12
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RALQ-P4GB-DW-4	33
Сервер синхронизации времени	Метроном версии 1000	2
Программное обеспечение	ПО ПК «Энергосфера»	1
Паспорт	ЭС-52-08/2023-15.ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Авто́вской ТЭЦ (ТЭЦ-15) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. 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 «ЭНЕРГОСЕРВИС»
(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)
ИНН 7802222000
Адрес: 196128, г. Санкт-Петербург, ул. Варшавская, д. 11, лит. А
Юридический адрес: 194156, г. Санкт-Петербург, пр. Б. Сампсониевский, д. 87, лит. А
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
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311484.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
ИНН 7722844084
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: info@sepenergo.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2024 г. № 1641

Регистрационный № 88328-23

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Шахтинская ГТЭС»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) Шахтинская ГТЭС, включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПО «Пирамида 2.0».

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

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

Передача информации производится через удаленный АРМ субъекта ОРЭМ или с сервера БД верхнего уровня системы в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде xml-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы по каналу связи с протоколом ТСП/IP сети Internet.

Сервер БД имеет возможность принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, и передавать всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ-3, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS).

УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Сравнение шкалы времени сервера БД со шкалой времени УСВ осуществляется во время сеанса связи с УСВ, каждый сеанс связи, но не реже 1 раза в сутки по протоколу МЭК 1162 (NMEA 0183). При наличии расхождения ± 1 с и более сервер БД производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера БД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. При наличии расхождения ± 2 с и более сервер БД производит синхронизацию шкалы времени счетчиков с собственной шкалой времени сервера БД.

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

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

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера БД, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ: 001

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2.0» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2.0».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование программного обеспечения	«Пирамида 2.0»
Номер версии ПО (идентификационный номер)	не ниже 10.9
Цифровой идентификатор	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Идентификационное наименование	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Идентификационное наименование	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Идентификационное наименование	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Идентификационное наименование	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Идентификационное наименование	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Идентификационное наименование	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Идентификационное наименование	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Идентификационное наименование	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Идентификационное наименование	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Идентификационное наименование	ValuesDataProcessing.dll
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «Пирамида 2.0» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	Шахтинская ГТЭС, ОРУ-110 кВ, яч.3, ВЛ 110 кВ ШГТЭС – Ш - 30	ТГФМ-110 П* Кл. т. 0,2S КТТ 600/1 Рег. № 36672-08	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,2	±2,5
2	Шахтинская ГТЭС, ОРУ-110 кВ, яч.6, ВЛ 110 кВ ШГТЭС - Ш-49 - Ш-6	ТГФМ-110 П* Кл. т. 0,2S КТТ 600/1 Рег. № 36672-08	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,2	±2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Шахтинская ГТЭС, ОРУ-110 кВ, яч.1, ВЛ 110 кВ ШГТЭС - Лесостепь	ТГФМ-110 II* Кл. т. 0,2S Ктт 600/1 Рег. № 36672-08	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,2	±2,5
4	Шахтинская ГТЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.2, ВЛ 35 кВ ШГТЭС - 207	ТЛК-35 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 10573-05	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,7
5	Шахтинская ГТЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.5, ВЛ 35 кВ ШГТЭС - 222	ТЛК-35 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 10573-05	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,7
6	Шахтинская ГТЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.8, ВЛ 35 кВ ШГТЭС - 204-II	ТЛК-35 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 10573-05	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	Шахтинская ГТЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.9, ВЛ 35 кВ ШГТЭС - 204-I	ТЛК-35 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 10573-05	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,7
8	Шахтинская ГТЭС, КРУ-10 кВ, ГРУ-10 кВ ТГ-2, яч.120, КЛ-10 кВ Завод- 1	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,2S Ктт 1500/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛП-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10500:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±1,6
						реактивная	±1,8	±2,7
9	Шахтинская ГТЭС, КРУ-10 кВ, ГРУ-10 кВ ТГ-4, яч.229, КЛ-10 кВ Завод- 2	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,2S Ктт 1500/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10500:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,2	±2,5
10	Шахтинская ГТЭС, КРУ-10 кВ, ГРУ-10 кВ ТГ-5, яч.311, КЛ-10 кВ Горсеть-Т2	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 400/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10500:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,2	±2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	Шахтинская ГТЭС, КРУ-10 кВ, ГРУ-10 кВ ТГ6, яч.327, КЛ- 10 кВ Горсеть- Т1	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S КТТ 150/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,2 КТН 10500:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,2	±3,1
12	Шахтинская ГТЭС, ТГ-1 10 кВ	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,2S КТТ 2000/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛП-10 Кл. т. 0,5 КТН 10500:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±1,6
						реактивная	±1,8	±2,7
13	Шахтинская ГТЭС, ТГ-2 10 кВ	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,2S КТТ 2000/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛП-10 Кл. т. 0,5 КТН 10500:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±1,6
						реактивная	±1,8	±2,7
14	Шахтинская ГТЭС, ТГ-3 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 КТН 10500:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±1,6
						реактивная	±1,8	±2,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	Шахтинская ГТЭС, ТГ-4 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 КТН 10500:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная	±0,8	±1,6
						реактивная	±1,8	±2,7
16	Шахтинская ГТЭС, ТГ-5 10 кВ	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 КТН 10500:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,7
17	Шахтинская ГТЭС, ТГ-6 10 кВ	ТПОЛ-10М Кл. т. 0,2S КТТ 3000/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛП-10 Кл. т. 0,5 КТН 10500:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±1,6
						реактивная	±1,8	±2,7
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени (Δ), с							±5	
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для cosφ = 0,8 инд I=0,02·I_{ном} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 17 от + 5 °С до + 35 °С. 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов. 6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть								

