

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) РТС-3 г. Зеленоград

#### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) РТС-3 г. Зеленоград (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений, коммерческого и технического учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) РТС-3 г. Зеленоград, предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

#### Описание средства измерений

АИИС КУЭ, представляет собой трехуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. Измерительные каналы (ИК) системы состоят из следующих уровней:

Первый уровень - измерительно-информационный комплекс (далее - ИИК) состоит из установленных на объектах контроля электронных счетчиков активной и реактивной электроэнергии с цифровым интерфейсом RS-485, измерительных трансформаторов тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 и измерительных трансформаторов напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, вторичных измерительных цепей и технических средств приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включает в себя УСПД (1 шт.), обеспечивающее интерфейс доступа к ИИК), технические средства приёма-передачи данных (каналообразующей аппаратуры).

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК). ИВК представляет собой центральное устройство сбора (сервер), коммутационные средства, рабочие станции (АРМ) и специальное программное обеспечение. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, диагностики состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в ОАО «АТС».

Система обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- 1) активной (реактивной) энергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу энергии;
- 2) средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- 3) календарного времени и интервалов времени.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и УСПД может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ измерения и передача данных на верхний уровень происходят следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики «ПРОТОН» СЭ-05-100-1 производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения ( $U$ ) и тока ( $I$ ) и рассчитывают активную мощность ( $P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$ ) и полную мощность ( $S=U \cdot I$ ). Реактивная мощность ( $Q$ ) рассчитывается в счетчике по алгоритму

$Q=(S^2-P^2)^{0.5}$ . Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений  $P$  на 30-минутных интервалах времени. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация передается в устройство сбора и передачи данных (УСПД). В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения, установленного на УСПД, далее информация поступает на сервер, где происходит накопление и отображение собранной информации при помощи АРМов. Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками multifunctional электросчетчиков, УСПД и уровнем доступа АРМа к базе данных. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента АИИС КУЭ к другому, используются проводные линии связи.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения точного времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, сервера и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени производится не реже одного раза в сутки, по сигналам от устройства синхронизации системного времени (УССВ) на основе GPS-приемника, подключенного к серверу.

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ соответствуют критериям качества АИИС КУЭ, определенным согласно техническим требованиям НП «Совет рынка» и ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращения активной электрической энергии, календарного времени, интервалов времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков полчасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и УСПД соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам или к УСПД (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа Notebook с последующей передачей данных на компьютер высшего уровня.

В системе обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в счетчике не менее 60 суток. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти. Предусмотрен самостоятельный старт УСПД после возобновления питания.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ, являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений. Устройства связи, модемы различных типов, пульта оператора, средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

### **Программное обеспечение**

ПО АИИС КУЭ «Базис» (ООО «Систел») строится на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков электрической энергии и УСПД.

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для разных тарифных зон не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК АИИС КУЭ «Базис» (ООО «Систел») и определяются классом применяемых электросчетчиков (кл. точности 0,2S/0,5; 0,5S/1).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений электроэнергии в ИВК АИИС КУЭ «Базис» (ООО «Систел»), получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в АИИС КУЭ, приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
АИИС КУЭ «Базис» (ООО «Систел»)	Программа для запуска всех модулей D:\ascue_ntservice\fluid_p.exe	version 5	2D53D2801D94C50 E1549CCF9A61001 C5	MD5
	Загрузчик приложений АИИС КУЭ для работы D:\ascue_ntservice\load_prog.zfl	нет версии	E001A828BA5B4E EC6BF8B737EF2F4 B45	

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

## Метрологические и технические характеристики

Таблица 2

параметр	значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности АИИС КУЭ при измерении электрической энергии.	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 3
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220± 22 50 ± 1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	от -20 до +55 от -40 до +70
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	10; 10,5
Первичные номинальные токи, кА	0,1; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек измерения, шт.	22
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Абсолютная погрешность часов, секунд	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 3 Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК (измерение электрической энергии) для рабочих условий эксплуатации,  $d_p$  %.

