

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель  
ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

«22 декабря» 2008 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Муромский завод трубопроводной арматуры»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № <u>39925-08</u>
--	---

Изготовлена ООО «Энергобаланс-Центр» Филиал во Владимирской области для коммерческого учета электроэнергии на объектах ООО «Муромский завод трубопроводной арматуры» по технической документации ООО «Энергобаланс-Центр» Филиал во Владимирской области, г. Владимир, заводской номер 002

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Муромский завод трубопроводной арматуры» предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии потребленной абонентом на розничном рынке электроэнергии по расчетным точкам за установленные интервалы времени, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Областью применения данной АИИС КУЭ является коммерческий учёт электроэнергии на объектах филиала «Владимирэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья», г. Муром.

### ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений, которая состоит из 5 измерительных каналов (далее - ИК), измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (далее - ИВКЭ) и информационно-вычислительного комплекса АИИС КУЭ (далее – ИВК).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей

- требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации – участники розничного рынка электроэнергии (РРЭ) результатов измерений;
  - предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций - участников розничного рынка электроэнергии;
  - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
  - диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
  - конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
  - ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные каналы (ИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03. класса точности 0,5S по ГОСТ 30206 (в части активной электроэнергии) и 1,0 по ГОСТ 26035 (в части реактивной электроэнергии) и выделенные линии связи, установленных на ПС «Орловская» филиала «Владимирэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья», указанные в таблице 1 (5 точек измерений).

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) «Сикон С70», устройство синхронизации времени, аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи и специализированное программное обеспечение.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер базы данных (БД) АИИС КУЭ, аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала и специализированное программное обеспечение.

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 1 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 1 с. мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на вход УСПД (уровень – ИВКЭ), установленный на ПС «Орловская», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по внутренним основному и резервному каналам связи на верхний уровень системы (сервер ИВК), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. В качестве внутреннего основного канала связи используется выделенный канал связи, а в качестве внутреннего резервного канала связи используется беспроводной канал сотовой связи – GSM.

На третьем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, получаемой с ПС «Орловская», в частности резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники розничного рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД или АРМ операторов, по внешнему каналу связи. Для осуществления связи с гарантирующим поставщиком электроэнергии ОАО «Владимирэнергообл» используется канал связи Интернет. Для осуществления связи с филиалом «Владимирэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» используется беспроводной канал сотовой связи – GSM.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройств синхронизации системного времени УСВ-1, подключенного к УСПД (уровень ИВКЭ). В состав устройства синхронизации времени УСВ-1 входит приемник сигналов точного времени от атомных часов спутников глобальной системы позиционирования (GPS).

Внутреннее время УСПД синхронизируется со временем устройства синхронизации времени УСВ-1 по сигналам единого календарного времени один раз в 10 минут.

УСПД осуществляет коррекцию внутреннего времени счетчиков\*. Сличение времени счетчиков с временем УСПД один раз в 30 мин, корректировка времени счетчиков выполняется при расхождении со временем УСПД более чем на  $\pm 2$  с.

Сличение времени сервера ИВК со временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера ИВК и УСПД более чем  $\pm 2$  с/сут.

Абсолютная погрешность хода внутренних часов счетчика составляет  $\Delta T = \pm 0,5$  с/сут., УСПД –  $\Delta T = \pm 1,0$  с/сут. (см. Описание типа на счетчики и УСПД).

Задержка сигнала синхронизации в линии УСПД – счетчик составляет 0,1с. (см. Описание протокола RS 485).

Погрешность измерения системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Для защиты измерительной системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрен многоступенчатый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (пломбирование, физическая защита оборудования АИИС КУЭ (установка в специализированные запирающиеся шкафы), электронные ключи, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и базы данных).

\* Счетчик СЭТ-4ТМ.03. позволяет выполнять коррекцию времени хода встроенных часов один раз в сутки.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 1

Таблица 1 - Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала					Метрологические характеристики						
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер	Кл. -Клн -Ксч	Наименование измеряемой величины	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества учтенной активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности P=0,95:	Основная погрешность ИК, ± %			Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %		
								cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		АИИС КУЭ	№	АИИС КУЭ ООО «Муромский завод трубопроводной арматуры»	№ 002	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub> Календарное время							
ИК	Сервер												



Продолжение таблицы 1

1	2	3			4	5	6	7	8						9	10	11	12	13	14						
3	ПС «Орловская» Фидер 616	ТТ	КТ=0,5 К <sub>ТТ</sub> =1000/5 № 1261-02	А	ТПОЛ-10	№ 9117	12000	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время																		
				В																						
				С																						
ТН	КТ=0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66	№ 3569																						
		В																								
		С																								
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0105080172																						
4	ПС «Орловская» Фидер 645	ТТ	КТ=0,5 К <sub>ТТ</sub> =400/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	№ 3394	4800	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время	- в диапазоне тока $0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$						1,8	2,9	5,5	2,3	3,3	5,8						
				В											- в диапазоне тока $0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$						-	4,7	2,9	-	5,3	3,6
				С																	- в диапазоне тока $I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$					
А	НТМИ-6	№ 3695	-	2,6	1,8	-	3,1	2,4																		
В			1,0	1,3	2,3	1,7	2,0	2,8																		
С			-	2,1	1,5	-	2,6	2,2																		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0105080846																						
		5	ПС «Орловская» Фидер 649	ТТ	КТ=0,5 К <sub>ТТ</sub> =600/5 № 1261-02	А	ТПОЛ-10	№ 2643	7200	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время																
						В																				
С																										
ТН	КТ=0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 380-49	А	НТМИ-6	№ 3695																						
		В																								
		С																								
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0105081173																						

