



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.34.001.A № 47678**

**Срок действия бессрочный**

**НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ**

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЗАО "Ижора-Энергосбыт"**

**ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001**

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

**ООО "Энергоучет-Автоматизация", г. Санкт-Петербург**

**РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 50821-12**

**ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ**

**МП-2203-0250-2012**

**ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **17 августа 2012 г. № 559**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." ..... 2012 г.

Серия СИ

№ 006075

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЗАО "Ижора-Энергосбыт"

#### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЗАО "Ижора-Энергосбыт" (далее - АИИС КУЭ ЗАО "Ижора-Энергосбыт") предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, контроля ее передачи и потребления за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, а также сбора, хранения и обработки полученной информации.

#### Описание средства измерений

АИИС КУЭ ЗАО "Ижора-Энергосбыт" представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ ЗАО "Ижора-Энергосбыт" решает следующие задачи:

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

АИИС КУЭ ЗАО "Ижора-Энергосбыт" состоит из 17-ти измерительных каналов (ИК), которые используются для измерения электрической энергии (мощности), и включает в себя:

- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S; 0,5S по ГОСТ 7746-2001, счетчики электрической энергии Альфа А1800 (Госреестр РФ № 31857-11) класса точности 0,5S/1,0, образующие первый уровень системы;

- устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU327 (Госреестр РФ № 41907-09) и устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе модуля коррекции времени МКВ-02Ц (Госреестр РФ № 44097-10), образующие второй уровень системы;

- информационно-вычислительный комплекс ИВК "АльфаЦЕНТР" (Госреестр РФ № 44595-10), включающий сервер, программное обеспечение (ПО) АльфаЦЕНТР, а также каналообразующую аппаратуру и автоматизированные рабочие места (АРМ'ы), образующие третий уровень системы.

Измерения электроэнергии выполняется путем интегрирования по времени мощности контролируемого присоединения (объекта учета) при помощи многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии.

Измерения активной мощности (P) счетчиками выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (u) и тока (i) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (p) по периоду основной частоты сигналов.

Счетчик производит измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывает полную мощность  $S = U \cdot I$ . Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму  $Q = (S^2 - P^2)^{0.5}$ . Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

УСПД осуществляют сбор результатов измерений электроэнергии со счетчиков по цифровым интерфейсам, перевод измеренных значений в именованные физические величины, учет потребления электроэнергии и мощности по временным интервалам

Сервер обеспечивает сбор измерительной информации с УСПД. В системе предусмотрен доступ к базе данных сервера со стороны АРМ'ов и информационное взаимодействие с организациями-участниками оптового рынка электроэнергии

Система выполняет непрерывное измерение приращений активной и реактивной электрической энергии, измерение текущего времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального энергопотребления.

Система обеспечения единого времени АИИС КУЭ ЗАО "Ижора-Энергосбыт" организована при помощи УССВ на базе модуля коррекции времени МКВ-02Ц, подключенного к УСПД. Коррекция времени УСПД производится по сигналам точного времени модуля МКВ-02Ц. Контроль рассогласования времени производится по факту наличия расхождения, превышающего  $\pm 1$  с.

Коррекция времени сервера и счетчиков осуществляется по времени УСПД. Контроль рассогласования времени производится с интервалом 30 минут, коррекция – при наличии рассогласования, превышающего  $\pm 1$  с.

Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ ЗАО "Ижора-Энергосбыт": трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и сервера соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. В системе обеспечена возможность автономного, удаленного и визуального съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в счетчиках и УСПД не менее 35 суток, на сервере – не менее 3,5 лет.

Для защиты информационных и измерительных каналов АИИС КУЭ ЗАО "Ижора-Энергосбыт" от несанкционированных вмешательств предусмотрена механическая и программная защита, установка паролей на счетчики, УСПД и сервер.

Предусмотрено резервирование основного источника питания сервера, УСПД, счетчиков и каналов передачи цифровой информации.

Все кабели, приходящие на счетчик от измерительных трансформаторов, и информационные кабели, кроссируются в пломбируемом отсеке счетчика.

При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти. Предусмотрен самостоятельный старт после возобновления питания.

Средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ ЗАО "Ижора-Энергосбыт" приведены в Таблице 1.

Таблица 1-Перечень СИ АИИС КУЭ ЗАО "Ижора-Энергосбыт"

№ ИК	Наименование	Вид СИ (наименование, тип, номер Госреестра)	Метрологические характеристики (МХ) СИ
1	ПС-310 110/6/6кВ (ГПП-4) РУ-6кВ 1С яч.15 КЛ 6кВ ф. 4-15	ТТ ТОЛ Г/р № 47959-11	Кл.точн. 0,5S Ктт= 600/5
		ТН НАМИ-10-95 УХЛ2 Г/р № 20186-05	Кл.точн. 0,5 Ктн= 6000/100
		Счетчик Альфа А1800 Г/р № 31857-11	Кл.точн. 0,5 S/1,0 Ином=1 А, I <sub>max</sub> =10 А

№ ИК	Наименование	Вид СИ (наименование, тип, номер Госреестра)	Метрологические характеристики (МХ) СИ
2	ПС-310 110/6/6кВ (ГПП-4) РУ-6кВ 2С яч.27 КЛ 6кВ ф.4-27	ТТ ТОЛ Г/р № 47959-11	Кл.точн. 0,5S Ктт= 750/5
		ТН НАМИ-10-95 УХЛ2 Г/р № 20186-05	Кл.точн. 0,5 Ктн= 6000/100
		Счетчик Альфа А1800 Г/р № 31857-11	Кл.точн. 0,5S/1,0 Ином=1 А, Iмах=10 А
3	ПС-310 110/6/6кВ (ГПП-4) РУ-6кВ 3С яч.20 КЛ 6кВ ф.4-20	ТТ ТОЛ Г/р № 47959-11	Кл.точн. 0,5S Ктт= 750/5
		ТН НАМИ-10-95 УХЛ2 Г/р № 20186-05	Кл.точн. 0,5 Ктн= 6000/100
		Счетчик Альфа А1800 Г/р № 31857-11	Кл.точн. 0,5S/1,0 Ином=1 А, Iмах=10 А
4	ПС-310 110/6/6кВ (ГПП-4) РУ-6кВ 4С яч.30 КЛ 6кВ ф.4-30	ТТ ТОЛ Г/р № 47959-11	Кл.точн. 0,5S Ктт= 600/5
		ТН НАМИ-10-95 УХЛ2 Г/р № 20186-05	Кл.точн. 0,5 Ктн= 6000/100
		Счетчик Альфа А1800 Г/р № 31857-11	Кл.точн. 0,5S/1,0 Ином=1 А, Iмах=10 А
5	ТП-43/3 (6/0,4кВ), ввод 0,4кВ Т1.	ТТ ТШЛ Г/р № 47957-11	Кл.точн. 0,5S Ктт= 1000/5
		Счетчик Альфа А1800 Г/р № 31857-11	Кл.точн. 0,5S/1,0 Ином=1 А, Iмах=10 А
6	ТП-43/3 (6/0,4кВ), ввод 0,4кВ Т2.	ТТ ТШЛ Г/р № 47957-11	Кл.точн. 0,5S Ктт= 1000/5
		Счетчик Альфа А1800 Г/р № 31857-11	Кл.точн. 0,5S/1,0 Ином=1 А, Iмах=10 А
7	ТП-76 (6/0,4кВ), ввод 0,4 кВ Т1.	ТТ ТСН Г/р № 26100-03	Кл.точн. 0,2S Ктт= 1500/5
		Счетчик Альфа А1800 Г/р № 31857-11	Кл.точн. 0,5S/1,0 Ином=1 А, Iмах=10 А
8	ТП-76 (6/0,4кВ), ввод 0,4 кВ Т2.	ТТ ТСН Г/р № 26100-03	Кл.точн. 0,2S Ктт= 1500/5
		Счетчик Альфа А1800 Г/р № 31857-11	Кл.точн. 0,5S/1,0 Ином=1 А, Iмах=10 А
9	ПС-346 110/10/10 кВ (ГПП-6) РУ-10 кВ 1С яч.15	ТТ ТЛП-10-5 Г/р № 30709-11	Кл.точн. 0,5S Ктт= 75/5
		ТН НАМИ-10-95 УХЛ2 Г/р № 20186-05	Кл.точн. 0,5 Ктн= 10000/100
		Счетчик Альфа А1800 Г/р № 31857-11	Кл.точн. 0,2S/0,5 Ином=1 А, Iмах=10 А
10	ПС-346 110/10/10 кВ (ГПП-6) РУ-10кВ 2С яч.31	ТТ ТЛП-10-5 Г/р № 30709-11	Кл.точн. 0,5S Ктт= 200/5
		ТН НАМИ-10-95 УХЛ2 Г/р № 20186-05	Кл.точн. 0,5 Ктн= 10000/100
		Счетчик Альфа А1800 Г/р № 31857-11	Кл.точн. 0,5S/1,0 Ином=1 А, Iмах=10 А
11	ПС-346 110/10/10 кВ (ГПП-6) РУ-10 кВ 3С яч.8	ТТ ТЛП-10-5 Г/р № 30709-11	Кл.точн. 0,5S Ктт= 200/5
		ТН НАМИ-10-95 УХЛ2 Г/р № 20186-05	Кл.точн. 0,5 Ктн= 10000/100
		Счетчик Альфа А1800 Г/р № 31857-11	Кл.точн. 0,5S/1,0 Ином=1 А, Iмах=10 А

