

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (МУП «РГРЭС» 3 очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (МУП «РГРЭС» 3 очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов 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), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электрической энергии, по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя следующие компоненты: сервер сбора данных (далее – сервер СД) с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), расположенные в помещении серверной МУП «РГРЭС»; сервер ГЦСОИ ООО «РГМЭК» в составе ИВК «ИКМ-Пирамида», программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации системного времени на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа УСВ-2, расположенные в помещениях ГЦСОИ ООО «РГМЭК»; каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03М по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на шлюз E-422, далее по каналу связи Ethernet на входы CDMA-шлюза, после чего сигнал передается по CDMA-каналу связи на сервер СД, расположенный в серверной МУП «РГРЭС».

На сервере СД осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Далее измерительная информация поступает в виде xml-файлов формата 80020 на сервер ГЦСОИ ООО «РГМЭК».

Дополнительно на сервер ГЦСОИ ООО «РГМЭК» поступает информация об энергопотреблении из АИИС КУЭ МУП «РГРЭС» (рег. № 39968-08) (по измерительным каналам 1-62, 64-68, 70-98, 100-139, 143-144 согласно таблице 1) и АИИС КУЭ МУП «РГРЭС» (2-я очередь) (рег. № 55596-13) (по измерительным каналам 99.1,145-149 согласно таблице 2) в виде xml-макета формата 80020.

Передача информации от ГЦСОИ ООО «РГМЭК» в ПАК ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Рязанское РДУ и другие смежные субъекты ОРЭ за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и 80040 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «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 охватывает уровень счетчиков и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации времени УСВ-1 и УСВ-2, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника (или ГЛОНАСС/GPS для УСВ-2). Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC для УСВ-1 не более $\pm 0,5$ с. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц по сигналам от встроенного приемника ГЛОНАСС/GPS к шкале координированного времени UTC для УСВ-2 не более ± 10 мкс.

Сервер ИВК «ИКМ-Пирамида» периодически сравнивает свое системное время со временем в УСВ-2. Сличение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Абсолютная погрешность системного времени ИВК «ИКМ-Пирамида» не более ± 3 с/сут.

Сервер СД, установленный в МУП «РГРЭС», периодически сравнивает свое системное время со временем в УСВ-1. Сличение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Сравнение показаний часов счетчиков и сервера СД производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и сервера СД ± 2 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий сервера ГЦСОИ ООО «РГМЭК» отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Журналы событий счетчика электрической энергии и сервера СД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректуре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «РГМЭК» (МУП «РГРЭС» 3 очередь) используется ПО «Пирамида 2000» и ПК «Энергосфера» версии 6.5, в состав которого входят программы, указанные в таблицах 1а и 1б. ПО «Пирамида 2000» и ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программным средством ПО «Пирамида 2000» и ПК «Энергосфера».

Таблица 1а — Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные признаки	Значение										
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrolgy.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroNSI.dll	VerifyTime.dll	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3										
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5										

Таблица 1б — Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

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

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр №21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Программно-технический комплекс «ЭКОМ», включающий в себя программный комплекс (ПК) «Энергосфера», внесен в Госреестр № 19542-05.

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 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 счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ООО «РГМЭК» (МУП «РГРЭС» 3 очередь) и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	ИВК		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
63	ПС Дашки, III сш-10кВ, яч.№44	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 14-14817	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 2011	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 Зав. № 0108069149	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 395 HP ProLiant DL360 G5 Зав. № 00040	Актив-ная	± 1,1	± 3,0
		Кл.т. 0,2S 300/5 Зав. № 14-14814				Реак-тивная	± 2,3	± 4,9
69	ПС Дашки, IV сш-10кВ, яч.№40	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 300/5 Зав. № 14-14815	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 6218	СЭТ-4ТМ.03М 0,2S/0,5 Зав. № 0810090538		Актив-ная	± 1,1	± 3,0
		Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 14-14818				Реак-тивная	± 2,3	± 4,7
140	ПС Дягилево, III сш-10кВ, яч. №35	ТЛК-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Зав. № 2957120000001	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 6688	СЭТ-4ТМ.03М 0,2S/0,5 Зав. № 0808120025		Актив-ная	± 0,9	± 1,6
		Зав. № 2957120000003				Реак-тивная	± 1,6	± 2,6
141	ПС Дягилево, IV сш-10кВ, яч.№45	ТЛК-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Зав. № 2957120000002	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 2778	СЭТ-4ТМ.03М 0,2S/0,5 Зав. № 0808120080	Актив-ная	± 0,9	± 1,6	
		Зав. № 2957120000004			Реак-тивная	± 1,6	± 2,6	
142	РП-1 яч.№5	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 20331 Зав. № 20329	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 4427 Зав. № 4431 Зав. № 4436	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 Зав. № 0108073938	Актив-ная	± 1,1	± 3,0	
					Реак-тивная	± 2,3	± 4,6	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).

