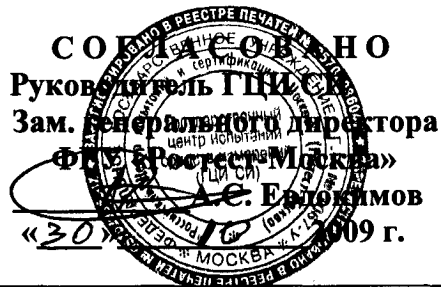


## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ



**Система автоматизированная  
информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии  
(АИИС КУЭ) ООО «Заря»**

**Внесена в Государственный реестр  
средств измерений  
Регистрационный номер № 42648-09**

Изготовлена по проектной документации ООО «ЭнергоСнабСтройСервис-Холдинг» г. Москва. Заводской номер № 121.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Заря» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности в ООО «ШТФ», ОАО «КТФ» по всем расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», Ивановское РДУ, ОАО «Ивэнергосбыт» в рамках согласованного регламента.

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

### ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ, построенная на основе ИИС «Пирамида» (Госреестр № 21906-01), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные комплексы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

1-ый уровень – включает в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН) трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер ООО «Энергосетевая компания» и промежуточный сервер ООО «ШТФ», автоматизированное рабочее место оператора (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-1 Госреестр № 28716-05, а так же совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

В качестве промежуточного сервера используется сервер HP ProLiant DL180 с соответствующим программным обеспечением (ПО «Пирамида-2000») и каналобразующей аппаратурой. Сервер установлен в ЦСОИ ООО «ШТФ» и выполняет функции сбора, обработки, хранения и передачи информации получаемой от счётчиков электроэнергии (ПС-1, ПС-4) по интерфейсу RS-485, а также по GPRS-каналу через коммуникаторы (СИКОН ТС65) от счётчиков установленных на ЦПП ОАО «КТФ».

В качестве сервера ООО «Энергосетевая компания» используется сервер HP ProLiant DL140 с соответствующим программным обеспечением (ПО «Пирамида-2000») и каналобразующей аппаратурой. Сервер установлен в ЦСОИ ООО «Энергосетевая

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- передача результатов измерений в организации – участники оптового рынка электроэнергии;
- 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:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским зимним временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков, установленных на ПС-1, ПС-4 ООО «ШТФ», посредством проводных линий связи, и ЦРП ОАО «КТФ» через коммутатор СИКОН ТС65 по GPRS-каналу, поступает на сервер ООО «ШТФ», где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующая передача информации в ПАК ОАО «АТС», Ивановское РДУ, сбытовую компанию и другие заинтересованные организации.

В состав ПО АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии, ПО сервера ООО «ШТФ» и ПО АРМ. Программные средства АРМ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО «Пирамида 2000».

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСВ-1 Госрестр № 28716-05. Коррекция времени в УСВ-1 происходит от GPS-приёмника.

Синхронизация времени в АИИС КУЭ осуществляется программным способом при помощи специально разработанного алгоритма. Программная реализация этого алгоритма функционирует в сервере ООО «ШТФ». Алгоритм включает периодическую (не реже 1 раза в час – 60 мин) отправку запросов на получение значения точного времени от

устройства УСВ-1. Коррекция времени сервера ООО «ШТФ» происходит независимо от расхождении с временем УСВ-1, т.е. сервер входят в режим подчинения устройству точного времени и устанавливают время с УСВ-1.

Сличение времени счетчиков ООО «ШТФ» и ОАО «КТФ» с временем сервера ООО «ШТФ» происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени осуществляется при расхождении времени счетчиков с временем сервера  $\pm 2$  с.