№ ИК	Наименование	Вид СИ (наименование, тип, номер Госреестра)	Метрологические характеристики (МХ) СИ
12	ПС-346 110/10/10 кВ (ГПП-6) РУ-10 кВ 3С яч.26	ТТ ТЛП-10-5 Г/р № 30709-11	Кл.точн. 0,5S Ктт= 75/5
		ТН НАМИ-10-95 УХЛ2 Г/р № 20186-05	Кл.точн. 0,5 Ктн= 10000/100
		Счетчик Альфа А1800 Г/р № 31857-11	Кл.точн. 0,5S/1,0 Iном=1 А, Iмах=10 А
13	ПС-346 110/10/10 кВ (ГПП-6) РУ-10кВ 4С яч.46	ТТ ТЛП-10-5 Г/р № 30709-11	Кл.точн. 0,5S Ктт= 100/5
		ТН НАМИ-10-95 УХЛ2 Г/р № 20186-05	Кл.точн. 0,5 Ктн= 10000/100
		Счетчик Альфа А1800 Г/р № 31857-11	Кл.точн. 0,5S/1,0 Iном=5 А, Iмах=10 А
14	РТП-55 РУ-10 кВ 1С яч.5	ТТ ТЛП-10-5 Г/р № 30709-11	Кл.точн. 0,5S Ктт= 100/5
		ТН НАМИТ-10-2 УХЛ2 Г/р № 16687-07	Кл.точн. 0,5 Ктн= 10000/100
		Счетчик Альфа А1800 Г/р № 31857-11	Кл.точн. 0,5S/1,0 Iном=5 А, Iмах=10 А
15	РТП-55 РУ-10 кВ 1С яч.10	ТТ ТЛП-10-5 Г/р № 30709-11	Кл.точн. 0,5S Ктт= 100/5
		ТН НАМИТ-10-2 УХЛ2 Г/р № 16687-07	Кл.точн. 0,5 Ктн= 10000/100
		Счетчик Альфа А1800 Г/р № 31857-11	Кл.точн. 0,5S/1,0 Iном=1 А, Iмах=10 А
16	РТП-55 РУ-10 кВ 2С яч.23	ТТ ТЛП-10-5 Г/р № 30709-11	Кл.точн. 0,5S Ктт= 100/5
		ТН НАМИТ-10-2 УХЛ2 Г/р № 16687-07	Кл.точн. 0,5 Ктн= 10000/100
		Счетчик Альфа А1800 Г/р № 31857-11	Кл.точн. 0,5S/1,0 Iном=5 А, Iмах=10 А
17	РТП-55 РУ-10 кВ 2С яч.24	ТТ ТЛП-10-5 Г/р № 30709-11	Кл.точн. 0,5S Ктт= 100/5
		ТН НАМИТ-10-2 УХЛ2 Г/р № 16687-07	Кл.точн. 0,5 Ктн= 10000/100
		Счетчик Альфа А1800 Г/р № 31857-11	Кл.точн. 0,5S/1,0 Iном=5 А, Iмах=10 А
№№ 1-17		комплекс измерительно-вычислительный для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР» №ГР 44595-10	МХ приведены в разделе "Программное обеспечение"
		Устройство сбора и передачи данных УСПД RTU-327 Г/р № 41907-09	абсолютная погрешность при измерении текущего времени не более ±2 с/сутки
		Модуль коррекции времени МКВ-02Ц Г/р № 44097-10	пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации среза выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC ± 1 с.