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

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,99 – 1,01) Ун; ток (1,0 – 1,2) Ин; $\cos \varphi = 0,9_{\text{инд.}}$; частота (50 ± 0,15) Гц;

- температура окружающей среды: (23±2) °С.

5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01(0,05) - 1,2)I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 - 1,0(0,5 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 40°C до плюс 50°C ;
- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25°C ;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 - 1,2)I_{Н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 - 1,0 (0,5 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха для счётчиков от минус 40°C до плюс 60°C ;
- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30°C ;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 10°C до плюс 50°C ;
- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30°C ;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{ном} \cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10°C до плюс 35°C .

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена сервера ИВК и УСВ-1, УСВ-2 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;
- устройство синхронизации времени УСВ-1 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;
- устройство синхронизации времени УСВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ час;
- устройства для автоматизации измерений и учета энергоресурсов Е-422 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 50\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;
- система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии МУП «РГРЭС» - среднее время наработки на отказ не менее $T = 1\ 113$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;

- система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии МУП «РГРЭС» (2-я очередь) - среднее время наработки на отказ не менее $T = 1\ 113$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;
- сервер HP Proliant DL360 G5 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 256\ 554$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ часа.

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).
- Сервер – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (МУП «РГРЭС» 3 очередь) типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-08	2
Трансформаторы тока	ТЛК-10	9143-06	4
Трансформаторы тока	ТЛО-10	25433-11	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3344-08	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	831-53	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Комплексы информационно-вычислительные	«ИКМ-Пирамида»	45270-10	1
Устройства для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	Е-422	36638-07	3
Шлюз Ethernet-CDMA	МТЕ920С	—	3
Сервер с программным комплексом	«Энергосфера»	—	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии	МУП «РГРЭС»	39968-08	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии	МУП «РГРЭС» (2-я очередь)	55596-13	1
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	ЭНСТ.422231.043.ПФ	—	1
Руководство по эксплуатации	ЭНСТ.422231.043.ЭД	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 60508-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (МУП «РГРЭС» 3 очередь). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в марте 2015 г.

Перечень основных средств 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»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «10» сентября 2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 г.;
- УСВ-2 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.001И1», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – в соответствии с документом «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки. ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- Е-422 – в соответствии с документом «Устройства «Шлюз Е-422» для автоматизации измерений и учета энергоресурсов. Методика поверки» АВБЛ.468212.036 МП, утвержденному ГЦИ СИ «ВНИИМС» в 2007 г.;
- АИИС КУЭ МУП «РГРЭС» – в соответствии с документом «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «РГРЭС». Методика поверки». МП-578/446-2008, утвержденному ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в декабре 2008 г.;
- АИИС КУЭ МУП «РГРЭС» (2-я очередь) – в соответствии с документом МР 1634/550-2013 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «РГРЭС»(2-я очередь). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 2013 г.;
- 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- 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%.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «РГМЭК» (МУП «РГРЭС» 3 очередь) для оптового рынка электроэнергии», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (МУП «РГРЭС» 3 очередь)

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.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений
- при осуществлении торговли.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт»

(ООО «Энергостандарт»)

Юридический адрес: 123557, г. Москва, Большой Тишинский пер., д. 26, корп. 13-14, пом. XII, комн.3

E-mail: info@en-st.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел/факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30004-13 от 26.07.2013

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «_____» _____ 2015 г.