

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Брянский фанерный комбинат»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Брянский фанерный комбинат» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР АС\_РЕ\_10», устройство синхронизации системного времени УССВ-2, автоматизированное рабочее место (АРМ).

Первичные 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по GSM-каналу поступает на второй уровень системы (ИВК), где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от ИВК АИИС КУЭ с использованием протоколов передачи данных ТСР/IP.

Передача информации в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал ОАО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с при-

ложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени УССВ-2, синхронизирующим собственное время по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника, входящего в состав УССВ-2.

Корректировка часов на сервере происходит от УССВ-2, установленного в серверной комнате ООО «Брянский фанерный комбинат». Сличение часов сервера с часами УССВ-2 осуществляется каждые 30 минут. Корректировка часов на сервере происходит при расхождении с временем УССВ-2 более чем на  $\pm 1$  с. Сличение часов счетчиков с часами сервера происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении часов счетчиков и часов сервера БД более чем на  $\pm 2$  с.

Погрешность СОЕВ не превышает  $\pm 5$  с.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение на ПО «АльфаЦЕНТР АС\_РЕ\_10», идентификационные которого указаны в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР АС\_РЕ\_10».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР АС\_РЕ\_10»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР АС\_РЕ\_10» от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты			Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии		Основ- ная по- греш- ность, $\pm \delta\%$	Погреш- ность в рабочих условиях, $\pm \delta\%$
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ЦРП 6 кВ ООО «Брян- ский фанер- ный комби- нат», РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 7	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 16194 Зав. № 16106	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 98	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 1111151886	актив- ная  реак- тивная	1,3  2,5	3,5  5,8

Продолжение таблицы 2

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты			Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии		Основ- ная по- греш- ность, ± δ%	Погреш- ность в рабочих условиях, ± δ%
1	2	3	4	5	6	7	8
2	ЦРП 6 кВ ООО «Брян- ский фанер- ный комби- нат», РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 4	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 16207 Зав. № 21096	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 201	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 1103160182	актив- ная  реак- тивная	1,3  2,5	3,5  5,8
3	ЦРП 6 кВ ООО «Брян- ский фанер- ный комби- нат», РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 31	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 08674 Зав. № 01610	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 98	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т.0,5S/1,0 Зав. № 1102160043	актив- ная  реак- тивная	1,3  2,5	3,5  5,8

\*Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой (при доверительной вероятности равной 0,95) относительной погрешности ИК.

2 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение (0,95-1,05)  $U_n$ ; ток (1,0-1,2)  $I_n$ ;  $\cos \varphi = 0,9$  инд.; частота (50±0,2) Гц;

- температура окружающей среды: (23±2) °С.

3 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9-1,1)  $U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока (0,05-1,2)  $I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) 0,5-1,0 (0,5-0,87); частота (50±0,2) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9-1,1)  $U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока (0,01-1,2)  $I_{н2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) 0,5-1,0 (0,5-0,87); частота (50±0,2) Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С;

- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220±10) В; частота (50±1) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 10 до плюс 50 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

4 Погрешность в рабочих условиях указана для тока  $2 (5) \% I_{\text{ном}} \cos \varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 35 °С.

5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, какие приведены в таблице 2. Допускается замена сервера, УССВ-2 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

6 Все измерительные компоненты АИИС КУЭ должны быть утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05МК.00 - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 165\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- УССВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 74\ 500$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- сервер АИИС КУЭ - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 41\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика электрической энергии;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - счетчика электрической энергии;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);

- сбора 30 мин (функция автоматизирована).
- Глубина хранения информации:
- счетчик электрической энергии - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - 113 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
  - сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ 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 компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-59	4
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	1856-63	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	831-53	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	46634-11	3
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	54074-13	1
Сервер базы данных с ПО «АльфаЦентр АС_РЕ_10»	—	—	1
АРМ оператора	—	—	1
Методика поверки	—	—	1
Паспорт-формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 64521-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Брянский фанерный комбинат». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» в мае 2016 г.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчик ПСЧ-4ТМ.05МК.00 - в соответствии с документом «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;
- устройство синхронизации системного времени УССВ-2 - в соответствии с документом ДЯИМ.468213.001МП «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17 мая 2013 г.;

Перечень основных средств поверки:

- 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 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 «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Брянский фанерный комбинат», 2016 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Брянский фанерный комбинат»**

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»

Юридический адрес: 109428, г. Москва, пр-т Рязанский, д.10, ср. 2, пом. VI комн. 12

Почтовый адрес: 109444, г. Москва, ул. Ферганская, д.6, стр. 2

ИНН 7721777526

Тел./факс: (495) 788-48-25

E-mail: [sav2803@mail.ru](mailto:sav2803@mail.ru)

### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ФБУ «Курский ЦСМ»)

Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а

Тел./факс: (4712) 53-67-74

E-mail: [kcsms@sovtest.ru](mailto:kcsms@sovtest.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311463.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.