

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АВК» (сечение ООО «АВК» - ПС «ОСК»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АВК» (сечение ООО «АВК» - ПС «ОСК») (далее по тексту – 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 измерения.

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, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) состоит из двух центров сбора и обработки информации – ЦСОИ ООО «АВК» и ЦСОИ ООО «РегионЭнергоКонтакт».

ЦСОИ ООО «АВК» включает в себя ИВК «ИКМ-Пирамида», каналообразующую аппаратуру, устройство синхронизации системного времени на базе УСВ-3, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

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

Первичные фазные 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 по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на GSM-модем, далее по основному каналу связи стандарта GSM и по сети Internet передается в ИВК «ИКМ -Пирамида», установленный в ЦСОИ ООО «АВК». Резервный канал связи организован с помощью GSM-сети и интерфейса RS-232, по которым сигнал поступает непосредственно в ИВК «ИКМ -Пирамида», установленный в ЦСОИ ООО «АВК».

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая 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. Из ЦСОИ ООО «АВК» данные по сети Internet передаются в ЦСОИ ООО «РегионЭнергоКонтракт».

Передача информации по группам точек поставки в ПАК ОАО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭ из ЦСОИ ООО «РегионЭнергоКонтракт» осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в 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 с использованием ЭЦП субъекта рынка.

Дополнительно на верхний уровень АИИС КУЭ поступает информация об энергопотреблении из АИИС КУЭ ОАО «Волжская ТГК» Самарского региона (Госреестр № 33905-07). Перечень точек измерений АИИС КУЭ со стороны смежного субъекта ОРЭ, сбор данных с которых производится в рамках соглашения об информационном обмене, указан в таблице 5.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков и ИВК). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе УСВ-3, синхронизирующим собственное время по сигналам поверки времени, получаемым от GPS-приёмника, входящего в состав УСВ-3. Пределы допускаемой абсолютной погрешности временного положения фронта синхросигнала 1 Гц к относительно шкалы UTC и UTC (SU) не более 0,0001 с. ИКМ-Пирамида периодически (1 раз в 1 час) сравнивает своё системное время с УСВ, корректировка часов ИКМ-Пирамида осуществляется независимо от наличия расхождения. Абсолютная погрешность текущего времени, измеряемого ИВК «ИКМ-Пирамида» (системное время) в сутки составляет не более ± 3 с. Сличение показаний часов счетчиков и ИВК «ИКМ-Пирамида» производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов осуществляется при расхождении часов счетчиков и ИВК «ИКМ-Пирамида» более ± 1 секунда, но не чаще 1 раза в сутки.

Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и ИВК «ИКМ-Пирамида» отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули 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 вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5

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 обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramide.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	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».

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.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – 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 измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
			ТТ	ТН	Счётчик	ИВК	
1	1.3	Ввод 6 кВ 1Т ПС «ОСК» 110/6 кВ	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 № 5087 № 3941	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 № 1104	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611128948	ИКМ-Пирамида Зав. № 494	активная реактивная
2	1.4	Ввод 6 кВ 2Т ПС «ОСК» 110/6 кВ	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 № 2903 № 2983	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 № 3259	ПСЧ-4ТМ.05М.13 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611129940	ИКМ-Пирамида Зав. № 494	активная реактивная
3	1.5	Ввод 0,4 кВ ТЧН-1,2 ПС «ОСК» 110/6 кВ	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 200/5 № 244103 № 244105 № 244106	—	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611125944	ИКМ-Пирамида Зав. № 494	активная реактивная
4	1.6	Яч.1 ЗРУ-6 кВ ПС «ОСК» 110/6 кВ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 № 49192 № 49144	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 № 1104	ПСЧ-4ТМ.05М.13 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611129911	ИКМ-Пирамида Зав. № 494	активная реактивная

Окончание таблицы 2.