№ ИК	Состав ИИК	$\cos \varphi$ ( $\sin \varphi$ )	$\delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\delta_{5\%I}$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\delta_{20\%I}$ $I_{20\%} < I \leq I_{100\%}$	$\delta_{100\%I}$ $I_{100\%} < I \leq I_{120\%}$
1-13, 21, 22	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счётчик-класс точности 0,5S (активная энергия)	1	Не нормируется	$\pm 2,6$	$\pm 2,2$	$\pm 2,1$
		0,8	Не нормируется	$\pm 4,0$	$\pm 3,2$	$\pm 3,0$
		0,5	Не нормируется	$\pm 6,1$	$\pm 4,0$	$\pm 3,5$
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счётчик-класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	$\pm 6,4$	$\pm 3,9$	$\pm 3,4$
		0,5	Не нормируется	$\pm 4,8$	$\pm 3,3$	$\pm 3,1$
		(0,87)	Не нормируется			
14-20	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5 Счётчик-класс точности 0,5S (активная энергия)	1	$\pm 2,8$	$\pm 2,2$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
		0,8	$\pm 4,0$	$\pm 3,3$	$\pm 3,0$	$\pm 3,0$
		0,5	$\pm 6,1$	$\pm 4,1$	$\pm 3,5$	$\pm 3,5$
	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5 Счётчик-класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	$\pm 9,0$	$\pm 5,3$	$\pm 3,6$	$\pm 3,4$
		0,5	$\pm 6,8$	$\pm 4,3$	$\pm 3,1$	$\pm 3,1$
		(0,87)				

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени ( $d_p$ ), рассчитываются по следующей формуле (на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

$$d_p = \pm \sqrt{d_s^2 + \left( \frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2}, \text{ где}$$

$d_p$  - пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии, в %;

$d_s$  - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3 при измерении электроэнергии, в %;

$K$  – масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

$K_e$  – внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт•ч);

$T_{cp}$  - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

$P$  - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$d_{p, \text{корр.}} = \frac{\Delta t}{3600T_{cp}} \cdot 100\%, \text{ где}$$

$\Delta t$  - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах);

$T_{cp}$  - величина интервала усреднения мощности (в часах).

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) РТС-3 г. Зеленоград типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплект поставки приведен в таблице 4 и 5.

Таблица 4.

Канал учета		Средство измерений	
№ ИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип, метрологические характеристики, зав. номер, № Госреестра
1	2	3	4
	АИИС КУЭ	УСПД	Систел-УСПД № 07201009 № ГР 29267-05
1	РП19190А Резервный ввод	ТТ	ТПОЛ-10 Ктр 400/5, КТ 0,5 зав. № 4449,1532 № Госреестра 1261-02
		ТН	НТМК-10 Ктр 10000/100, КТ 0,5, зав. № 417 № Госреестра 355-49
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ 0,5S/1, зав.№ 06944778 № Госреестра 29292-05
2	ПС №686 (Эра) Ввод №1 яч.36	ТТ	ТОЛ-10 Ктр 800/5, КТ 0,5, зав.№ 14716,14439 № Госреестра 38395-08
		ТН	НТМК-10 Ктр 10000/100, КТ 0,5, зав.№ 417 № Госреестра 355-49
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ 0,5S/1, зав.№ 06944777 № Госреестра 29292-05
3	ПС №840 (Омега) Ввод №2 яч.17	ТТ	ТОЛ-10 Ктр 800/5, КТ 0,5, зав.№ 14714,14580 № Госреестра 38395-08
		ТН	НАМИ-10-95 УХЛ2 Ктр 10000/100, КТ 0,5, зав.№ 5970 № Госреестра 20186-05
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ 0,5S/1, зав.№ 06944776 № Госреестра 29292-05
4	РП19190Б Резервный ввод	ТТ	ТПОЛ-10 Ктр 400/5, КТ 0,5, зав.№ 7977,4612 № Госреестра 1261-02
		ТН	НАМИ-10-95 УХЛ2 Ктр 10000/100, КТ 0,5, зав. № 5970 № Госреестра 20186-05
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ 0,5S/1, зав.№ 06944775 № Госреестра 29292-05

