



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.34.004.A № 42633**

**Срок действия бессрочный**

**НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ**

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Цимлянской ГЭС  
ООО "ЛУКОЙЛ-Экоэнерго"**

**ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 154**

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

**ООО "Р.В.С.", г.Москва**

**РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 46793-11**

**ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ**

**МП 46793-11**

**ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 2 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **18 мая 2011 г. № 2245**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

В.Н.Крутиков

"....." ..... 2011 г.

Серия СИ

№ 000613

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Цимлянской ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» (далее – АИИС КУЭ), г. Цимлянск, предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии средств измерений со стороны сервера организаций - участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломб и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы обеспечения единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 3х-уровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее – ИК), измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (далее – ИВКЭ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК) с системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). АИИС КУЭ реализуется на Цимлянской ГЭС, территориально расположенной в г. Цимлянск.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Уровень ИК, включающий измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,5 и 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03 класса точности 0,2S по ГОСТ 30206-94 (в части активной электроэнергии), и класса точности 0,5 по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной

электроэнергии); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.

Уровень ИВКЭ – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки АИИС КУЭ созданный на базе устройств сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа СИКОН С70 (Госреестр СИ РФ № 28822-05, зав. № 01295), устройства синхронизации системного времени УСВ-1 и технических средств приема-передачи данных.

Уровень ИВК – информационно-вычислительный комплекс АИИС КУЭ, созданный на основе сервера базы данных (далее – сервер БД), автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ) и технических средств приема-передачи данных.

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 преобразуют 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.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производят опрос цифровых счетчиков. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Сервер БД, установленный на Цимлянкой ГЭС, с периодичностью один раз в 30 минут производит опрос УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

Программное обеспечение (далее – ПО) АИИС КУЭ на базе «ИКМ. Пирамида» функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение счетчика;
- программное обеспечение УСПД;
- программное обеспечение АРМ;
- программное обеспечение сервера БД.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии и УСПД, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействии со смежными системами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя УСВ-1. Время сервера АИИС КУЭ синхронизировано со временем УСВ-1, корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСВ-1 на  $\pm 1$  с. При каждом сеансе опроса происходит коррекция времени часов УСПД в случае расхождения времени УСПД и сервера АИИС КУЭ более чем на  $\pm 1$  с. Сличение времени счетчиков с временем сервера один раз в день, при расхождении времени счетчиков с временем УСПД на  $\pm 1$  с выполняется корректировка, но не чаще чем раз в сутки. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ Цимлянской ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000» Версия 20.02/2010.С-300, в состав которого входят программы, указанные в таблице 2. 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 2 - Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Модуль «Доставка данных» (Delivery.exe)	Программа отправки XML-отчётов	1.0.0.0	0b824612506f4891f606dc515484c942	MD5
Модуль «Синхронизация времени» (TimeSynchro.exe)	Программа синхронизации времени серверу сбора	1.0.0.0	a07b45593fe1aa425be8853c74c29326	MD5
Конфигуратор ИКМ (OperS50.exe)	Программа конфигурирования сервера сбора	1.0.0.0	f46c7a9943da0ebf13e450ddebca b340	MD5
Пирамида 2000 - АРМ (P2kClient.exe)	Программа формирования отчётов	0.9.0.0	f0655ce38fac1527a62a1b34402303f5	MD5
Оперативный сбор 2000 (Oper.exe)	Программа оперативного сбора данных	1.4.9.27	a882a7539732f98fd7a0442d92f042e6	MD5

- Комплекс измерительно-вычислительный для учета электрической энергии «Альфа-Центр», включающий в себя ПО внесен в Госреестр СИ РФ под № 20481-06;
- Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения;
- Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов;