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

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1

№ ИИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Сервер сбора данных (ССД)	Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии			
1	2	3	4	5	6	7	
1	ПС №4 ШТФ, РУ-6кВ, «Ввод ф. 602» код точки 372140064114101	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№ 1834 Зав.№ 1639 Госреестр №1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 8048 Госреестр № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 передаточное число 5000 имп/(кВт*ч) Зав.№ 0305081004 Госреестр №27779-04	HP DL-180 Зав.№ CZ1923067P	Активная Реактивная	
2	ПС №4 ШТФ, РУ-6кВ, «Ввод ф. 605» код точки 372140064114201	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№ 1643 Зав.№ 9055 Госреестр №1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 8101 Госреестр № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 передаточное число 5000 имп/(кВт*ч) Зав.№ 0303086362 Госреестр №27779-04		Активная реактивная	
3	ПС №1 ШТФ, РУ-6кВ, «Ввод ф. 604» код точки 372140063114201	ТПФ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№ 38976 Зав.№ 41307 Госреестр №517-50	НАМИ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 823 Госреестр № 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 передаточное число 5000 имп/(кВт*ч) Зав.№ 0305081027 Госреестр №27779-04		Активная реактивная	
4	ПС №1 ШТФ, РУ-6кВ, «Ввод ф. 619» код точки 372140063114101	ТПФ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№ 45592 Зав.№ 41001 Госреестр №517-50	НОМ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 3251 Зав.№ 3158 Госреестр № 159-49	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 передаточное число 5000 имп/(кВт*ч) Зав.№ 0303086231 Госреестр №27779-04		Активная реактивная	
5	ЦРП 6кВ КТФ, РУ-6кВ, «Ввод ф. 605» код точки 372140066114201	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№ 17475 Зав.№ 17760 Госреестр №1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ ПРТК Госреестр № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 передаточное число 5000 имп/(кВт*ч) Зав.№ 0303086266 Госреестр №27779-04		Активная реактивная	
		ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№ 20648 Госреестр №2363-68					
6	ЦРП 6кВ КТФ, РУ-6кВ, «Ввод ф. 600» код точки 372140066114101	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав.№ 8007 Зав.№ 3252 Зав.№ 3760 Госреестр №1261-08	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ ХСРЕ Госреестр № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 передаточное число 5000 имп/(кВт*ч) Зав.№ 0303086376 Госреестр №27779-04	Активная реактивная		

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2

Границы допустимой относительной погрешности измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер канала	cosφ	$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{120\%}$
1-6 ТТ-0,5; ТН-0,5; Сч-0,5S	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,7	±1,9	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,9
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,1
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,7
Границы допустимой относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер канала	cosφ	$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{120\%}$
1-6 ТТ-0,5; ТН-0,5; Сч-1,0	0,9	-	±7,6	±4,2	±3,2
	0,8	-	±5,0	±2,9	±2,4
	0,7	-	±4,2	±2,6	±2,2
	0,5	-	±3,3	±2,2	±2,0

**Примечания:**

1. Погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi=1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$  а погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi < 1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ .
2. Характеристики погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ :
  - напряжение питающей сети: напряжение  $(0,98 \dots 1,02) \cdot U_{\text{ном}}$ , ток  $(1 \div 1,2) \cdot I_{\text{ном}}$ ,  $\cos\varphi=0,9$  инд;
  - температура окружающей среды  $(20 \pm 5)$  °С.
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ :
  - напряжение питающей сети  $(0,9 \dots 1,1) \cdot U_{\text{ном}}$ , ток  $(0,05 \dots 1,2) \cdot I_{\text{ном}}$ ;
  - температура окружающей среды:
    - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;
    - трансформаторы тока по ГОСТ 7746;
    - трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983.
6. 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.
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 2$  часа;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 1$  час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- серверах (функция автоматизирована);
- АРМ (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 56 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

## **ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

## **КОМПЛЕКТНОСТЬ**

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. 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) ООО «Заря». Методика поверки». МП-669/446-2009 утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в октябре 2009 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;
- ПСЧ-4ТМ.05 - по методике поверки ИЛГШ.411152.126 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в сентябре 2004 г.;
- УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки 221 00.000МП» утвержденным ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2004 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-4);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений – 40...+50°С, цена деления 1°С.

Межповерочный интервал – 4 года.

## НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ 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.

9 Техническая документация на систему информационно-измерительную автоматизированную коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ ООО «Заря».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ ООО «Заря», зав. № 121 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

ООО «ЭнергоСнабСтройСервис–Холдинг»

115533 г. Москва, Огородный проезд, д. 5., стр. 7

Тел: (495) 756-14-73

Генеральный директор