1	2	3	4
5	Ввод 10 кВ на ГТЭС-12 1 сек.	ТТ	ТОЛ-10 Ктр 500/5, КТ 0,5, зав.№ 5321,5430 № Госреестра 38395-08
		ТН	НТМК-10 Ктр 10000/100, КТ 0,5, зав.№ 417 № Госреестра 355-49
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ 0,5S/1, зав.№ 06945462 № Госреестра 29292-05
6	Тр-р №7	ТТ	ТПОЛ-10 Ктр 100/5, КТ 0,5, зав.№ 26016,02502 № Госреестра 1261-02
		ТН	НТМК-10 Ктр 10000/100, КТ 0,5, зав.№ 417 № Госреестра 355-49
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ 0,5S/1, зав.№ 07944003 № Госреестра 29292-05
7	Тр-р №5	ТТ	ТОЛ-10 Ктр 100/5, КТ 0,5, зав.№ 900,2009 № Госреестра 38395-08
		ТН	НТМК-10 Ктр 10000/100, КТ 0,5, зав.№ 417 № Госреестра 355-49
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ 0,5S/1, зав.№ 06945465 № Госреестра 29292-05
8	Тр-р №3	ТТ	ТПЛ-10 Ктр 100/5, КТ 0,5, зав.№ 955,2306 № Госреестра 1276-59
		ТН	НТМК-10 Ктр 10000/100, КТ 0,5, зав.№ 417 № Госреестра 355-49
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ 0,5S/1, зав. № 07944011 № Госреестра 29292-05
9	Тр-р №1	ТТ	ТПОЛ-10 Ктр 600/5, КТ 0,5, зав.№ 15380,15075 № Госреестра 1261-02
		ТН	НТМК-10 Ктр 10000/100, КТ0,5, зав.№ 417 № Госреестра 355-49
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ0,5S/1, зав.№ 07944190 № Госреестра 29292-05
10	Тр-р №2	ТТ	ТПОЛ-10 Ктр 600/5, КТ 0,5, зав.№ 1295,1195 № Госреестра 1261-02
		ТН	НАМИ-10-95 УХЛ2 Ктр 10000/100, КТ 0,5 , зав.№ 5970 № Госреестра 20186-05

1	2	3	4
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ 0,5S/1 , зав.№ 06945466 № Госреестра 29292-05
11	Тр-р №4	ТТ	ТПЛ-10 Ктр 100/5, КТ 0,5 , зав.№ 62796,580 № Госреестра 1276-59
		ТН	НАМИ-10-95 УХЛ2 Ктр 10000/100, КТ 0,5 , зав.№ 5970 № Госреестра 20186-05
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ 0,5S/1 , зав.№ 06945483 № Госреестра 29292-05
12	Тр-р №6	ТТ	ТПЛ-10 Ктр 100/5, КТ 0,5 , зав.№ 5494,0736 № Госреестра 1276-59
		ТН	НАМИ-10-95 УХЛ2 Ктр 10000/100, КТ 0,5 , зав.№ 5970 № Госреестра 20186-05
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ 0,5S/1 , зав.№ 06945485 № Госреестра 29292-05
13	Тр-р №8	ТТ	ТОЛ-10 Ктр 100/5, КТ 0,5 , зав.№ 61237,30201 № Госреестра 38395-08
		ТН	НАМИ-10-95 УХЛ2 Ктр 10000/100, КТ 0,5 , зав.№ 5970 № Госреестра 20186-05
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ 0,5S/1 , зав.№ 06945488 № Госреестра 29292-05
14	Ввод 10 кВ на ГТЭС-12 2 сек.	ТТ	ТОЛ-10 Ктр 500/5, КТ 0,5S , зав.№ 5201,27327 № Госреестра 38395-08
		ТН	НТМК-10 Ктр 10000/100, КТ 0,5 , зав.№ 417 № Госреестра 355-49
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ 0,5S/1 , зав.№ 06945464 № Госреестра 29292-05
15	Ввод 10 кВ от Ге- нератора №1	ТТ	ТЛО-10 Ктр 500/5, КТ 0,5S , зав.№ 3703, 3686, 3701 № Госреестра 25433-08
		ТН	ЗНОЛ.06 Ктр 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ , КТ 0,5 , зав.№ 5950, 5946, 6322 № Госреестра 3344-04
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ 0,5S/1 , зав.№ 06945157 № Госреестра 29292-05