Номер ИК	Номер точ- ки измере- ний	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид элек- троэнергии
			ТТ	ТН	Счётчик	ИВК	
5	1.7	Яч.6 ЗРУ-6 кВ ПС «ОСК» 110/6 кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 800/5 № 5236 № 5250	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 № 1104	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611126719	ИКМ-Пирамида Зав. № 494	активная реактивная
6	1.8	Яч.30 ЗРУ-6 кВ ПС «ОСК» 110/6 кВ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 № 35899 № 35736	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 № 3259	ПСЧ-4ТМ.05М.13 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611129945	ИКМ-Пирамида Зав. № 494	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ($\pm \delta$), %			Погрешность в рабочих условиях, ($\pm \delta$), %		
		$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1, 2, 4, 5, 6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,3	1,4	2,3	1,8	1,9	2,7
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,5	1,7	3,0	2,0	2,2	3,3
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,6	3,0	5,5	2,9	3,2	5,7
3 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,0	1,1	1,9	1,6	1,7	2,4
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,4	1,5	2,7	1,9	2,0	3,1
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	2,5	2,9	5,4	2,8	3,1	5,6

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ($\pm \delta$), %			Погрешность в рабочих условиях, ($\pm \delta$), %		
		$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1, 2, 4, 5, 6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	2,5	2,1	1,6	4,0	3,8	3,4
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	3,2	2,6	1,8	4,5	4,1	3,5
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	5,7	4,6	2,8	6,5	5,6	4,1
3 (ТТ 0,5; Сч 1,0)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	2,1	1,8	1,4	3,8	3,6	3,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,9	2,4	1,7	4,3	3,9	3,4
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	5,5	4,5	2,7	6,4	5,5	4,0

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. Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры сети:
 - диапазон напряжения (0,99 – 1,01) $U_{ном}$;
 - диапазон силы тока (0,05 – 1,2) $I_{ном}$;
 - частота (50 $\pm$ 0,15) Гц;
 - коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды:
 - ТТ и ТН от минус 40 °С до плюс 35 °С;
 - счетчиков от плюс 21 °С до плюс 25 °С;
 - УСПД от плюс 15 °С до плюс 25 °С;
 - ИВК от плюс 10 °С до плюс 25 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.
4. Рабочие условия эксплуатации:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети:
 - диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{H1} ;
 - диапазон силы первичного тока (0,05 – 1,2) I_{H1} ;

коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5);
частота ($50 \pm 0,4$) Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 35 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети:
диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{н2}$;
диапазон силы вторичного тока (0,02 – 1,2) $I_{н2}$;
коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5);
частота ($50 \pm 0,4$) Гц;
- температура окружающего воздуха:
- от минус 40 °С до плюс 60 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\phi = 0,5; 0,8; 0,9$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 °С до плюс 30 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Перечень точек измерений АИИС КУЭ со стороны смежного субъекта ОРЭ, результаты измерений по которым получают в рамках соглашения об информационном обмене

№ п/п	Номер точки измерений	Наименование объекта измерений	Наименование точки измерений	Тип счетчика
1	2.9	Самарский филиал ОАО «Волжская ТГК» ТЭЦ ВАЗа	ТЭЦ ВАЗа ОРУ-110кВ Яч.25	СЭТ-4ТМ.03
2	2.10	Самарский филиал ОАО «Волжская ТГК» ТЭЦ ВАЗа	ТЭЦ ВАЗа ОРУ-110кВ Яч.38	СЭТ-4ТМ.03

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСВ-3 – среднее время наработки на отказ не менее 45000 часов, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания ИВК «ИКМ-Пирамида», 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 ИВК «ИКМ-Пирамида»:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и ИВК «ИКМ-Пирамида»;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
 - ИВК «ИКМ-Пирамида»;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- сервера;
- ИВК «ИКМ-Пирамида».

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (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:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- ИКМ-Пирамида - 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 «АВК» (сечение ООО «АВК» - ПС «ОСК») типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	1423-60	4
Трансформатор тока	Т-0,66	36382-07	3
Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	4
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1261-08	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	2
Счетчик электрической энергии multifunctional	ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07	6
Комплексы информационно-вычислительные	«ИКМ-Пирамида»	45270-10	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	51644-12	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 57702-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АВК» (сечение ООО «АВК» - ПС «ОСК»). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2014 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 ПСЧ-4ТМ.05М – по документу «Счетчик электрической энергии multifunctional ПСЧ-4ТМ.05М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.146РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «20» ноября 2007 г.;

- УСВ-3 – по документу «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки. ВЛСТ.240.00.000МП», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.;

- ИВК «ИКМ-Пирамида» – по документу «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2010 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 °С 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 количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии ООО «АВК» (сечение ООО «АВК» - ПС «ОСК») (АИИС КУЭ ООО «АВК» (сечение ООО «АВК» - ПС «ОСК»))», аттестованной ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ)

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.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д.8

Тел.: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 42-45-02

E-mail: st@sicon.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр энергетических решений»

ООО «Центр энергетических решений»

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 40

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 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____»_____2014 г.