

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «КЕММА» (АИИС КУЭ «КЕММА») (далее – 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 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) включает в себя сервер баз данных (далее – сервер) с программным обеспечением (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, устройство синхронизации системного времени типа УССВ-2 и автоматизированное рабочее место персонала (АРМ).

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

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 проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на GSM/GPRS-коммуникаторы, далее по сотовым каналам связи стандарта GSM – на верхний уровень системы. На верхнем – втором уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 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 часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника. Часы сервера синхронизированы с УССВ-2, сличение осуществляется 1 раз в час, коррекция часов сервера происходит при обнаружении расхождения ± 2 с. Синхронизация часов счетчиков с часами сервера производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и сервера ± 2 с, но не чаще одного раза в сутки. Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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
1	2	3	4	5	6
ПО «АльфаЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных	Am-rserver.exe	14.02	79143bc0e285e95dc0f9b0a041d4ac8a	MD5
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe		bf83e550c4c6e8a0266b01f812b0a038	
	Драйвер работы с БД	cdbora2.dll		b9b1661362958442262f0cabd45f9c08	
	Библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, 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 1-го и 2-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ «КЕММА» и их основные метрологические характеристики

Но- мер точки изме- рений на одно- линей ной схеме	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Вид элек- тро- энер- гии	Метрологиче- ские характеристи- ки ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик электриче- ской энер- гии	ИВК		Ос- новная погреш- ность, %	По- греш- ность в рабо- чих усло- виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС «Оргстек- ло» 110/6кВ, ЗРУ-6кВ, Ввод – Т1, яч. 22 – 6кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 8983 Зав. № 9013 Зав. № 0687	НОМ-6-77 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 10241 Зав. № 3513	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 04476633	DEPO Race S440S Зав. № 357529 -001	Актив ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тив- ная	± 2,5	± 5,6
2	ПС «Оргстек- ло» 110/6кВ, ЗРУ-6кВ, Ввод – Т2, яч. 7 – 6кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 29625 Зав. № 8903 Зав. № 28330	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № АЕТР	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 04473498		Актив ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тив- ная	± 2,5	± 5,6
3	ПС «Оргстек- ло» 110/6кВ, ЗРУ-6кВ, ТСН- 1, яч. 19 – 6кВ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 10/5 Зав. № 10494 Зав. № 10435	НОМ-6-77 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 10241 Зав. № 3513	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 04476665	Актив ная	± 1,3	± 3,3	
					Реак- тив- ная	± 2,5	± 5,6	
4	ПС «Оргстек- ло» 110/6кВ, ЗРУ-6кВ, ТСН- 2, яч. 10 – 6кВ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 10/5 Зав. № 10458 Зав. № 10473	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № АЕТР	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 04476647	Актив ная	± 1,3	± 3,3	
					Реак- тив- ная	± 2,5	± 5,6	

5	ПС «Оргстекло» 110/6кВ, ЗРУ-6кВ, 1 СШ, яч. 24 – 6кВ ООО «ЧЗСО»	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 2109 Зав. № 6971	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № ПСВНА	Меркурий 230 ART-00 PRIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01074042		Актив ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тив- ная	± 2,5	± 5,6
6	ПС «Оргстекло» 110/6кВ, ЗРУ-6кВ, 1 СШ, яч. 25 – 6кВ ООО «ЧЗСО»	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 2009 Зав. № 70436		Меркурий 230 ART2- 00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01790077		Актив ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тив- ная	± 2,5	± 5,6
7	РП-6кВ ЗАО «КЕММА», 1 СШ, яч. 4 – 6кВ ИП Рябченков В.И.	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 2836130000002 ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 43728	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 6244	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 15584571		Актив ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тив- ная	± 2,5	± 5,6
8	РП-6кВ ЗАО «КЕММА», 2 СШ, яч. 22 – 6кВ ОАО «КТИАМ»	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 2836130000001 Зав. № 2836130000003	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1512	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 15584633	DEPO Race S440S Зав. № 357529 -001	Актив ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тив- ная	± 2,5	± 5,6

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).

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

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети: напряжение (0,99 – 1,01) U_n ; ток (1,0 – 1,2) I_n ; $\cos\phi = 0,9_{\text{инд.}}$; частота (50 ± 0,15) Гц;

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

5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{n1} ; диапазон силы первичного тока (0,05 – 1,2) I_{n1} ; коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота (50 ± 0,2) Гц;

– температура окружающего воздуха от минус 45 °С 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 $(50 \pm 0,2)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения не более $0,5$ мТл;
- температура окружающего воздуха для счётчиков от минус 40 °С до плюс 55 °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 плюс 10 °С до плюс 30 °С;
- относительная влажность воздуха не более 95 % при плюс 25 °С;
- атмосферное давление от $70,0$ до $106,7$ кПа.

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

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УССВ-2 на одностипное утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик Меркурий 230 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 150\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- устройство синхронизации системного времени УССВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 74\,500$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 50\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 0,5$ часа.

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.
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

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 не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 10 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 систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) «КЕММА» (АИИС КУЭ «КЕММА») типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. 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
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-59	6
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	9
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	29390-10	3
Трансформаторы напряжения	НОМ-6-77	17158-98	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	4
Счётчики электрической энергии трёхфазные статические	Меркурий 230	23345-07	8
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	54074-13	1
Сервер с программным обеспечением	«АльфаЦЕНТР»	—	1
Методика поверки	—	—	1

Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 58165-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «КЕММА» (АИИС КУЭ «КЕММА»). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июле 2014 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»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков электрической энергии Меркурий 230 – в соответствии с документом «Методика поверки» АВЛГ.411152.021 РЭ1, согласованным с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 мая 2007 г.;
- устройства синхронизации системного времени УССВ-2 – в соответствии с документом МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17 мая 2013 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 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 измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ «КЕММА» », аттестованной ООО «Техносоюз», аттестат об аккредитации № 01.00220-2013 от 05.07.2013 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «КЕММА» (АИИС КУЭ «КЕММА»)

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.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергоучет» (ООО «Энергоучет»)
Юридический адрес: 454084, г. Челябинск, ул. Набережная, д. 9
Тел./факс: (351) 790-91-90 / 727-11-11; E- mail: enuchet@chel.surnet.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт» (ООО «Энергостандарт»)
Юридический адрес: 123056, г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 42

Испытательный центр

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

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46; Тел/факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

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

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2014 г.