

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ЗАО «Бимарт»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ЗАО «Бимарт» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ЗАО «Бимарт» представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.02, класса точности 0,5S/1,0 по ГОСТ 30206-94 (в части активной электроэнергии), по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), установленные на объектах АИИС КУЭ.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в промышленный сервер (далее – сервер), аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, автоматизированное рабочее место (далее – АРМ).

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

В АИИС КУЭ измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом.

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.

Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Вычисление величин потребления электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения производится с помощью программного обеспечения на сервере сбора данных и на автоматизированном рабочем месте.

Подключение счетчиков к модему осуществляется с помощью интерфейса RS-232 или по интерфейсу RS-485 через преобразователь интерфейсов. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в ИВК ОАО «Мосгорэнерго». Измеренные значения активной (реактивной) электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных ИВК.

Для передачи данных с первого уровня на уровень ИВК используется сотовый канал связи (GSM900/1800). Данные хранятся в сервере базы данных. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации,

получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

Далее сервер при помощи программного обеспечения осуществляет формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации по каналам связи Internet в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам оптового рынка электрической энергии (мощности) (далее – ОРЭМ) в соответствии с требованиями регламентов ОРЭМ.

Полученные данные и результаты измерений используются для расчета учетных показателей в точках поставки, согласованных со смежными субъектами ОРЭМ, и для оперативного управления энергопотреблением.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, ИВК и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени производится не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени УСВ-1, подключенного к ИВК АИИС КУЭ. Коррекция часов счетчиков производится автоматически при рассогласовании с часами ИВК более чем на  $\pm 2$ с (программируемый параметр).

Для целей предотвращения физического доступа к токовым цепям и цепям напряжения счетчика и защиты метрологических характеристик системы предусмотрено выполнение следующих мероприятий: пломбирование корпусов счетчиков; испытательных коробок; клемм измерительных трансформаторов тока; установка прозрачной крышки из органического стекла на промежуточных клеммниках токовых цепей с последующим пломбированием. На программном уровне предусмотрена организация системы паролей с разграничением прав пользователей.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Погрешность часов компонентов системы не превышает  $\pm 5$  с.

### Программное обеспечение

Уровень ИВК содержит программное обеспечение «Альфа-Центр», с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

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»	Программа – планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	12.07.02	C58841F212EBBF219 6C0449459A83090	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков	Amrc.exe		A33FD8C19B167375 F70C607367164022	
	драйвер автоматического опроса счетчиков	Amra.exe		741399FDEB35D94D A7818B70BCC85BD D	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		DF4533DF5AA8244B 7FB63F67563E5136	

Продолжение таблицы 1

	Библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll		0939CE05295FBCBB BA400EEAE8D0572 С	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		B8C331ABB5E34444 170EEE9317D635CD	

- Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.
- Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав 1-го уровня и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав 1-го уровня и метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Состав 1-го уровня					К <sub>ТТ</sub> ·К <sub>ТН</sub> ·К <sub>Сч</sub>	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Метрологические характеристики	
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип		Заводской номер					Основная Погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %
1	2		3	4		5	6	7	8		
1	яч. ф. 6кВ № 1 РП-36 (6кВ)	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 400/5 № 1261-02	A	ТПОЛ-10	2302	4800	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная  Реактивная	1,2  2,5	6,2  4,8
				B	-	-					
				C	ТПОЛ-10	2973					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	11557					
				B							
				C							
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>Сч</sub> = 1 № 20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2		05022143							
2	яч. ф. 6кВ № 2 РП-36 (6кВ)	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 400/5 № 1261-02	A	ТПОЛ-10	2299	4800	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная  Реактивная	1,2  2,5	6,2  4,8
				B	-	-					
				C	ТПОЛ-10	3259					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	11555					
				B							
				C							
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>Сч</sub> = 1 № 20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2		09030076							

В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности  $P=0,95$ ,  $\cos\varphi=0,5$  ( $\sin\varphi=0,87$ ), токе ТТ, равном 5 % от  $I_{ном}$  и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергетики от  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $30\text{ }^{\circ}\text{C}$

1. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры питающей сети: напряжение -  $(220\pm 4,4)$  В; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения -  $(0,98 - 1,02)U_{н}$ ; диапазон силы тока -  $(1,0 - 1,2)I_{н}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,87(0,5)$ ; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ - от минус  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; ТН - от минус  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; счетчиков:  $(23\pm 2)\text{ }^{\circ}\text{C}$  ;
- относительная влажность воздуха -  $(70\pm 5)\%$  ;
- атмосферное давление -  $(750\pm 30)$  мм рт.ст. ( $(100\pm 4)$  кПа)

2. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения -  $(0,9 - 1,1)U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока -  $(0,01 - 1,2)I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$ ; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $35\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха -  $(70\pm 5)\%$  ;
- атмосферное давление -  $(750\pm 30)$  мм рт.ст. ( $(100\pm 4)$  кПа)

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения -  $(0,9 - 1,1)U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока -  $(0,02 (0,01 \text{ при } \cos\varphi=1) - 1,2)I_{н2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$ ; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения -  $0,5$  мТл;
- температура окружающего воздуха - от минус  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха -  $(40-60)\%$  ;
- атмосферное давление -  $(750\pm 30)$  мм рт.ст. ( $(100\pm 4)$  кПа)

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение -  $(220\pm 10)$  В; частота -  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от  $15\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха -  $(70\pm 5)\%$  ;
- атмосферное давление -  $(750\pm 30)$  мм рт.ст. ( $(100\pm 4)$  кПа)

3. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте ЗАО «Бимарт» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее  $T_0=90\,000$  ч., время восстановления работоспособности  $T_B=168$  ч.;
- компоненты ИВК – УСВ-1 - среднее время наработки на отказ не менее  $T_0=35\,000$ , среднее время восстановления работоспособности  $T_B=1$  ч;

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС - Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Мощные функции контроля процесса работы и развитые средства диагностики системы;
- Резервирование элементов системы;
- Резервирование каналов связи при помощи переносного инженерного пульта;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
  - попытки несанкционированного доступа;
  - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных;
  - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
  - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
  - перерывы питания.
- журнал событий ИВК:
  - даты начала регистрации измерений;
  - перерывов электропитания;
  - программных и аппаратных перезапусков;
  - установка и корректировка времени;
  - нарушение защиты ИВК;
  - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ЗАО «Бимарт» типографским способом.

## Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ЗАО «Бимарт» представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ЗАО «Бимарт»

Наименование	Количество
1	2
Трансформаторы тока ТПОЛ-10	4 шт.
Трансформаторы тока НТМИ-6-66	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.02.2	2 шт.
Устройство синхронизации времени УСВ-1	1 шт.
Сервер HP Proliant ML370 R05 E5335	1 шт.
ПО ИВК «АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Формуляр	1 экземпляр.
Инструкция по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

## Поверка

осуществляется по документу МП 54389-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ЗАО «Бимарт». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2013 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$ ... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков типа СЭТ -4ТМ.02 – в соответствии с документом «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ -4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1», раздел «Методика поверки», согласованным с ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ;
- УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000 МП», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.04 г.;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы

Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04.

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

Метод измерений изложен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ЗАО «Бимарт». Технорабочий проект МГЭР.411713.004.041-ТРП»

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ЗАО «Бимарт»**

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
6. «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ЗАО «Бимарт». Технорабочий проект МГЭР.411713.004.041-ТРП».

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

Осуществление торговли и товарообменных операций.

#### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ПКФ «Тенинтер»  
(ООО «ПКФ «Тенинтер»)

Юридический адрес:  
109428, г. Москва, пр-кт Рязанский, д. 10, стр.2

#### **Изготовитель**

ОАО «Мосгорэнерго», г. Москва  
Адрес: 125581, г. Москва, ул. Лавочкина, 34  
Телефон: 8 (495) 730-53-12  
Факс: 8 (499) 747-07-61



**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»  
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:

119361, г. Москва

ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8(495)437-55-77

Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.        " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2013 г.