



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 43799

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "МегаФон"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **066**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "АРСТЭМ-ЭнергоТрейд", г.Екатеринбург

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **47711-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 47711-11

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **16 сентября 2011 г. № 4992**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2011 г.

Серия СИ

№ 001868

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «МегаФон»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «МегаФон» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «МегаФон», а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации. Выходные данные системы используются для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 2х-уровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее – ИК) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК) с системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). АИИС КУЭ установлена для коммерческого учета электрической энергии в ОАО «МегаФон».

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Уровень ИК, включающий измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ-03М и ЦЭ6850М по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), и по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

Уровень ИВК – информационно-вычислительный комплекс АИИС КУЭ, включающий в себя каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, сервер сбора данных (далее – СД) и сервер базы данных (далее – БД), СОЕВ на базе GPS – приемника, автоматизированные рабочие места персонала (далее - АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО).

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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на уровень ИВК АИИС КУЭ, где выполняется обработка измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Также, на уровне ИВК осуществляется хранение, накопление и передача информации в организации–участники оптового рынка электро-

энергии с помощью электронной почты по выделенному каналу связи и с помощью сотовой связи стандарта GSM/GPRS.

Программное обеспечение (ПО) АИИС КУЭ на базе программного комплекса (ПК) «Энергосфера», версия 6.4 функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение счетчика;
- программное обеспечение АРМ;
- программное обеспечение сервера СД и БД.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействию со смежными системами. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИВК и счетчики. СОЕВ включает в себя GPS – приемник, установленный на уровне ИВК. Время сервера синхронизировано со временем GPS – приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. Сервер АИИС КУЭ осуществляет коррекцию времени счетчиков. Сличение времени счетчиков с временем сервера каждые 30 мин, при расхождении времени счетчиков с временем сервера на ± 3 с выполняется корректировка, но не чаще чем раз в сутки. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера» версии 6.4, в состав которого входят программы указанные в таблице 1. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

Таблица 1 - 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
	ПК «Энергосфера»	6.4		-
CRQ-интерфейс	CRQonDB.exe	6.4	1ffba56d1c45c6c96d445f79aeaed68f	MD5
Алармер	AlarmSvc.exe	6.4	5ee9e43043aa25aa3439b9fcdcd0eb86d	MD5
Анализатор 485	Spy485.exe	6.4	792fc10e74dfc2f1fd7b8f4954960c96	MD5
АРМ Энергосфера	ControlAge.exe	6.4	481cbaafc6884e42ef125e346d8ebabc	MD5

Архив	Archive.exe	6.4	0d8d84386c574 dc1e99906da60 ef355a	MD5
Импорт из Excel	Dts.exe	6.4	74a349a5101dd dd64a8aab4dfe b60b88	MD5
Инсталлятор	Install.exe	6.4	d80a7b739e6c7 38bc57fd1d4ac 42483e	MD5
Консоль администратора	Adcenter.exe	6.4	701557ecf47c2 7d8416a1fcfedf a13ae	MD5
Локальный АРМ	ControlAge.exe	6.4	42622787a0c97 59032422c613b de8068	MD5
Менеджер программ	SmartRun.exe	6.4	109d78b66ce47 a697207035d46 ab9987	MD5
Редактор расчетных схем	AdmTool.exe	6.4	94f572617eada b4f7fc8d4feb71 b7fa2	MD5
Ручной ввод	HandInput.exe	6.4	ab6cf0fb6b01aa 43efde930d3e2 6779e	MD5
Сервер опроса	PSO.exe	6.4	38b24819c3a5d 05078b4ab7aaa d0e723	MD5
Тоннелепрокладчик	TunnelEcom.exe	6.4	3027cf475f050 07ff43c79c0538 05399	MD5
Центр импорта/экспорта	expimp.exe	6.4	adcbfb6041e20 59fb0f4b44c9fc 880ca	MD5
Электроколлектор	ECollect.exe	6.4	fd3ae9a9180d9 9d472127ff61c 992e31	MD5

ПТК «ЭККОМ», включающее в себя программный комплекс (ПК) «Энергосфера» внесен в Госреестре №19542-05.

