

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 888 от 11.07.2016 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЧУЭТ» для энергоснабжения потребителя ОАО «АЛНАС»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЧУЭТ» для энергоснабжения потребителя ОАО «АЛНАС» (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 электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных на базе контроллера ARIS MT500-30.4 (далее – УСПД) со встроенным устройством синхронизации системного времени и встроенным GSM/GPRS модемом, и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер баз данных (далее – сервер БД) с программным комплексом (далее – ПК) «Энергосфера», автоматизированное рабочее место (далее – АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех 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 входы УСПД, где происходит накопление измерительной информации, ее хранение и передача на верхний уровень системы.

На верхнем – третьем уровне системы осуществляется обработка измерительной информации, вычисление электроэнергии 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 в 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). СОЕВ уровней ИИК и ИВКЭ организована на базе приемника точного времени ГЛОНАСС/GPS, встроенного в УСПД. Устройство синхронизации времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Время УСПД синхронизировано с временем приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более  $\pm 1$  мс. Сличение показаний часов счетчиков с часами УСПД производится при каждом сеансе связи. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 2$  с, но не чаще 1 раза в сутки. СОЕВ уровня ИВК организована на базе устройства синхронизации времени типа УСВ-2, которое производит измерение времени и даты по сигналам спутников глобальной сети позиционирования (ГЛОНАСС/GPS). Погрешность часов УСВ-2 не более  $\pm 10$  мкс.

Погрешность СОЕВ АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение на базе ПК «Энергосфера», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПК обеспечивает защиту программного комплекса и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПК «Энергосфера».

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение				
Идентификационное наименование ПО	PSO.exe	AdCenter.exe	AdmTool.exe	ControlAge.exe	Expimp.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.1				
Цифровой идентификатор ПО	4DBD028C6 A22E9734F8 1EAF9DFC4 94FC	232E286EC1 4626D9155C 0AD4327C1 480	3011D145F5 AC75B57BD 72F19EFBB1 23A	FEE2779751 588EB14452 AFEC4C4A3 927	812D2B683 9C928428B 910F34C19 EC222
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5				

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**

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ООО «ЧУЭТ» для энергоснабжения потребителя ОАО «АЛНАС» и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/6кВ № 33, ЗРУ 6кВ, IVСШ 6 кВ, яч. 3	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав.№ 23945 Зав.№ 23947	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 4665	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0810120395	ARIS MT500-30.4 Зав. № 04150474	активная	± 1,1	± 3,0
						реактив-ная	± 2,3	± 4,7
2	ПС 110/6кВ № 33, ЗРУ 6кВ, ПСШ 6 кВ, яч. 7	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав. № 1257 Зав. № б/н	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 9565	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810120687		активная	± 1,1	± 3,0
						реактив-ная	± 2,3	± 4,7
3	ПС 110/6кВ № 33, ЗРУ 6кВ, ПСШ 6 кВ, яч. 11	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 15/5 Зав. № 1814 Зав. № 1815		СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810120394		активная	± 1,1	± 3,0
					реактив-ная	± 2,3	± 4,7	
4	ПС 110/6кВ № 33, ЗРУ 6кВ, ІСШ 6 кВ, яч. 35	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав. № 10374 Зав. № 10628	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 7386	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810120715	активная	± 1,1	± 3,0	
					реактив-ная	± 2,3	± 4,7	
5	ПС 110/6кВ № 33, ЗРУ 6кВ, ІСШ 6 кВ, яч. 37	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 15/5 Зав. № 20303 Зав. № 2717		СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810120387	активная	± 1,1	± 3,0	
					реактив-ная	± 2,3	± 4,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ПС 110/6кВ № 33, ЗРУ 6кВ, ШСШ 6 кВ, яч. 39	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав.№ 23495 Зав.№ 23706	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 101837	СЭТ- 4ТМ.02М.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0810120115	ARIS MT500-30.4 Зав. № 04150474	активная	± 1,1	± 3,0
						реактив- ная	± 2,3	± 4,7
7	ПС 110/6кВ № 33, ЗРУ 6кВ, IVСШ 6 кВ, яч. 8	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав.№ 22628 Зав.№ 22222	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 4665	СЭТ- 4ТМ.02М.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0810120143		активная	± 1,1	± 3,0
						реактив- ная	± 2,3	± 4,7

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 Нормальные условия эксплуатации:

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

- частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;

- температура окружающей среды:  $(23 \pm 2)$  °С.

4 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения  $(0,9 - 1,1)U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока от  $0,01(0,05)I_{n1}$  до  $1,2I_{n1}$ ; коэффициент мощности от  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) 0,5 до  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) 1,0 ( $0,5 - 0,87$ );

- частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 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 от  $0,9U_{n2}$  до  $1,1U_{n2}$ ; диапазон силы вторичного тока от  $0,01I_{n2}$  до  $1,2I_{n2}$ ; диапазон коэффициента мощности от  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) 0,5 до 1,0 ( $0,5 - 0,87$ ); частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °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  $(220 \pm 10)$  В; частота  $(50 \pm )$  Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 50 °С;

- относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

5 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 10 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. Допускается замена сервера и УСПД на одностипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

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

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик СЭТ-4ТМ.02М – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 165\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- контроллер многофункциональный ARIS MT500 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 65\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 50\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 0,5$  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:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (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 114 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- контроллер многофункциональный ARIS MT500 – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 45 сут; сохранение информации при отключении питания – 5 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) ООО «ЧУЭТ» для энергоснабжения потребителя ОАО «АЛНАС» 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	8
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	47958-11	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	2
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2363-68	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	36697-12	7
Контроллеры многофункциональные	ARIS MT500	53993-13	1
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 60950-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЧУЭТ» для энергоснабжения потребителя ОАО «АЛНАС». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в мае 2015 г. Знак поверки наносится на свидетельство о поверки.

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 СЭТ-4ТМ.02М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденным ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- контроллера многофункционального ARIS МТ500 – в соответствии с документом ПБКМ.424337.002 МП «Контроллеры многофункциональные ARIS МТ500. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 13 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 ООО «ЧУЭТ» для энергоснабжения потребителя ОАО «АЛНАС», зарегистрированном в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № ФР.1.34.2015.20961.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЧУЭТ» для энергоснабжения потребителя ОАО «АЛНАС»**

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.

#### **Изготовитель**

Закрытое акционерное общество «Энергоучет»

(ЗАО «Энергоучет»)

ИНН 7447094185

Юридический адрес: 454084, г. Челябинск, ул. Набережная, д. 9

Тел./факс: (351) 790-91-90 / (351) 727-11-11

E-mail: [enuchet@chel.surnet.ru](mailto:enuchet@chel.surnet.ru)

#### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз»

(ООО «Техносоюз»)

ИНН 7718647679

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

Почтовый адрес: 115114, г. Москва, ул. Дербеневская, д.1 стр.2

Тел./факс: (495) 640-96-09 / (495) 640-96-06

E-mail: [info@t-souz.ru](mailto:info@t-souz.ru), [www.t-souz.ru](http://www.t-souz.ru)

**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](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.