Примечание - Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков и УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом в порядке, установленном в ЗАО "Ижора-Энергосбыт". Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ЗАО "Ижора-Энергосбыт" как его неотъемлемая часть.

### Программное обеспечение

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в АИИС КУЭ ЗАО "Ижора-Энергосбыт", приведены в таблице 2.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации каналов ИВК «АльфаЦЕНТР».

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Альфа ЦЕНТР» РЕ	Планировщик опроса и передачи данных - Amrserver.exe	Elster AmrServer	3.32.0.0	94b754e7dd0a57655c4f6b8252afd7a6	MD5
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД - Amrc.exe	RTU327 AmrClient	3.32.1.0	231657667d86238ff596845be4ba5d01	
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД - Amra.exe	RTU327 AmrClient	3.32.1.0	276049f66059b53881e5c27c8277dc01	
	Драйвер работы с БД - Cdbora2.dll	Oracle database driver for AC-Comm	3.31.0.0	5e9a48ed75a27d10c135a87e77051806	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков - encryptdll.dll	Идентификационное наименование отсутствует	2.0.0.0	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	Библиотека сообщений планировщика опросов - alphamess.dll	Идентификационное наименование отсутствует	б/н	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010: "С".

### Метрологические и технические характеристики

Основные технические и метрологические характеристики АИИС КУЭ ЗАО "Ижора-Энергосбыт" приведены в таблицах 3-5.

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики	Примечания
Количество измерительных каналов	17	
Номинальное напряжение на вводах и отходящих линиях системы, кВ	10	ИК 9 - 17
	6	ИК 1- 4
	0,4	ИК 5 - 8
Отклонение напряжения от номинального, %	±10	В рабочих условиях. По результатам предпроектного обследования объекта
Номинальный ток, А	1500	ИК 7,8
	1000	ИК 5,6
	750	ИК 2,3
	600	ИК 1,4
	200	ИК 10, 11
	100	ИК 13-17
	75	ИК 9, 12
Диапазон изменения тока, % от номинального, не более	от 2 до 120	В рабочих условиях. По результатам предпроектного обследования объекта
Диапазон изменения коэффициента мощности	от 0,5 до 1,0	В рабочих условиях. По результатам предпроектного обследования объекта
Фактический диапазон рабочих температур для компонентов системы, °С: трансформаторы напряжения и тока; электросчетчики, УСПД.	от плюс 0 до плюс 35 от плюс 0 до плюс 35 от плюс 20 до плюс 35	ИК 1-17
Суточный ход системных часов, с/сутки	±5	С учетом коррекции по GPS
Предел допускаемого значения разности показаний часов всех компонентов системы, с	±5	С учетом внутренней коррекции времени в системе
Срок службы, лет, не менее: трансформаторы напряжения и тока; электросчетчики УСПД	25 30 30	В соответствии с технической документацией

Таблица 4 - Пределы относительных погрешностей ИК (активная электрическая энергия и мощность) в рабочих условиях эксплуатации

№ ИК	Значение $\cos \varphi$	$\pm \delta_w P_2 \%$	$\pm \delta_w P_5 \%$	$\pm \delta_w P_{120\%}$
		Для диапазона $2\% \leq I / I_{ном} < 5\%$	Для диапазона $5\% \leq I / I_{ном} < 20\%$	Для диапазона $20\% \leq I / I_{ном} \leq 120\%$
1	2	3	4	5
1-4; 9-17 5,6	1	±2,4	±1,4	±1,2
	0,9	±2,8	±1,6	±1,3
	0,8	±3,3	±2,2	±1,8
	0,5	±5,6	±3,3	±2,6