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 - уровень «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4

Таблица 2 – Состав измерительных каналов

№ п/п	Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительных каналов			УСПД	Вид электроэнергии
			ТТ	ТН	Счетчик		
1	1	РП-2 10/0,4 кВ "Фрегат", РУ 10 кВ, яч. 3	ТЛМ-10 Госреестр № 2473-05 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 00331 Зав. № 00329 Зав. № 00334	НАМИТ-10-2 Госреестр № 18178-99 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 0085	СЭТ-4ТМ.03М.01 Госреестр № 36697-08 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812090696	-	активная, реактивная
2	2	РП-2 10/0,4 кВ "Фрегат", РУ 10 кВ, яч. 27	ТЛМ-10 Госреестр № 2473-05 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 00425 Зав. № 00310 Зав. № 00309	НАМИТ-10-2 Госреестр № 18178-99 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 0441	СЭТ-4ТМ.03М.01 Госреестр № 36697-08 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812091142	-	активная, реактивная
3	3	РП-2 10/0,4 кВ "Фрегат", РУ 0,4 кВ, яч. 5, ф. 9	Т-0,66 Госреестр № 22656-07 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 069514 Зав. № 069513 Зав. № 069515	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Госреестр № 36697-08 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812090772	-	активная, реактивная
4	4	РП-2 10/0,4 кВ "Фрегат", РУ 0,4 кВ, яч. 13, ф. 22	Т-0,66 Госреестр № 22656-07 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 084493 Зав. № 080717 Зав. № 069747	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Госреестр № 36697-08 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812093617	-	активная, реактивная
5	5	ПС 110/6 кВ "Салют", ЗРУ 6 кВ, яч. 47	ТПОЛ-10 Госреестр № 1261-08 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 13599 - Зав. № 14298	НТМИ-6-66 Госреестр № 2611-70 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 3018	ЦЭ6850М Госреестр № 20176-06 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 89861264	-	активная, реактивная

Окончание таблицы 2

№ п/п	Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительных каналов			УСПД	Вид электро-энергии
			ТТ	ТН	Счетчик		
6	6	ПС 110/6 кВ "Салют", ЗРУ 6 кВ, яч. 6	ТПОЛ-10 Госреестр № 1261-08 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 12890 - Зав. № 14090	НТМИ-6-66 Госреестр № 2611-70 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 3941	ЦЭ6850М Госреестр № 20176-06 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 89861290	-	активная, реактивная

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия)

Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества учтённой активной электрической энергии при доверительной вероятности P=0,95:									
Номер ИК	диапазон тока	Основная погрешность ИК, ±%				Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ±%			
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,87	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,87	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1, 2	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,8	2,5	2,9	5,5	2,2	2,8	3,2	5,6
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,2	1,5	1,7	3,0	1,6	1,9	2,1	3,2
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	1,5	1,7	1,8	2,6
3, 4	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,8	2,4	2,8	5,4	2,1	2,7	3,1	5,5
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,0	1,3	1,5	2,7	1,6	1,8	1,9	3,0
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,8	1,0	1,1	1,9	1,4	1,6	1,6	2,3
5, 6	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	1,9	2,4	2,7	4,9	2,2	2,7	3,0	5,0
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,2	1,5	1,7	3,1	1,6	1,9	2,1	3,4
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	1,5	1,7	1,8	2,6
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	1,5	1,7	1,8	2,6

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия)

Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества учтённой реактивной электрической энергии при доверительной вероятности P=0,95:							
Номер ИК	диапазон тока	Основная погрешность ИК, ±%			Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ±%		
		cos φ = 0,87 (sin φ = 0,5)	cos φ = 0,8 (sin φ = 0,6)	cos φ = 0,5 (sin φ = 0,87)	cos φ = 0,87 (sin φ = 0,5)	cos φ = 0,8 (sin φ = 0,6)	cos φ = 0,5 (sin φ = 0,87)
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 2	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	5,7	4,6	2,7	6,3	5,3	3,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	3,2	2,6	1,8	4,1	3,7	3,1
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,5	2,1	1,5	3,6	3,3	3,0
3, 4	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	5,6	4,5	2,7	6,2	5,2	3,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,9	2,4	1,6	3,9	3,5	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,8	1,4	3,4	3,2	2,9
5, 6	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	5,1	4,1	2,5	5,8	4,9	3,6
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	3,4	2,8	1,9	4,3	3,8	3,2
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,5	2,1	1,5	3,6	3,3	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,5	2,1	1,5	3,6	3,3	3,0

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: диапазон напряжения (0,98 ÷ 1,02) Uном; диапазон силы тока

(1 ÷ 1,2) Iном, коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) = 0,87 (0,5) инд.;); частота ($50 \pm 0,15$) Гц;

- температура окружающей среды (20 ± 5) °С.

4. Рабочие условия:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения ($0,9 \div 1,1$) Uном; диапазон силы первичного тока ($0,05$ ($0,02$) ÷ $1,2$) Iном₁; коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - $0,5 \div 1,0$ ($0,5 \div 0,87$); частота - ($50 \pm 0,4$) Гц;

- температура окружающего воздуха - от - 40 °С до + 50 °С.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - ($0,9 \div 1,1$)Uн₂; диапазон силы вторичного тока - ($0,05$ ($0,02$) ÷ $1,2$)Iн₂; коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - $0,5 \div 1,0$ ($0,5 \div 0,87$); частота - ($50 \pm 0,4$) Гц;

- температура окружающего воздуха - от + 15 °С до + 30 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - ($50 \pm 0,5$) Гц;

- температура окружающего воздуха - от + 10 °С до + 35 °С.

- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;

- атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.

5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 5 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Мега-Фон» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г_АИИС} = 0,99$ – коэффициент готовности;

$T_{O_ИК(АИИС)} = 8136$ ч – среднее время наработки на отказ.

Надежность применяемых в системе компонентов:

– в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчетчик ЦЭ6850М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

– сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 106100$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоя 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;

Защищённость применяемых компонентов:

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

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).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- Сервер АИИС - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «МегаФон» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 Комплектность АИИС КУЭ ОАО «МегаФон»

Наименование	Количество
Измерительные трансформаторы тока ТЛМ-10; Т-0,66; ТПОЛ-10	16 шт.
Измерительные трансформаторы напряжения НАМИТ-10-2; НТМИ-6-66	4 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ-03М; ЦЭ6850М	6 шт.
Сервер СД и БД	1 шт.

Окончание таблицы 5

Наименование	Количество
ПК «Энергосфера»	1 шт.
Автоматизированные рабочие места персонала (АРМы)	3 шт.
Методика поверки	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.
Формуляр	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «МегаФон». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в августе 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 $6\sqrt{3}...35$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации» и/или по ГОСТ 8.216-88 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- Средства измерений МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- Средства измерений МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- Счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 года;
- Счетчики типа ЦЭ6850М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии ЦЭ6850. Методика поверки ИНЕС.411152.034 Д1», утвержденной ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 15 декабря 2002 г.;
- Комплексы программно-технические измерительные ЭКОМ – в соответствии с методикой «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ. Методика поверки», утвержденной ВНИИМС в ноябре 2005 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 со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Руководство по эксплуатации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «МегаФон».

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

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

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

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

ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

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

Руководство по эксплуатации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «МегаФон».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «АРСТЭМ–ЭнергоТрейд»

Юридический адрес: 620026, г. Екатеринбург, ул. Мамина-Сибиряка, 126

Почтовый адрес: 620075, г. Екатеринбург, улица Красноармейская, 26 / Белинского, 9

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

Е.Р. Петросян