1	2	3	4
16	Линия связи 10 кВ от РТС-3	ТТ	ТЛО-10 Ктр 500/5, КТ 0,5S, зав.№ 3695, 3694 № Госреестра 25433-08
		ТН	ЗНОЛ.06 Ктр 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ , КТ 0,5, зав.№ 5950, 5946, 6322 № Госреестра 3344-04
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ 0,5S/1, зав.№ 07944215 № Госреестра 29292-05
17	Ввод 10 кВ ТСН №1	ТТ	ТЛО-10 Ктр 100/5, КТ 0,5S, зав.№ 3668, 3671 № Госреестра 25433-08
		ТН	ЗНОЛ.06 Ктр 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ , КТ 0,5, зав.№ 5950, 5946, 6322 № Госреестра 3344-04
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ 0,5S/1, зав.№ 07945410 № Госреестра 29292-05
18	Ввод 10 кВ ТСН №2	ТТ	ТЛО-10 Ктр 100/5, КТ 0,5S, зав.№ 3665, 3660 № Госреестра 25433-08
		ТН	ЗНОЛ.06 Ктр 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ , КТ 0,5, зав.№ 5691, 5582, 5692 № Госреестра 3344-04
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ 0,5S/1, зав.№ 06944782 № Госреестра 29292-05
19	Яч. 10 В18136-2	ТТ	ТЛО-10 Ктр 500/5, КТ 0,5S, зав.№ 3687, 3699 № Госреестра 25433-08
		ТН	ЗНОЛ.06 Ктр 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ , КТ 0,5, зав.№ 5691, 5582, 5692 № Госреестра 3344-04
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ 0,5S/1, зав.№ 07944214 № Госреестра 29292-05
20	Ввод 10 кВ от Генератора №2	ТТ	ТЛО-10 Ктр 500/5, КТ 0,5S, зав.№ 3693, 3698, 3692 № Госреестра 25433-08
		ТН	ЗНОЛ.06 Ктр 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ , КТ 0,5, зав.№ 5691, 5582, 5692 № Госреестра 3344-04
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ 0,5S/1, зав.№ 07944224 № Госреестра 29292-05



1	2	3	4
21	Генератор №1	ТТ	ТЛО-10 Ктр 600/5, КТ 0,5 , зав.№ 10286 (фаза В) № Госреестра 25433-08 ТОЛ-10 Ктр 600/5, КТ 0,5 , зав.№ 18658, 19050(Фаза А и С) № Госреестра 38395-08
		ТН	ЗНОЛ.06 Ктр 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ , КТ 0,5 , зав.№ 6250, 6248,6252 № Госреестра 3344-08
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ 0,5S/1 , зав.№ 06944779 № Госреестра 29292-05
22	Генератор №2	ТТ	ТЛО-10 Ктр 600/5, КТ 0,5 , зав.№ 10158, 10287, 11059 № Госреестра 25433-08
		ТН	ЗНОЛ.06 Ктр 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ , КТ 0,5 , зав.№ 6251, 6249, 6179 № Госреестра 3344-08
		Счётчик	«Протон» СЭ-05-100-1 5 А, КТ 0,5S/1 , зав.№ 06944781 № Госреестра 29292-05

Таблица 5

Наименование программного обеспечения, вспомога- тельного оборудования и документации	Необходимое количество для АИ- ИС КУЭ
Систел УСПД (ГР № 29267-05)	1 шт.
АРМ стационарный	1 шт.
Инженерный пульт на базе Notebook	1 шт.
Коммутатор	1 шт.
Формуляр ВУАМ.425270.107.ФО	1(один) экземпляр
Методика поверки МГЭР.413711.005.01	1(один) экземпляр
Руководство по эксплуатации ВУАМ.425270.107.РЭ	1(один) экземпляр
Программное обеспечение электросчетчиков	Состав программных модулей оп- ределяется заказом потребителя
Устройство синхронизации системного времени	1 шт.
Сервер с лицензионным программным обеспечением Windows 2003 Server	1 шт.
LCD монитор	1 шт.
Программное обеспечение АИИС КУЭ «Базис» (ООО «Систел»)	Состав программных модулей оп- ределяется заказом потребителя

### Поверка

осуществляется по документу: «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) РТС-З г. Зеленоград. Методика поверки» МГЭР.411713.005.01, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;

- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии электронных многофункциональных трехфазных «ПРОТОН» в соответствии с методикой поверки, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2010 г.;
- средства поверки устройств сбора и передачи данных Систел-УСПД в соответствии с методикой поверки, утвержденной ВНИИМС в 2005 г.
- Радиочасы МИР РЧ-01;
- Вольтамперфазометр «Парма ВАФ®-А(М)»;
- Мультиметр «Ресурс – ПЭ».

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

Методика измерений изложена в документе: «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) РТС-3 г. Зеленоград.» МГЭР.411713.005.01.МИ.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) РТС-3 г. Зеленоград**

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

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

осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель** ОАО «Мосгорэнерго», г. Москва

Адрес: 125581, г. Москва, ул. Лавочкина, 34

**Испытательный центр** ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

аттестат аккредитации 30004-08 от 27.06.2008г.

119361, Москва, ул. Озерная, 46.

Тел. 781-86-03; e-mail: [dept208@vniims.ru](mailto:dept208@vniims.ru)

Заместитель

Руководителя Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии

Ф.В.Булыгин

МП «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.