### Примечания:

1. В Таблице 1 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в реальных условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);
2. В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия эксплуатации:
  - параметры питающей сети: напряжение -  $(220 \pm 4,4)$  В; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
  - параметры сети для ИК: диапазон напряжения -  $(0,99 \div 1,01)U_n$ ; диапазон силы тока -  $(1,0 \div 1,2)I_n$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\phi$  ( $\sin\phi$ ) -  $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$ ; частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;
  - магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков) - не более 0,05 мТл;
  - температура окружающего воздуха: ТН и ТТ - от  $-40^\circ\text{C}$  до  $+50^\circ\text{C}$ ; счетчиков - от  $+18^\circ\text{C}$  до  $+25^\circ\text{C}$ ; УСПД и ИВК - от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+25^\circ\text{C}$ ;
  - относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5)\%$ ;
  - атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.

#### 4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети для ИК: диапазон первичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1)U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока -  $(0,05 \div 1,2)I_{n1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\phi$  ( $\sin\phi$ ) -  $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$ ; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от  $-35^\circ\text{C}$  до  $+40^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5)\%$ ;
- атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.

Для электросчетчиков:

- параметры сети для ИК: диапазон вторичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1)U_{n2}$ ; диапазон силы вторичного тока -  $(0,05 \div 1,2)I_{n2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\phi$  ( $\sin\phi$ ) -  $0,8 \div 1,0(0,6)$ ; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха – для ИК №№ 1-5, от  $0^\circ\text{C}$  до  $+20^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5)\%$ ;
- атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение -  $(220 \pm 10)$  В; частота -  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+25^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5)\%$ ;
- атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.

5. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п.5 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1, УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном в филиале «Владимирэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.



### **Надежность применяемых в системе компонентов:**

- В качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983 и ГОСТ 7746, определены средний срок службы и средняя наработка до отказа;
- Электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее  $T=90000$  ч., среднее время восстановления работоспособности не более  $t_v=2$  суток;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее  $T=70000$  ч., среднее время восстановления работоспособности не более  $t_v=10$  суток;
- сервер БД - среднее время наработки на отказ не менее  $T=113060$  ч., среднее время восстановления работоспособности не более  $t_v=1$  ч..

### **Надежность системных решений:**

- резервирование электрического питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование электрического питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

### **Регистрация событий:**

- журнал событий счетчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал событий УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в УСПД.

### **Защищенность применяемых компонентов:**

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчиков;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей;
  - испытательных коробок;
  - УСПД;
  - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений при передаче информации( возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на УСПД;
  - установка пароля на сервер.

### **Глубина хранения информации:**

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

## ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Муромский завод трубопроводной арматуры».

## КОМПЛЕКТНОСТЬ

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 2.

Таблица 2 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ТПОЛ-10	8 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТПЛ-10	2 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НТМИ-6-66	1 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НТМИ-6	1 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа СЭТ-4ТМ.03.01	5 шт.
<b>Комплектность ИВКЭ:</b>	
УСПД «СИКОН С70»	1 шт.
Устройство синхронизации времени УСВ-1	1 шт.
GSM модем Siemens MC35i	1 шт.
Модуль связи (МС)-ИРПС, «токовая петля» 20мА	1 шт.
Модуль грозозащиты (ГЗКС)	1 шт.
Источник бесперебойного питания	1 шт.
<b>Комплектность ИВК:</b>	
Сервер БД ИВК	1 шт.
GSM модем Siemens MC35i	1 шт.
АРМ Диспетчера	3 шт.
Источник бесперебойного питания	1 шт.
Модуль связи (МС)-ИРПС, «токовая петля» 20мА	1 шт.
Модуль грозозащиты (ГЗКС)	1 шт.
ПО счетчиков «Конфигуратор СЭТ-4ТМ»	1 шт.
ПО «Пирамида 2000. Розничный рынок». Версия 12.01/2007/С-010	1 шт.
дополнительная лицензия	2 шт.
Руководство пользователя	1 экземпляр
Инструкция по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

## ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Муромский завод трубопроводной арматуры». Методика поверки, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в январе 2009 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии типа «СЭТ-4ТМ.03» в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- средства поверки УСПД в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 году;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от -40...+50°С, цена деления 1 °С. Межповерочный интервал - 4 года.

## НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. 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 30206-94 (МЭК 687-92) «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)».

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Муромский завод трубопроводной арматуры».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Муромский завод трубопроводной арматуры» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

**Изготовитель:** ООО «Энергобаланс-Центр» Филиал во Владимирской области  
**Юр. адрес:** 600000, г. Владимир,  
Большая Нижегородская ул., д.77.  
тел./факс: +7(4922) 23-46-92

Директор Филиала во Владимирской  
области ООО «Энергобаланс-Центр»



А.С. Суромкин