

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Краснополянская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»

### Назначение средства измерений

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

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) Краснополянская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго», включающий в себя каналобразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее – УСВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

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

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

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

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

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

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

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Сервер, с периодичностью один раз в 30 минут, по сети Ethernet (основной канал) или по сети GSM (резервный канал) опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них получасовые значения электроэнергии, показания счетчиков на 0 часов, энергию за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных. АРМ (в составе ЦСОИ энергосбытовой организации), подключенный через сеть интернет к ИВК АИИС КУЭ Краснополянская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго», в автоматическом режиме, с использованием ЭП, раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты в формате XML в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УСВ не более  $\pm 10$  мкс. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на  $\pm 90$  мс.

Для ИК № 1 – 11, 17 коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени сервера БД более чем на  $\pm 1$  с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов УСПД и времени сервера БД не более  $\pm 1$  с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 2$  с.

Для ИК № 12 – 16 Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и часов сервера БД более чем на  $\pm 2$  с.

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

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

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

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется ПО Пирамида 2000 версии не ниже 3.0, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО Пирамида 2000 обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО Пирамида 2000.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования модулей ПО	CalcClients.dll CalcLeakage.dll CalcLosses.dll Metrology.dll ParseBin.dll ParseIEC.dll ParseModbus.dll ParsePiramida.dll SynchronSI.dll VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

**Метрологические и технические характеристики**

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэnergии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Краснополянская ГЭС								
1	Краснополянская ГЭС, ГГ-1 6 кВ	ТПОЛ-10М-3 УХЛ2 Кл. т. 0,5 1000/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	EA05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
2	Краснополянская ГЭС, ГГ-2 6 кВ	ТПОЛ-10М-3 УХЛ2 Кл. т. 0,5 1000/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	EA05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
3	Краснополянская ГЭС, ГГ-3 6 кВ	ТПОЛ-10М-3 УХЛ2 Кл. т. 0,5 1000/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	EA05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
4	Краснополянская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, КЛ 110кВ Краснополянская ГЭС - Поселковая	ТАТ Кл. т. 0,2S 600/5	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
5	Краснополянская ГЭС, ОРУ-110кВ, 2 СШ-110кВ, КЛ 110кВ Краснополянская ГЭС - Лаура	ТАТ Кл. т. 0,2S 600/5	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Краснополянская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ-110 кВ Краснополянская ГЭС –Хоста с отпайками	ТАТ Кл. т. 0,2S 600/5	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3	EA05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	активная	±0,8	±2,2
						реактивная	±1,6	±4,1
7	Краснополянская ГЭС, ОРУ-110кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ-110 кВ Краснополянская ГЭС -Бытха с отпайками	ТАТ Кл. т. 0,2S 600/5	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3	EA05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0		активная	±0,8	±2,2
						реактивная	±1,6	±4,1
8	Краснополянская ГЭС, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.№4, КЛ-10 кВ, ф. "ТРИП-16-I	ТОЛ-СЭЩ-10-21 Кл. т. 0,5S 600/5	НАЛИ-СЭЩ-10-1 Кл. т. 0,5 10000/100	A1805RALQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
9	Краснополянская ГЭС, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10кВ, яч. №7, КЛ-10 кВ, РП-103н-I	ТОЛ-СЭЩ-10-21 Кл. т. 0,5S 600/5	НАЛИ-СЭЩ-10-1 Кл. т. 0,5 10000/100	A1805RALQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
10	Краснополянская ГЭС, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10кВ, яч. № 8, КЛ-10кВ, РП-103н-II	ТОЛ-СЭЩ-10-21 Кл. т. 0,5S 600/5	НАЛИ-СЭЩ-10-1 Кл. т. 0,5 10000/100	A1805RALQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
11	Краснополянская ГЭС, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10кВ, яч. №11,КЛ-10кВ, ф. "ТРП-16-И"	ТОЛ-СЭЩ-10-21 Кл. т. 0,5S 600/5	НАЛИ-СЭЩ-10-1 Кл. т. 0,5 10000/100	A1805RALQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±3,4  ±5,8	
12	Краснополянская ГЭС, ВРУ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ, ф.«ПЛОТИНА СН», РУ- 0,4 кВ, ТП-К5н	Т-0,66 Кл. т. 0,5 100/5	-	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0		активная  реактивная	±1,0  ±2,4	±3,2  ±5,6	
13	Краснополянская ГЭС, ВРУ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ, ф.«ПЛОТИНА ХН» РУ- 0,4 кВ, ТП-К5н	Т-0,66 Кл. т. 0,5 150/5	-	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0		активная  реактивная	±1,0  ±2,4	±3,2  ±5,6	
14	Краснополянская ГЭС, ВРУ 0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ, ф. "БСР СН", РУ-0,4 кВ, ТП-К6	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 50/5	-	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0		-	активная  реактивная	±1,0  ±2,4	±3,3  ±5,7
15	Краснополянская ГЭС, ВРУ 0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ, ф. "БСР ХН", РУ- 0,4 кВ, ТП-К6	Т-0,66 Кл. т. 0,5 150/5	-	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0		активная  реактивная	±1,0  ±2,4	±3,2  ±5,6	
16	Краснополянская ГЭС, ВРУ 0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ, ф. "Напорный бассейн", РУ-0,4кВ, ТП-К4	Т-0,66 Кл. т. 0,5 30/5	-	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0		активная  реактивная	±1,0  ±2,4	±3,2  ±5,6	
17	Краснополянская ГЭС, ВРУ 0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ, ф. "Малая ГЭС", РУ-0,4 кВ, ТП-К6	Т-0,66 Кл. т. 0,5 100/5	-	EA05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0		СИКОН С70	активная  реактивная	±1,0  ±2,4	±3,2  ±5,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5		

