

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Эр Ликид Алабуга»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

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-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя центральный сервер обработки информации (ЦСОИ) ООО «Эр Ликид Алабуга», состоящий из сервера баз данных (СБД), с установленным базовым программным обеспечением (БПО) КТС «Энергия+» (далее - ПО), устройства синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), совокупности 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 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 преобразуют 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи RS-485, через преобразователь интерфейса и каналообразующую аппаратуру передается в центральный сервер обработки информации (ЦСОИ) ООО «Эр Ликид Алабуга», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и отображение, а также подготовка к передаче в автоматическом режиме в XML-формате данных о результатах измерений.

На верхнем – втором уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление

отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка с использованием ЭЦП субъекта рынка

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Устройство синхронизации системного времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера. Коррекция часов сервера проводится при расхождении часов сервера и времени приемника более чем на ± 1 с, погрешность синхронизации не более ± 1 с. Сличение времени счетчиков с временем сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении с временем сервера более чем на ± 2 с, но не чаще одного раза в сутки. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 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 ООО «Эр Ликид Алабуга» используется БПО КТС «Энергия+» версии 6.4, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. БПО КТС «Энергия+» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами БПО КТС «Энергия+».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
БПО КТС «Энергия+»	Расчетное ядро kernel6.exe	v.6.4	A8E3A0DBD0434125238D93385329A16B	MD5
	Запись в базу Writer.exe	v.6.4	DEC71AD31A6448DC61C49243300170F3	MD5
	Сервер устройств IcServ.exe	v.6.4	B2D1ED05B17BC9C050C7FD914D2681A6	MD5

- Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, 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;
- 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 и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2- 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ п/п	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	Сервер	
1	РП-4 1 с.ш. 10кВ яч.23	ТОЛ-СЭЩ-10 Коэф. тр.1000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 21096-09 Зав. №: 21124-09 Зав. №: 21134-09	НОЛ-СЭЩ-10 Коэф. тр. 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. №: 00205-09 Зав. №: 00203-09 Зав. № : 00204-09	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806121576	Advantix	активная реактивная
2	РП-4 1 с.ш. 10кВ яч.24	ТОЛ-СЭЩ-10 Коэф. тр.1000/5 Кл.т. 0,5 Зав. №: 19407-09 Зав. №: 19402-09 Зав. №: 19405-09	НОЛ-СЭЩ-10 Коэф. тр. 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. №: 00696-09 Зав. №: 00697-09 Зав. №: 00706-09	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812114771		активная реактивная

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИИК	Наименование ИИК	cos φ	$\pm d_{I(2)\%A, [\%]}$ для диапазона $I_{5\%} \leq I_{изм.} < I_{20\%}$	$\pm d_{5\%A, [\%]}$ для диапазона $I_{20\%} \leq I_{изм.} < I_{100\%}$	$\pm d_{20\%A, [\%]}$ для диапазона $I_{100\%} \leq I_{изм.} \leq I_{120\%}$
			Основная погрешность		
1	РП-4 1 с.ш. 10кВ яч.23	1	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$
		0,8	$\pm 2,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,2$
		0,5	$\pm 5,4$	$\pm 2,9$	$\pm 2,2$
2	РП-4 1 с.ш. 10кВ яч.24	1	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$
		0,8	$\pm 2,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,2$
		0,5	$\pm 5,4$	$\pm 2,9$	$\pm 2,2$
			Погрешность в рабочих условиях		
1	РП-4 1 с.ш. 10кВ яч.23	1	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$
		0,8	$\pm 2,9$	$\pm 1,8$	$\pm 1,4$
		0,5	$\pm 5,4$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$

2	РП-4 1 с.ш. 10кВ яч.24	1	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$
		0,8	$\pm 2,9$	$\pm 1,8$	$\pm 1,4$
		0,5	$\pm 5,4$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИИК	Наименование ИИК	cos φ	±d _{5%P} , [%] для диапазона I _{5%} ≤ I _{изм.} < I _{20%}	±d _{20%P} , [%] для диапазона I _{20%} ≤ I _{изм.} < I _{100%}	±d _{100%P} , [%] для диапазона I _{100%} ≤ I _{изм.} < I _{120%}
			Основная погрешность		
1	РП-4 1 с.ш. 10кВ яч.23	0,8	±4,3	±2,4	±1,9
		0,5	±2,5	±1,5	±1,2
2	РП-4 1 с.ш. 10кВ яч.24	0,8	±4,3	±2,4	±1,9
		0,5	±2,5	±1,5	±1,2
			Погрешность в рабочих условиях		
1	РП-4 1 с.ш. 10кВ яч.23	0,8	±4,6	±2,9	±2,4
		0,5	±3,0	±2,2	±2,0
2	РП-4 1 с.ш. 10кВ яч.24	0,8	±4,6	±2,9	±2,4
		0,5	±3,0	±2,2	±2,0

Примечания:

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

2. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети:

диапазон напряжения (0,99 - 1,01) $U_{ном}$;

диапазон силы тока (0,05 - 1,2) $I_{ном}$;

частота (50 \pm 0,15) Гц;

коэффициент мощности $\cos \phi = 0,5; 0,8; 1$ инд.

- температура окружающей среды:

ТТ и ТН от минус 45 °С до плюс 40 °С;

счетчиков от плюс 21 °С до плюс 25 °С;

ИВК от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

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

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 $\cos \phi$ ($\sin \phi$) 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5);

частота - (50 \pm 0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 70 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

– параметры сети:

диапазон вторичного напряжения (0,9 - 1,1) $U_{н2}$;

диапазон силы вторичного тока (0,02 - 1,2) $I_{н2}$;

коэффициент мощности $\cos \phi$ ($\sin \phi$) 0,5 - 1,0 (0,87 \div 0,5);

частота - (50 \pm 0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха:

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.02М от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

4. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005.

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

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.02М.02 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\,000$ 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;
- журнал ИВК:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и ИВК;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (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;
- Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Эр Ликид Алабуга» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-06	6
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	35955-07	6
Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.02М.02	36697-08	2
Программное обеспечение	БПО КТС «Энергия+»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 59283-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Эр Ликид Алабуга». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2014 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-11 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- СЭТ-4ТМ.02М.02 – по документу ИЛГШ.411152.145 РЭ1 Методика поверки», согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 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, %.

Сведения о методиках (методах) измерений

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

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

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

Осуществление торговли.

Изготовитель

ООО «Автоматизированные системы в энергетике»

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д.15

Тел.: 89157694566

E-mail: autosysen@gmail.com

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.