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

## Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 1

Таблица 1 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Цимлянская ГЭС								
1	Г-1, Секция I, ГРУ-10,5 кВ	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 4000/5 Зав.№ 6768 Зав.№ 6570 Зав.№ 6517	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав.№ 7877 Зав.№ 7466 Зав.№ 4272	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0105063104	УСПД СИКОН С70 Зав.№ 01295	Активная, реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 3,0 ± 4,6
2	Г-2, Секция I, ГРУ-10,5 кВ	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 4000/5 Зав.№ 6546 Зав.№ 6571 Зав.№ 6322	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав.№ 7523 Зав.№ 7444 Зав.№ 7409	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0105063061				
3	Г-3, Секция II, ГРУ-10,5 кВ	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 4000/5 Зав.№ 6534 Зав.№ 6532 Зав.№ 6542	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав.№ 7527 Зав.№ 803 Зав.№ 7878	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0105063108				
4	Г-4, Секция II, ГРУ-10,5 кВ	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 4000/5 Зав.№ 6450 Зав.№ 6475 Зав.№ 6769	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав.№ 7467 Зав.№ 7445 Зав.№ 7419	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0105064091				

Продолжение таблицы 1

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
5 Г-5, Секция I, II, КРУ-10,5 кВ	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав.№ 14621 Зав.№ 14623 Зав.№ 14628	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав.№ 7468 Зав.№ 3855 Зав.№ 7524 НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав.№ 602488	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0105064094	УСПД СИКОН	Активная,	± 1,1	± 3,0
6 КЛ-10,5 кВ «Шлюз-1», Секция I, КРУ-10,5 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав.№ 30184 - Зав.№ 30185	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав.№ 7525 Зав.№ 7418 Зав.№ 7522	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0105062135	С70 Зав.№ 01295	реактивная	± 2,6	± 4,6
7 КЛ-10,5 кВ «Правый берег», Секция II, КРУ-10,5 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав.№ 29429 - Зав.№ 29430	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав.№ 602488	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0105063085				
8 ВЛ-220 кВ «Ш-30» МВ «Б-1», Панель № П-37, ОПУ-220 кВ	ТФЗМ-220Б-IV Кл. т. 0,5 1000/5 Зав.№ 3077 Зав.№ 3129 Зав.№ 3086	НАМИ-220УХЛ1 Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав.№ 982 Зав.№ 978 Зав.№ 981	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0105062169	УСПД СИКОН С70 Зав.№ 01295	Активная, реактивная	± 0,9 ± 2,3	± 2,9 ± 4,5

Продолжение таблицы 1

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	
9	ВЛ-220 кВ «Ш-30» МВ «Б-3», Панель № 37, ОПУ-220 кВ	ТФЗМ-220Б-IV Кл. т. 0,5 1000/5 Зав.№ 2688 Зав.№ 3082 Зав.№ 980	НАМИ-220УХЛ1 Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав.№ 982 Зав.№ 978 Зав.№ 981	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0105062123	УСПД СИКОН С70 Зав.№ 01295	Активная, реактивная	± 0,9 ± 2,3	± 2,9 ± 4,5
10	ВЛ-220 кВ «ВДТЭЦ-2» МВ «Б-2», Панель № 43, ОПУ-220 кВ	ТФЗМ-220Б-IV Кл. т. 0,5 1000/5 Зав.№ 6191 Зав.№ 6184 Зав.№ 6186	НАМИ-220УХЛ1 Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав.№ 979 Зав.№ 974 Зав.№ 980	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0105062109				
11	ВЛ-220 кВ «ВДТЭЦ-2» МВ «Б-4», Панель № 43, ОПУ-220 кВ	ТФЗМ-220Б-IV Кл. т. 0,5 1000/5 Зав.№ 5665 Зав.№ 6188 Зав.№ 5718	НАМИ-220УХЛ1 Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав.№ 979 Зав.№ 974 Зав.№ 980	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0105062138				
12	ВЛ-110 кВ «ВОЭЗ», Панель № 21, ОПУ-110 кВ	ТФЗМ-220Б-IV Кл. т. 0,5 1000/5 Зав.№ 15321 Зав.№ 15322 Зав.№ 15323	НАМИ-110УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав.№ 1170 Зав.№ 1171 Зав.№ 1157	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0105062085				

Продолжение таблицы 1

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
13 ВЛ-110кВ «Цимлянская», Панель №16, ОПУ-110 кВ	ГФЗМ-110Б- IVY1 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав.№ 16166 Зав.№ 15317 Зав.№ 15319	НАМИ- 110УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав.№ 1170 Зав.№ 1171 Зав.№ 1157	СЭТ- 4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0105062076	УСПД СИКОН С70 Зав.№ 01295	Активная, реактивная	± 0,6 ± 1,2	± 1,5 ± 2,8
14 ВЛ-110 кВ «Северный Портал», Панель № 16, ОПУ-110 кВ	ГФЗМ-110Б- IVY1 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав.№ 15315 Зав.№ 15320 Зав.№ 15318	НАМИ- 110УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав.№ 1170 Зав.№ 1171 Зав.№ 1157	СЭТ- 4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0105062070				