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	17
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	220000 2 70000 1 74500 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТГФМ-110 П*	9
Трансформатор тока	ТЛК-35	12
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	12
Трансформатор тока	ТЛО-10	12
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10М	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10	18
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.16	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	13
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2.0»	1
Паспорт-Формуляр	ИТФ.4222315.007.01-ЭД.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Шахтинская ГТЭС, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Шахтинская газотурбинная электростанция» (ООО «Шахтинская ГТЭС»)

ИНН 6155043551

Юридический адрес: 346521, Ростовская обл., г. Шахты, ул. Энергетики, д. 1а

Телефон: +7 (8636) 23-93-59; +7 (8636) 22-06-51

E-mail: priemnaya@shgtes.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Шахтинская газотурбинная электростанция» (ООО «Шахтинская ГТЭС»)

ИНН 6155043551

Адрес: 346521, Ростовская обл., г. Шахты, ул. Энергетики, д. 1а

Телефон: +7 (8636) 23-93-59; +7 (8636) 22-06-51

E-mail: priemnaya@shgtes.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2024 г. № 1641

Регистрационный № 87307-22

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 394. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на 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.

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

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

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ КИСК - Солонцовская I цепь	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 85654-22	ф. А, В: TEMP 123 кл.т. 0,5 К _{ТН} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 25474-03 ф. С: НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ КИСК - Солонцовская II цепь	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 91269-24	НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	КВЛ 110 кВ КИСК - Новаленд I цепь	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 91269-24	ф. А, В: TEMP 123 кл.т. 0,5 К _{ТН} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 25474-03 ф. С: НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	КВЛ 110 кВ КИСК - Новаленд II цепь	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{тт} = 500/1 рег. № 91269-24	НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
5	ВЛ 110 кВ КИСК - Солнечная I цепь с отпайкой на ПС Юбилейная (С-233)	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{тт} = 500/1 рег. № 85654-22	ф. А, В: TEMP 123 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03 ф. С: НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
6	ВЛ 110 кВ КИСК - Солнечная II цепь с отпайкой на ПС Юбилейная (С-234)	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{тт} = 500/1 рег. № 85654-22	НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
7	ВЛ 110 кВ КИСК - Миндерла I цепь с отпайками	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{тт} = 500/1 рег. № 85654-22	ф. А, В: TEMP 123 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03 ф. С: НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
8	ВЛ 110 кВ КИСК - Миндерла II цепь с отпайками	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{тт} = 500/1 рег. № 85654-22	НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	ВЛ 110 кВ КИСК - КТПБ-145 ТЭЦ-3 I цепь (С-243)	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 85654-22	ф. А, В: ТЕМР 123 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03 ф. С: НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
10	ВЛ 110 кВ КИСК - КТПБ-145 ТЭЦ-3 II цепь с отпайкой на ПС БНС ТЭЦ-3 (С-244)	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 91269-24	НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
11	ВЛ 110 кВ КИСК - Речпорт I цепь с отпайкой на ПС БНС ТЭЦ-3 (С-245)	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 85654-22	ф. А, В: ТЕМР 123 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03 ф. С: НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
12	ВЛ 110 кВ КИСК - Речпорт II цепь (С-246)	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 85654-22	НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
13	ф. 144-2	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 15128-07	ф. А, С: ЗНОЛ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11 ф. В: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ф. 144-4	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 15128-07	ф. А, С: ЗНОЛ кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11 ф. В: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
15	ф. 144-6	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 15128-07	ф. А, С: ЗНОЛ кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11 ф. В: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
16	ф.144-7	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 15128-07	ф. А, В: ЗНОЛ кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11 ф. С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
