

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО  
Руководитель ГИИ СИ  
Зам. генерального директора  
ФГУ «Ростест-Москва»  
А.С. Евдокимов  
«15» 02 2008 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиал «РTPC» «Московский региональный центр»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № <u>37384-08</u>
--	---

Изготовлена филиалом «РTPC» «Московский региональный центр» г. Москва, по проектной документации ООО «ИСКРЭН» г. Москва. Заводской номер № 004.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиал «РTPC» «Московский региональный центр» (далее по тексту - АИИС КУЭ «РTPC» «МРЦ») предназначается для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля за потреблением электроэнергии и мощности в «РTPC» «МРЦ» по всем расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в центры сбора: ИАСУ КУ НП «АТС», филиал регионального ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» Московское РДУ, ОАО «Мосэнергосбыт».

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

### ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ «РTPC» «МРЦ» представляет собой двухуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Первый уровень включает в себя девять (9) информационно-измерительных комплексов (ИИК) и выполняет функцию проведения измерений.

Второй уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

В состав ИИК входят:

- счетчики электрической энергии;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- вторичные измерительные цепи.

В состав ИВК входят:

- технические средства приёма-передачи данных;
- сервер сбора данных (ССД);
- технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

АИИС КУЭ «РTPC» «МРЦ» решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- 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;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Принцип действия:

Сигналы, пропорциональные напряжению и току в сети, снимаются с вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения и поступают на вход преобразователя счетчика. Измерительная система преобразователя перемножает входные сигналы, получая мгновенную потребляемую мощность. Этот сигнал поступает на вход микроконтроллера счетчика, преобразующего его в Вт·ч и, по мере накопления сигналов, изменяющего показания счетчика. Микроконтроллер считывает и сохраняет последнее сохраненное значение. По мере накопления каждого Вт·ч, микроконтроллер увеличивает показания счетчика.

Для получения информации со счетчиков, сервер сбора данных (ИБК) формирует запрос на терминал типа P2S, терминал в свою очередь через GSM-модем перенаправляет запрос на счетчик с нужным адресом.

Счетчик в ответ пересылает данные через терминал и CON2 по информационным линиям связи на сервер сбора данных (ИБК), на котором установлено специализированное программное обеспечение SEP2W для сбора и учета данных. Далее по каналам связи (телефон, ЛВС), обеспечивается дальнейшая передача информации в НП «АТС», филиал регионального ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» Московское РДУ, ОАО «Мосэнергосбыт».

Взаимодействие между АИИС «РTPC» «МРЦ», ИАСУ КУ НП «АТС», филиалом регионального ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» Московское РДУ, ОАО «Мосэнергосбыт» осуществляется через сервер сбора данных по следующим каналам связи:

1. основной канал связи организован на базе выделенного канала сети «Интернет». Основной канал связи обеспечивает, скорость передачи данных не менее 28800 бит/сек и имеет коэффициент готовности не хуже 0,95;
2. резервный канал связи организован через модем. Резервный канал связи обеспечивает, скорость передачи данных не менее 9600 бит/сек и коэффициент готовности не хуже 0,95.

Для обеспечения единства измерений в состав АИИС КУЭ «РTPC» «МРЦ» входит система обеспечения единого времени (СОЕВ).

СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени и имеет нормированные метрологические характеристики. В СОЕВ входят все средства измерений времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ привязана к единому календарному времени.

Устройством приема сигналов точного времени служит GPS-приемник BR-355, подключенный к серверу сбора данных.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов  $\pm 5$  с/сутки.

# ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ «РТРС» «МРЦ» приведен в таблице 1.  
Таблица 1

№ ИИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала					
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии многофункциональный	Терминал связи	ССД	
1	2	3	4	5	6	7	8
РП-10 кВ					POREG P2S-K33-00-V1.25 (P2S) Госреестр № 17563-05	HP Proliant DL140 G3	
1	Ввод от п.ст. №46 Код точки	ТПЛ-10К Кл.т. 0,5 Ктт=400/5 Зав. №2850 Зав. №12777 Госреестр № 2367-68	ЗНОЛ-06 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Зав. №2039 Зав. №1850 Зав. №2297 Госреестр № 3344-72	MT851 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. №34569494 Госреестр № 27724-04			Активная реактивная
2	Ввод от п.ст. №112 Код точки	ТПЛ-10К Кл.т. 0,5 Ктт=400/5 Зав. №2087 Зав. №1868 Госреестр № 2367-68	ЗНОЛ-06 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Зав. №2334 Зав. №23603 Зав. №2049 Госреестр № 3344-72	MT851 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. №32747764 Госреестр № 27724-04			Активная реактивная
3	Ввод от ТЭЦ-21 Код точки	ТПЛ-10К Кл.т. 0,5 Ктт=400/5 Зав. №336 Зав. №2480 Госреестр № 2367-68	ЗНОЛ-06 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Зав. №2268 Зав. №2291 Зав. №2078 Госреестр № 3344-72	MT851 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. №34569485 Госреестр № 27724-04			Активная реактивная
4	Резервный ввод от телецентра Код точки	ТПЛ-10К Кл.т. 0,5 Ктт=400/5 Зав. №3075 Зав. №13023 Госреестр № 2367-68	ЗНОЛ-06 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Зав. №1568 Зав. №427 Зав. №1783 Госреестр № 3344-72	MT851 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. №34873344 Госреестр № 27724-04			Активная реактивная
5	ТСН № 1 Код точки	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Зав. №0105266 Зав. №0104469 Зав. №0105260 Госреестр № 15174-01	-	MT851 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. №31051729 Госреестр № 27724-04			Активная реактивная
6	ТСН № 2 Код точки	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Зав. №0103925 Зав. №0103874 Зав. №0103929 Госреестр № 15174-01	-	MT851 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. №34874506 Госреестр № 27724-04			Активная реактивная
7	ТСН № 3 Код точки	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Зав. №0109772 Зав. №0109701 Зав. №0109699 Госреестр № 15174-01	-	MT851 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. №34874494 Госреестр № 27724-04			Активная реактивная
8	ТСН № 4 Код точки	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Зав. №0120923 Зав. №0120901 Зав. №0120880 Госреестр № 15174-01	-	MT851 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. №34874502 Госреестр № 27724-04			Активная реактивная
9	Завод КИНАП Код точки	ТПЛ-10К Кл.т. 0,5 Ктт=400/5 Зав. №4050 Зав. №2113 Госреестр № 2367-68	ЗНОЛ-06 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Зав. №2039 Зав. №1850 Зав. №2297 Госреестр № 3344-72	MT851 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. №34569630 Госреестр № 27724-04			Активная реактивная

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ «РТРС» «МРЦ» приведены в таблице 2.

Таблица 2

<b>Предел допускаемой относительной погрешности измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ «РТРС» «МРЦ»</b>					
Номер канала	$\cos \varphi$	$\delta_{1(2)\%},$ $I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
<b>1-4,9</b> (ТТ-0,5;ТН-0,5;Сч-0,5S)	1	-	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
	0,9	-	$\pm 2,7$	$\pm 1,9$	$\pm 1,7$
	0,8	-	$\pm 3,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
	0,7	-	$\pm 3,8$	$\pm 2,4$	$\pm 2,1$
	0,5	-	$\pm 5,7$	$\pm 3,3$	$\pm 2,7$
<b>5-8</b> (ТТ-0,5;Сч-0,5S)	1	-	$\pm 2,2$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$
	0,9	-	$\pm 2,6$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$
	0,8	-	$\pm 3,1$	$\pm 2,0$	$\pm 1,7$
	0,7	-	$\pm 3,7$	$\pm 2,3$	$\pm 1,9$
	0,5	-	$\pm 5,5$	$\pm 3,1$	$\pm 2,4$
<b>Предел допускаемой относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ «РТРС» «МРЦ»</b>					
Номер канала	$\cos \varphi / \sin \varphi$	$\delta_{1(2)\%},$ $I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
<b>1-4,9</b> (ТТ-0,5;ТН-0,5;Сч-1,0)	0,9/0,44	-	$\pm 7,8$	$\pm 4,3$	$\pm 3,3$
	0,8/0,6	-	$\pm 5,2$	$\pm 3,1$	$\pm 2,5$
	0,7/0,71	-	$\pm 4,4$	$\pm 2,7$	$\pm 2,3$
	0,5/0,87	-	$\pm 3,5$	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$
	0,9/0,44	-	$\pm 7,6$	$\pm 4,0$	$\pm 2,9$
<b>5-8</b> (ТТ-0,5;Сч-1,0)	0,8/0,6	-	$\pm 5,1$	$\pm 2,9$	$\pm 2,3$
	0,7/0,71	-	$\pm 4,3$	$\pm 2,6$	$\pm 2,2$
	0,5/0,87	-	$\pm 3,4$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$

