

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Эр Ликид Алабуга 2 очередь»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Эр Ликид Алабуга 2 очередь» (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-й уровень - информационно-вычислительный комплекс Advantix (далее - 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 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.

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 из-

мерительной информации, ее накопление и отображение, а также подготовка к передаче в автоматическом режиме в XML-формате данных о результатах измерений.

На верхнем 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

Идентификационные признаки	Значение		
	Расчетное ядро kernel6.exe	Запись в базу Writer.exe	Сервер устройств IcServ.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.6.4		
Цифровой идентификатор ПО	A8E3A0DBD04341252 38D93385329A16B	DEC71AD31A6448DC 61C49243300170F3	B2D1ED05B17BC9C050 C7FD914D2681A6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5		

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 таблицах 3 и 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

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии
		ТТ	ТН	Счётчик	ИБК	
1	2	3	4	5	6	7
1	РП-4 2 с.ш. 10кВ яч.14 ООО "Эр Ликид Алабу-га"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 16033 Зав. № 08793-09	НОЛ-СЭЩ-10-2 Кл.т. 0,5 10000√3/100√3 Зав. № 00696-09 Зав. № 00697-09 Зав. № 00706-09	СЭТ 4ТМ.02М.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808142330	Advantix	активная реактивная
2	РП-4 2 с.ш. 10кВ яч.12 ООО "Эр Ликид Алабу-га"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Зав. № 02798-09 Зав. № 02812-09	НОЛ-СЭЩ-10-2 Кл.т. 0,5 10000√3/100√3 Зав. № 00696-09 Зав. № 00697-09 Зав. № 00706-09	СЭТ 4ТМ.02М.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806120933		активная реактивная
3	РП-4 1 с.ш. 10кВ яч.11 ООО "Эр Ликид Алабу-га"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Зав. № 47307-08 Зав. № 47310-08	НОЛ-СЭЩ-10-2 Кл.т. 0,5 10000√3/100√3 Зав. № 00205-09 Зав. № 00203-09 Зав. № 00204-09	СЭТ 4ТМ.02М.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812114796		активная реактивная

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 $P=0,95$, %		
		$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1-3 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,0	1,2	2,2	1,2	1,4	2,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,2	2,2	1,2	1,4	2,3
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,3	1,6	2,9	1,4	1,7	3,0
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	2,3	2,8	5,4	2,4	2,9	5,4

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 $P=0,95$, %		
		$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1-3 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	2,6	1,8	1,2	3,0	2,4	1,9
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,6	1,8	1,2	3,0	2,4	1,9
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	3,5	2,4	1,5	3,8	2,8	2,1
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	6,4	4,3	2,5	6,5	4,6	2,9

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:

диапазон напряжения (0,98 - 1,02) $U_{ном}$;

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

частота (50±0,15) Гц;

коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды:

ТТ и ТН от минус 45 до плюс 40 °С;

счетчиков от плюс 21 до плюс 25 °С;

ИВК от плюс 10 до плюс 30 °С;

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

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

– параметры сети:

диапазон первичного напряжения (0,9 - 1,1) $U_{Н1}$;

диапазон силы первичного тока (0,02 - 1,2) $I_{Н1}$;

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

частота - (50 ± 0,2) 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 $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5);

частота (50 ± 0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха:

– для счётчиков электроэнергии от минус 40 до плюс 60 °С;

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

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 0,9$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 15 до плюс 35 °С.

6. 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 собственником 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);
- о состоянии средств измерений.

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

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Эр Ликид Алабуга 2 очередь» 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.
1	2	3	4
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	3
Программное обеспечение	БПО КТС «Энергия+»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-Формуляр	АСВЭ 132.00.000 ФО	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 62055-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Эр Ликид Алабуга 2 очередь». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в августе 2015 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»;
- 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 -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 «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии ООО «Эр Ликид Алабуга 2 очередь» для оптового рынка электрической энергии (АИИС КУЭ ООО «Эр Ликид Алабуга 2 очередь»), 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 «Эр Ликид Алабуга 2 очередь»

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 «Автоматизированные системы в энергетике»
(ООО «Автоматизированные системы в энергетике»)

ИНН 3329074523

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 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2015 г.