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);

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

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) Уном; ток (1 ÷ 1,2) Iном, cosφ = 0,9 инд.;
- температура окружающей среды (20 ± 5) °С.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 ÷ 1,1) Уном; ток (0,05 ÷ 1,2) Iном; 0,5 инд. ≤ cosφ ≤ 0,8 емк.
- допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 70 °С,
- для счетчиков от минус 40 до + 70 °С; для сервера от +15 до +35 °С;

5. Погрешность в рабочих условиях указана для cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до +40 °С;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983 и ГОСТ 7746, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;



- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее  $T_0 = 90000$  ч., время восстановления работоспособности  $T_B = 2$  ч.;
- устройство сбора и передачи данных типа СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее  $T_0 = 70\,000$  ч., среднее время восстановления работоспособности  $T_B = 24$  ч.;

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г\_АИИС} = 0,698$  – коэффициент готовности;

$T_{O\_ИК(АИИС)} = 204$  ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Функции контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
  - параметрирование;
  - пропадание напряжения;
  - коррекция времени в счетчике.
- журнал событий ИВКЭ:
  - параметрирование;
  - пропадание напряжения;
  - коррекция времени в УСПД.
- журнал событий ИВК:
  - даты начала регистрации измерений;
  - перерывы электропитания;
  - программные и аппаратные перезапуски;
  - установка и корректировка времени;
  - переход на летнее/зимнее время;
  - нарушение защиты ИВК;
  - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчиков;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательных коробок;
  - УСПД;
  - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на промконтроллер (УСПД);
  - установка пароля на сервер БД.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Цимлянской ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» наносится типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ Цимлянской ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ Цимлянской ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Комплектность АИИС КУЭ Цимлянской ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»

Наименование	Количество
1	2
Измерительный трансформатор тока типа ТЛШ-10	12 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТПОЛ-10	3 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТОЛ-10	4 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТФЗМ-220Б-IV	15 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТФЗМ-110Б-IVУ1	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа ЗНОЛ.06-10	18 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НТМИ-10-66	1 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НАМИ-220УХЛ1	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НАМИ-110УХЛ1	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03	14 шт.
Устройство сбора и передачи данных типа СИКОН С70	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени на базе УСВ-1	1 шт.
Сервер сбора данных	1 шт.
Сервер баз данных	1 шт.

Продолжение таблицы 2

Наименование	Количество
1	2
ПО ПК «Пирамида 2000» (ИВК)	1 шт.
АРМ оператора	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Паспорт – формуляр	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

### Поверка

Осуществляется по документу «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) 2 Цимлянской ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго». Измерительные каналы Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2011 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН – по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения  $6\sqrt{3}\dots 35$  кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения  $35\dots 330/\sqrt{3}$  кВ. Методика проверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя» и/или по ГОСТ 8.216-88 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- Счетчики типа СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 года;
- Устройства сбора и передачи данных типа СИКОН С70 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1» утвержденным ВНИИМС в 2005 году;
- Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида» - в соответствии с документом «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки. ВЛСТ 2230.00.000 И1», утвержденным ВНИИМС в 2005 году;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Методики измерений изложены в документе «Руководство по эксплуатации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Цимлянской ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго».

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

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. ГОСТ 30206-94 «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)».
6. ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».
7. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
8. Руководство по эксплуатации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Цимлянской ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго».

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель:**

ООО «Р.В.С.»

Адрес: 117105, г. Москва, Варшавское шоссе, д.25А, стр.6, БЦ Чайка Плаза 10.

тел.: +7 (495) 797-96-92

тел./факс: (495) 797-96-93

**Заявитель:**

ООО «Сервис-Метрология»

Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3

Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35

Тел. (499) 755-63-32

**Испытательный центр:**

Федеральное государственное унитарное предприятие

«Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:

119361, г. Москва

ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8(495)437-55-77

Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

В.Н. Крутиков

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2011 г.