**Примечания:**

1. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.);
2. В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ «РТРС» «МРЦ»:
  - напряжение питающей сети: напряжение  $(0,98 \dots 1,02) \cdot U_{ном}$ , ток  $(1 \div 1,2) I_{ном}$ ,  $\cos \varphi = 0,9$  инд;
  - температура окружающей среды  $(20 \pm 5)^\circ \text{C}$ .
4. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ «РТРС» «МРЦ»:
  - напряжение питающей сети  $(0,9 \dots 1,1) \cdot U_{ном}$ , ток  $(0,05 \dots 1,2) \cdot I_{ном}$ ;
  - температура окружающей среды:
  - для счетчиков электроэнергии МТ851 от  $20^\circ \text{C}$  до  $35^\circ \text{C}$ ;
  - для POREG P2S от  $20^\circ \text{C}$  до  $35^\circ \text{C}$ ;
  - трансформаторы тока по ГОСТ 7746;
  - трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983.
5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 5 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена терминала связи на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на «РTPC» «МРЦ» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ «РTPC» «МРЦ» как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ «РTPC» «МРЦ» измерительных компонентов:

- счетчиков электроэнергии МТ851 – среднее время наработки на отказ не менее 1847754 часов;
- УСПД POREG P2S-K33-00-V1.25– среднее время наработки на отказ не менее 2196237 часов;
- резервирование питания в АИИС КУЭ осуществляется при помощи источников бесперебойного питания (ИБП), обеспечивающих стабилизированное бесперебойное питание элементов АИИС КУЭ при скачкообразном изменении или пропадании напряжения.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 7$  суток;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 1$  час;
- для терминала (POREG P2S)  $T_v \leq 24$  ч

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ «РTPC» «МРЦ» от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- данные ТТ о средних значениях фазных токов за тридцать минут хранятся в долговременной памяти электросчетчиков и передаются в базу данных ИВК;
- данные ТН обеспечены журналом автоматической регистрации событий;
- снижение напряжения по каждой из фаз А, В, С ниже уставок;
- исчезновение напряжения по всем фазам;
- восстановление напряжения;
- панели подключения к электрическим интерфейсам электросчетчиков защищены механическими пломбами;
- программа параметрирования электросчетчиков имеет пароль;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- пароль на счетчике;
- пароль на терминал связи.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- терминалах связи (функция автоматизирована).

### **ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ «РTPC» «МРЦ» типографским способом.

## КОМПЛЕКТНОСТЬ

Таблица 3

Наименование	Обозначение (тип)	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10К	10
	ТОП-0,66	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-0,6	12
Терминал связи	POREG P2S	1
Сервер сбора данных (ССД)	HP Proliant DL140 G3	1
Счетчик статический трехфазный переменного тока активной и реактивной энергии	MT851	9
GSM-Модем	Siemens MC-35i	2
Преобразователь интерфейсов CS/RS232	CON 2	1
Модем	Zyxel U-336S	1
GPS-приемник	BR-355	1
Руководство по эксплуатации	ИЮНД.411711.010.РЭ	1
Формуляр	ИЮНД.411711.010.ФО-ПС	1
Методика поверки	МП 483/446-2008	1

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

### ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «РПРС» «МРЦ» Методика поверки» МП-483/446-2008, утвержденным ФГУ «Ростест-Москва» в феврале 2008 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счетчик MT851 – по документу ГОСТ 8.584-2004;
- Терминал связи POREG P2S – по методике поверки МП 58-263-2003 «ГСИ. Система коммерческого учета энергопотребления автоматизированная типа SEP2 фирмы Iskraemeco (Словения). Методика поверки измерительных каналов»;
- Радиочасы «МИР РЧ-01».

Межповерочный интервал - 4 года.

### НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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

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

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

4 ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

5 ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

6 ГОСТ 30206–94. Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S).

7. ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия

8 МИ 2999-2006 «Рекомендация. ГЦИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «РTPC» «МРЦ», зав. № 004 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

## ИЗГОТОВИТЕЛЬ

филиал «РTPC» «Московский региональный центр»  
129515 Москва, ул. Академика Королева, д. 13.  
Тел: (495) 602-41-14

Директор

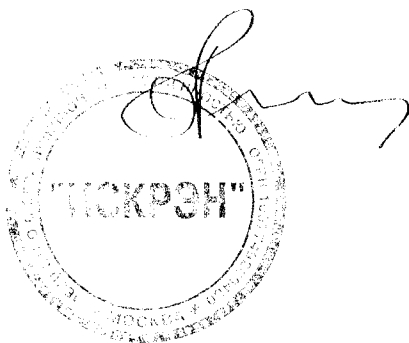


С.Н. Трубицин

## ЗАЯВИТЕЛЬ

ООО «ИСКРЭН»  
117393, г. Москва, ул. Профсоюзная, 66, стр. 1.  
Тел/факс(495) 785-52-00, 785-52-01, 785-52-02, 785-52-03

Генеральный директор



А.И. Авачев

*Главный инженер МРЦ: Д.Р. Савитов*  
*11.02.2008г.*