17	ф.144-8	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 15128-07	ф. А, С: ЗНОЛ кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11 ф. В: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
18	ф.144-10	ТОЛ кл.т. 0,2S К _{тт} = 200/5 рег. № 47959-11	ф. А, С: ЗНОЛ кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11 ф. В: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
19	ф.144-11	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{тт} = 200/5 рег. № 15128-07	ф. А, В: ЗНОЛ кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11 ф. С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
20	ф.144-15	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 15128-07	ф. А, В: ЗНОЛ кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11 ф. С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
21	ф.144-17	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{тт} = 200/5 рег. № 15128-07	ф. А, В: ЗНОЛ кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11 ф. С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
22	ф.144-19	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 15128-07	ф. А, В: ЗНОЛ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11 ф. С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
23	ф.144-20	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 15128-07	ф. А, С: ЗНОЛ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11 ф. В: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
24	ф.144-21	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 15128-07	ф. А, В: ЗНОЛ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11 ф. С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
25	ф.144-27	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 15128-07	ф. А, В: ЗНОЛ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11 ф. С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
26	ф.144-28	ТОЛ кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 47959-11	ф. А, С: ЗНОЛ кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11 ф. В: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
27	ф.144-29	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{тт} = 150/5 рег. № 15128-07	ф. А, В: ЗНОЛ кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11 ф. С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
28	ф.144-30	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{тт} = 400/5 рег. № 15128-07	ф. А, С: ЗНОЛ кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11 ф. В: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
29	ф.144-31	ТОЛ кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 47959-11	ф. А, В: ЗНОЛ кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11 ф. С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
30	ф.144-32	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 15128-07	ф. А, С: ЗНОЛ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11 ф. В: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
31	ф.144-33	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 15128-07	ф. А, В: ЗНОЛ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11 ф. С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
32	ф.144-34	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 15128-07	ф. А, С: ЗНОЛ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11 ф. В: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, 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, 3 (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
2, 4, 15 (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
5, 7, 9, 11 (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
6, 8, 10, 12 – 14, 16 – 32 (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, 3 (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
2, 4, 15 (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
5, 7, 9, 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
6, 8, 10, 12 – 14, 16 – 32 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_5 \%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 3 (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
2, 4, 15 (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
5, 7, 9, 11 (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
6, 8, 10, 12 – 14, 16 – 32 (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
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_5 \%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 3 (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
2, 4, 15 (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
5, 7, 9, 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,4
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
6, 8, 10, 12 – 14, 16 – 32 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка до отказа, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	SB 0,8	36 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	51 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ	9 шт.
Трансформатор напряжения	ТЕМР 123	2 шт.
Трансформатор напряжения	НДКМ-110 УХЛ1	4 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	4 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	32 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	А У В П. 411711. Ф С К. 028. 394. Ф О	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 КИСК». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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