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos \varphi = 0,8$  инд,  $I = 0,02(0,05)I_{ном}$  и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 17 от 0 до плюс 40 °С.

4. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на аналогичные утвержденного типа. Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденного типа. Замена оформляется в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
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, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 <sub>инд.</sub> до 0,8 <sub>емк.</sub> от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика EA05RAL-B-4 для электросчетчика A1802RALXQ-P4GB-DW-4 для электросчетчика A1802RALQ-P4GB-DW-4 для электросчетчика A1805RALQV-P4GB-DW-4 для электросчетчика A1805RALXQV-P4GB-DW-4 - среднее время восстановления работоспособности, ч	80000 120000 120000 120000 120000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД СИКОН С70 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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



Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Краснополянская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» типографским способом.

### Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег №	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10М-3 УХЛ2	47958-11	9
Трансформатор тока	ТАТ	29838-05	12
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-21	32139-11	12
Трансформатор тока	Т-0,66	47176-11	12
Трансформатор тока	Т-0,66	50733-12	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-05	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	26452-06	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	24218-13	6
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-10-1	38394-08	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	EA05RAL-B-4	16666-07	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALXQ-P4GB-DW-4	31857-11	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	31857-11	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RALQV-P4GB-DW-4	31857-11	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RALXQV-P4GB-DW-4	31857-11	5
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-09	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	-	1
Методика поверки	МП 206.1-121-2018	-	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.526 ПФ	-	1

## **Поверка**

осуществляется по документу МП 206.1-121-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Краснополянская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» «15» июня 2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или по МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков EA05RAL-B-4 – по документу «Многофункциональный многопроцессорный счётчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (EA). Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.;
- счетчиков Альфа А1800 – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- УСПД СИКОН С70 – по документу «Контроллеры сетевые индустриальный СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2005 г.;
- УСВ-2 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.000И1», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 31.08.09 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. № 27008-04;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60°С, дискретность 0,1°С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

«Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Краснополянская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

## **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Краснополянская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»**

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

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

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

**Изготовитель**

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

ИНН 3328489050

Юридический адрес: 600017, Владимирская область, город Владимир, улица Сакко и Ванцетти, 23

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

Телефон/факс: (4922)22-21-62/42-31-62

E-mail: [post@orem.su](mailto:post@orem.su)

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

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

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

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru)

Web-сайт: [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

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

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.