

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1600 от 16.12.2015 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ОСК Бзугу»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ОСК Бзугу» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации. Данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую 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 класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии), установленные на объектах АИИС КУЭ.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер баз данных (далее – сервер БД) АИИС КУЭ, обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

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

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с.

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

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Счетчики передают информацию по линиям связи на сервер (ИВК), а так же на сервера сбора данных смежных субъектов. Передача данных осуществляется с помощью GSM-стандарта мобильной связи. Вычисление величин энергопотребления и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения производится с помощью программного обеспечения на сервере. На сервер данные поступают по основным каналам связи (существующая сеть мобильной связи стандарта GSM).

Основным способом сбора информации является прямой опрос счетчиков сервером баз данных ИВК. Сбор информации от счетчиков осуществляется по каналам связи сервером баз

данных ИВК. Управление сбором данных осуществляется при помощи программного обеспечения, которое функционирует на сервере ИВК.

Резервным способом сбора информации от счетчиков является обмен данным с серверами смежных субъектов.

Данные передаются в формате 80020.

В сервере ИВК осуществляется хранение, обработка и предоставление на АРМ по локальной сети предприятия собранной информации, а также дальнейшая ретрансляция по существующим каналам связи в заинтересованные организации.

Результаты измерений, подписанные электронно-цифровой подписью (далее - ЭЦП), передаются с сервера БД в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language - XML) в соответствии со спецификацией 1.0 в ОАО «АТС» и смежным субъектам ОРЭ

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя устройство синхронизации времени на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Сличение времени часов сервера БД с часами УССВ происходит каждую секунду, коррекция проводится при расхождении более чем на  $\pm 2$  с. Часы счетчика синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью один раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на  $\pm 2$  с (программируемый параметр).

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже  $\pm 5,0$  с.

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – ПО) «Альфа Центр\_SE», с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ПО «Альфа Центр_SE»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже АС_SE № 7.05.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

**Метрологические и технические характеристики**

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

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

Номер ИК	Наименование объекта учета,	Состав 1-го уровня				К <sub>ТТ</sub> ·К <sub>ПГ</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	9	10	
1	РТП-Х333П 10/0,4кВ, РУ-10кВ, I с.ш., КЛ-10кВ, ф. Бх-305 к ПС "Быгха" - 110/10кВ III с.ш. 10 кВ (ОСК Бзугу)	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 18842-09	А	ARM3/N2F	1182631	12000	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная  Реактивная	1,1  2,3	5,5  2,9
				В	ARM3/N2F	1182632					
				С	ARM3/N2F	1182633					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000/√3/100/√3 № 35956-07	А	ЗНОЛ-СЭЩ-10	01333-12					
				В	ЗНОЛ-СЭЩ-10	01334-12					
				С	ЗНОЛ-СЭЩ-10	01335-12					
		Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0808131399					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	
2	РТП-Х333П 10/0,4кВ, РУ-10кВ, II с.ш., КЛ-10кВ, ф. Бх-206 к ПС "Бытха"-110/10кВ II с.ш. 10 кВ (ОСК Бзугу)	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 18842-09	А	ARM3/N2F	1182634	12000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная  Реактивная	1,1  2,3	5,5  2,9
				В	ARM3/N2F	1182635					
				С	ARM3/N2F	1182636					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000/√3/100/√3 № 35956-07	А	ЗНОЛ-СЭЩ-10	01328-12					
				В	ЗНОЛ-СЭЩ-10	01329-12					
				С	ЗНОЛ-СЭЩ-10	01330-12					
		Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0808131441					

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации,  $\pm \delta$  %» 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 электроэнергии от 0 °С до 35 °С .

2. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение (220±4,4) В; частота (50 ± 0,5) Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения (от 0,98 до 1,02)U<sub>н</sub>; диапазон силы тока (от 1,0 до 1,2)I<sub>н</sub>; диапазон коэффициента мощности от  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) 0,5 до 0,87(0,5); частота (50 ± 0,5) Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 60°С до 60°С; счетчиков: в части активной энергии (23±2) °С, в части реактивной энергии (23±2) °С;
- относительная влажность воздуха (70±5) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа.

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (от 0,9 до 1,1)U<sub>н1</sub>; диапазон силы первичного тока (от 0,01 (0,02) до 1,2)I<sub>н1</sub>; коэффициент мощности от  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) 0,5 до 1,0 (от 0,6 до 0,87); частота (50 ± 0,5) Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 40 °С до 40 °С;
- относительная влажность воздуха (70±5) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа;

для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (от 0,9 до 1,1)U<sub>н2</sub>; диапазон силы вторичного тока (от 0,01 до 1,2)I<sub>н2</sub>; диапазон коэффициента мощности от  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) 0,5 до 1,0 (от 0,6 до 0,87); частота (50 ± 0,5) Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40 °С до 60 °С;
- относительная влажность воздуха (40-60) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа;

4. 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 порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М – 140000 часов;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 41000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера БД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- журналах событий счетчика фиксируются факты:
  - попытка несанкционированного доступа;
  - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
  - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
  - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
  - перерывы питания.

**Защищённость применяемых компонентов:**

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - ИВК;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:
  - пароль на счетчике;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
  - ИВК.

**Возможность коррекции времени в:**

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

**Глубина хранения информации:**

- электросчетчик - глубина хранения профиля нагрузки получасовых интервалов не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений не менее 3,5 лет.

**Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ОСК Бзугу» типографским способом.

**Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт.)
1	2
Трансформаторы тока ARM3/N2F	6
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-10	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М	2
УССВ 35-HVS	1
GSM-модем	2
Сервер базы данных Dell R210П	1
АРМ оператора	1
Методика поверки	1
Формуляр-Паспорт 07.2015.Бзугу-АУ.ФО-ПС	1
Технорабочий проект 07.2015.Бзугу-АУ.ТРП	1

**Поверка**

осуществляется по документу МП 60806-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ОСК Бзугу». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2015 года.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверки.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- 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»;
- для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2004 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений 27008-04;
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений изложен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ОСК Бзугу». Технорбочий проект 07.2015.Бзугу-АУ.ТРП».

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ОСК Бзугу»**

ГОСТ 22261-94	«Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
ГОСТ 34.601-90	«Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
ГОСТ Р 8.596-2002	«ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

**Изготовитель**

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

ИНН 7721777526

Адрес: РФ, 109428, г. Москва, пр-кт Рязанский, д. 10, стр.2, пом. VI, комн. 12

Тел./факс: (495) 788-48-25/(495) 788-48-25

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2015 г.