

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УралЭнергоСбыт» для энергоснабжения ООО «Строительные инновации»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УралЭнергоСбыт» для энергоснабжения ООО «Строительные инновации» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

2-ой уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU 325L (Госреестр № 37288-08) технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер АИИС КУЭ ОАО «МОЭСК» по границам ОРЭ (Госреестр № 38984-08), сервер ООО «УралЭнергоСбыт», автоматизированное рабочее место (АРМ) АИИС КУЭ в ООО «Строительные инновации», устройство синхронизации системного времени (УССВ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение, а также совокупности каналов передачи данных субъектам ОРЭМ.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех 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.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи RS-485 поступает в УСПД осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные физические величины), передачу результатов измерений и информации о состоянии средств измерений по цифровым каналам связи GSM на сервер АИИС КУЭ ОАО «МОЭСК» по границам ОРЭ.

С сервера АИИС КУЭ ОАО «МОЭСК» по границам ОРЭ данные по каналам Internet TCP/IP передаются на сервер АИИС КУЭ ООО «УралЭнергоСбыт» и АРМ ООО «Строительные инновации».

Сервер АИИС КУЭ ООО «УралЭнергоСбыт» производит обработку информации формирует и отправляет по выделенному каналу связи данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ, в том числе ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ) на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS).

В качестве УССВ используется устройства УСВ-1 входящее в состав АИИС КУЭ ОАО «МОЭСК».

Устройство синхронизации системного времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера. Коррекция часов сервера проводится при расхождении часов сервера и времени приемника более чем на  $\pm 1$  с, погрешность синхронизации не более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний времени сервера и УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов сервера и УСПД на величину более чем на  $\pm 2$  с, но не чаще одного раза в сутки.

Сличение времени счетчиков с временем УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении с временем УСПД более чем на  $\pm 2$  с, но не чаще одного раза в сутки.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

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

### **Программное обеспечение**

В состав ПО АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии и ПО ИВК АИИС КУЭ. Базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, входит в состав ПО ИВК.

В АИИС КУЭ ОАО «МОЭСК», ООО «УралЭнергоСбыт» используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. С помощью ПО «АльфаЦЕНТР» решаются задачи коммерческого многотарифного учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР АРМ», «АльфаЦЕНТР СУБД «Oracle», «АльфаЦЕНТР Коммуникатор»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4; 9; 3
Цифровой идентификатор ПО	a65bae8d7150931f811cfbc6e4c7189d; Bb640e93f359bab15a02979e24d5ed48; 3ef7fb23cfl60f56602lbf19264ca8d6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР», в состав которых входит ПО «АльфаЦЕНТР», внесены в Госреестр СИ РФ № 44595-10.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР».

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 - 4, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Порядковый номер	Наименование объекта и номер ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/10 кВ №525 «Сорокино», ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч. 24 ИК №	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 08078; Зав. № 27064	НАМИ-10У2 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 6344	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0105074099	RTU-325L Зав. № 005038	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±3,3  ±5,7
2	ПС 110/10 кВ №525 «Сорокино», ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч. 48 ИК №	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 72889; Зав. № 71153	НАМИ-10У2 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 215	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0112060074	RTU-325L Зав. № 005038	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±3,3  ±5,7

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, %		
		cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5	cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8
1-2 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	1,1	1,3	2,2	1,7	2,0	2,7
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,4	1,7	3,0	1,9	2,3	3,3
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	2,3	2,9	5,4	2,6	3,3	5,6

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, %		
		cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5	cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8
1-2 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	2,7	2,1	1,5	4,2	3,8	3,6
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	3,6	2,6	1,8	4,8	4,1	3,7
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	6,4	4,4	2,7	7,2	5,5	4,2

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02)  $U_{ном}$ ; ток (1,0 – 1,2)  $I_{ном}$ , частота - (50 ± 0,15) Гц; cos j = 0,9 инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 10 до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

а) 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  $\cos j$  ( $\sin j$ )  $0,5 - 1,0$  ( $0,87 - 0,5$ ); частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °С.

б) для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения -  $(0,9 - 1,1) U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока -  $(0,01 - 1,2) I_{н2}$ ; коэффициент мощности  $\cos j$  ( $\sin j$ ) -  $0,5 - 1,0$  ( $0,87 - 0,5$ ); частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- относительная влажность воздуха (40 - 60) %;
- атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа;
- температура окружающего воздуха:
- от минус 40 до плюс 60 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

в) для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 10)$  В; частота  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от плюс 10 до плюс 30 °С;
- относительная влажность воздуха  $(70 \pm 5)$  %;
- атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos j = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 2 от 0 до плюс 40 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2, УСПД на одностипный утвержденного типа.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03.01 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 90000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- УСПД RTU-325L – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УралЭнергоСбыт» для энергоснабжения ООО «Строительные инновации» типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	4
Трансформатор напряжения	НАМИ-10У2	11094-87	2
Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03.01	27524-04	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU 325L	37288-08	1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-1	28716-05	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦентр»	-	2
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-Формуляр	ЭНСТ.411711.113.ФО	-	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 63636-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УралЭнергоСбыт» для энергоснабжения ООО «Строительные инновации». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2016 г.

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»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03.01 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- УСПД RTU-325L – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- УСВ-1 – по документу ВЛСТ 221.00.000 МП «Устройства синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки», утвержденному утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 2004 году;
- 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%.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ООО «УралЭнергоСбыт» для энергоснабжения ООО «Строительные инновации», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УралЭнергоСбыт» для энергоснабжения ООО «Строительные инновации»**

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.

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы»)

ИНН 3328489050

Юридический адрес: 600035, Россия, г. Владимир, ул. Куйбышева, 16, оф.411

Почтовый адрес: 600035, Россия, г. Владимир, ул. Куйбышева, 16, оф.405

Тел./факс: 8(4922)60-23-22

E-mail: [post@ensys.su](mailto:post@ensys.su)

**Испытательный центр**

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

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

Тел./факс: 8 (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.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.