1	2	3	4	5
5,6	1	±2,3	±1,2	±1,1
	0,9	±2,7	±1,4	±1,2
	0,8	±3,2	±2,1	±1,6
	0,5	±5,5	±3,1	±2,2
7,8	1	±1,8	±1,0	±0,9
	0,9	±1,9	±1,0	±0,9
	0,8	±2,0	±1,7	±1,4
	0,5	±2,5	±1,9	±1,5

Таблица 5 - Пределы относительных погрешностей ИК (реактивная электрическая энергия и мощность) в рабочих условиях эксплуатации

№ ИК	Значение $\cos\varphi/\sin\varphi$	$\pm\delta_{W Q2\%}$ Для диапазона $2\% \leq I/I_{ном} < 5\%$	$\pm\delta_{W Q5\%}$ Для диапазона $5\% \leq I/I_{ном} < 20\%$	$\pm\delta_{W Q120\%}$ Для диапазона $20\% \leq I/I_{ном} \leq 120\%$
1-4; 9-17	0,8/0,6	±5,1	±3,5	±2,9
	0,5/0,9	±3,5	±2,4	±2,2
5,6	0,8/0,6	±4,9	±3,4	±2,7
	0,5/0,9	±3,4	±2,3	±2,1
7,8	0,8/0,6	±3,1	±2,8	±2,4
	0,5/0,9	±2,7	±2,0	±1,9

$\pm\delta_{W P 2\%}$  ( $\pm\delta_{W Q 2\%}$ ) - предел допускаемой относительной погрешности измерений активной (реактивной) электроэнергии для диапазона  $2\% \leq I/I_{ном} < 5\%$

$\pm\delta_{W P 5\%}$  ( $\pm\delta_{W Q 5\%}$ ) - предел допускаемой относительной погрешности измерений активной (реактивной) электроэнергии для диапазона  $5\% \leq I/I_{ном} < 20\%$

$\pm\delta_{W P 20\%}$  ( $\pm\delta_{W Q 20\%}$ ) - предел допускаемой относительной погрешности измерений активной (реактивной) электроэнергии для диапазона  $20\% \leq I/I_{ном} \leq 120\%$

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским или иным способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЗАО "Ижора-Энергосбыт".

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ЗАО "Ижора-Энергосбыт" определяется проектной документацией на систему, а также эксплуатационной документацией – руководством по эксплуатации и формуляром.

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

### Поверка

осуществляется по документу МП-2203-0250-2012 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЗАО "Ижора-Энергосбыт". Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМ им. Д.И.Менделеева" в июне 2012 г.

Средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- ТН – по МИ 2845-2003 "ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации"; ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки";



- Счетчики АльфаА1800 – по документу "Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018МП", утвержденному ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС в 2011 г.

- УСПД RTU-327 - по документу "Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки ДИЯМ.466215.007 МП", утвержденная ВНИИМС в 2009 г.

- МКВ-02Ц – по документу "Модуль коррекции времени МКВ-02Ц. Методика поверки МС2.000.009 МП", согласованная ГЦИ СИ Тест-С.-Петербург в 2010г.

Радиочасы МИР РЧ-01.

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

"Методика измерений электроэнергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ЗАО "Ижора-Энергосбыт", аттестованная ОАО "АТС".

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

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

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

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

осуществление торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

ООО "Энергоучет-Автоматизация",

195197, г. Санкт-Петербург, ул. Жукова, 19

Тел/факс. (812) 540-14-84, e-mail: energouchet @ mail.ru

### **Испытательный центр**

ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева",

регистрационный номер в Государственном реестре № 30001-10,

190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д.19

тел. (812) 251-76-01, факс (812) 713-01-14, e-mail:info@vniim.ru

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В.Булыгин

М.П.

«\_\_»\_\_\_\_\_2012 г.