



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.048.A № 45974

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ)
ОАО "Алтайкрайэнерго" (учет по границе с ОАО "ФСК ЕЭС")**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Закрытое акционерное общество Инженерно-техническая фирма
"СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ" (ЗАО ИТФ "СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ"),
г. Владимир**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 49463-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 49463-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **04 апреля 2012 г. № 200**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 004093

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Алтайкрайэнерго» (учет по границе с ОАО «ФСК ЕЭС»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Алтайкрайэнерго» (учет по границе с ОАО «ФСК ЕЭС») (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения календарного времени, интервалов времени, активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения 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-ый уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05 и СЭТ-4ТМ.03М по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерений активной электроэнергии; по ГОСТ 26035-83 и 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 таблице 2.

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, ИВК «ИКМ-Пирамида» (№ 325), устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (№ 1520), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по сотовым каналам связи стандарта GSM поступает на верхний уровень, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется посредством интернет-провайдера.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков и ИВК (сервера БД). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации сис-

темного времени на основе УСВ-1, синхронизирующего собственное системное время по сигналам поверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ-1. Предел допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени составляет не более 0,5 с. Время ИВК «ИКМ-Пирамида», установленного в ЦСОИ ОАО «Алтайкрайэнерго», синхронизировано с временем УСВ-1, синхронизация осуществляется один раз в час, вне зависимости от наличия расхождения. Сличение времени счетчиков с временем ИВК «ИКМ-Пирамида» производится каждый сеанс связи со счетчиками. Корректировка времени осуществляется при расхождении с временем ИВК «ИКМ - Пирамида» 0 секунд (не чаще чем раз в сутки). Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Алтайкрайэнерго» (учет по границе с ОАО «ФСК ЕЭС») используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами «Пирамида 2000».

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramide.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр №21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 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 электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» (по МИ 3286-2010).

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО «Алтайкрайэнерго» (учет по границе с ОАО «ФСК ЕЭС») и их основные метрологические характеристики

Номер точки измерений	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВКЭ)		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
РП-11								
1	РП-11 Ввод ВЛ-35 кВ Б-307	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 80993 Зав. № 5111	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 654	ПСЧ-4ТМ.05.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0304080099	ИВК «ИКМ-Пирамида» Зав.№ 325	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,2
ПС «Троицкая»								
2	ПКУ 10 кВ ПС «Троицкая» Л-2-6	ТЛК-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 08450 Зав. № 08668	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/ 100:√3 Зав. № 16296 Зав. № 7847 Зав. № 16277	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0309065123	ИВК «ИКМ-Пирамида» Зав.№ 325	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±6,2
3	ПКУ 10 кВ ПС «Троицкая» Л-2-10	ТОЛ 10-I Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 17900 Зав. № 21605	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/ 100:√3 Зав. № 10495 Зав. № 11548 Зав. № 11773	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0308069053		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±6,2
4	ПКУ 10 кВ ПС «Троицкая» Л-2-1	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 3597 Зав. № 3422	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/ 100:√3 Зав. № 7844 Зав. № 7845 Зав. № 16294	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810093218		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС «Светлая»								
5	ПКУ 10 кВ ПС «Светлая» Л-1-22	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 17627-09 Зав. № 07881-10	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 1005929 Зав. № 1005961 Зав. № 1005903	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812091099	ИВК «ИКМ-Пирамида» Зав.№ 325	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,4$

Примечания:

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

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

3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;

4. Нормальные условия:

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

- температура окружающей среды: (20±5) °С;

5. Рабочие условия эксплуатации:

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

– 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 ± 0,4) Гц;

– допустимая температура окружающего воздуха для трансформаторов от минус 40 °С до + 50 °С; для счетчиков от минус 40 °С до + 60 °С;

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

6. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 0,05 $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +10 °С до + 35 °С;

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005.

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 7 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена ИВК «ИКМ-Пирамида» и УСВ-1 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «СК Алтайкрайэнерго» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

9. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;

- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ час.
- УСВ-1 среднее время наработки на отказ не менее $T = 35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 168$ часов.

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 АИИС - 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 и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Алтайкрайэнерго» (учет по границе с ОАО «ФСК ЕЭС») типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Алтайкрайэнерго» (учет по границе с ОАО «ФСК ЕЭС») 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	Количество
Трансформатор тока типа ТПЛ-10 (Госреестр № 1276-59)	2 шт.
Трансформатор тока типа ТЛК-10 (Госреестр № 9143-06)	2 шт.
Трансформатор тока типа ТОЛ 10-1 (Госреестр № 15128-03)	2 шт.
Трансформатор тока типа ТЛО-10 (Госреестр № 25433-07)	2 шт.
Трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЩ-10 (Госреестр № 32139-06)	2 шт.
Трансформатор напряжения типа ЗНОЛП-10 (Госреестр № 23544-02)	12 шт.
Трансформатор напряжения типа НАМИ-10-95 УХЛ2 (Госреестр № 20186-05)	1 шт.
Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05 (Госреестр № 27779-04)	3 шт.
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М.01 (Госреестр № 36697-08)	2 шт.
ИВК «ИКМ-Пирамида»	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Формуляр	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 49463-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Алтайкрайэнерго» (учет по границе с ОАО «ФСК ЕЭС»). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» в феврале 2012 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 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки";
- СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ;
- ПСЧ-4ТМ.05 – по методике поверки ИЛГШ.411152.126 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.126 РЭ;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» - по документу «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки ВЛСТ 230.00.000 И1»;
- УСВ-1 – по документу ИВК «Устройства синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП».

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.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Алтайкрайэнерго» (учет по границе с ОАО «ФСК ЕЭС»).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Алтайкрайэнерго» (учет по границе с ОАО «ФСК ЕЭС»)

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.

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

МИ 3000-2006 "Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки".

Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Алтайкрайэнерго» (учет по границе с ОАО «ФСК ЕЭС»).

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество Инженерно-техническая фирма «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ» (ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»)

Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8

Почтовый адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8, а/я 14

Тел./факс: (4922) 33-67-66, 33-79-60, 33-93-68, E-mail: st@sicon.ru, www.sicon.ru

Заявитель

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

Юридический адрес: 105122, г. Москва, Щелковское шоссе, д. 9

Почтовый адрес: 119270, г. Москва, Лужнецкая набережная, д.2/4, строение 37, 1 этаж

Тел.: (495) 639–91–50, Факс: (495) 639–91–52, E-mail: info@t-souz.ru, www.t-souz.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ», Аттестат аккредитации № 30048-11 до 01 декабря 2016 г.

Юридический адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а

Тел./факс: (4712) 53-67-74, E-mail: kcsms@sovtest.ru

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.

«___» _____ 2012 г.