

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ  
ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

«21» июля 2009 г.

<p><b>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ВСК-Энерго» по объектам в/ч 74325, в/ч 19196</b></p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>40986-09</u></p>
--	---

Изготовлена ОАО «ВСК-Энерго» для коммерческого учета электроэнергии на объектах ОАО «ВСК-Энерго» по объектам в/ч 74325, в/ч 19196 по проектной документации ООО «Техносоюз», согласованной НП «АТС», заводской номер 001.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «ВСК-Энерго» по объектам в/ч 74325, в/ч 19196 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 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 оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового 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).

## ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,5 и 1,0 по ГОСТ 7746, напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983 и счётчики активной и реактивной электроэнергии Альфа А 1805 классов точности 0,5S по ГОСТ Р 52323 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии, счётчики активной и реактивной электроэнергии EPQS классов точности 0,2S по ГОСТ 30206 для активной электроэнергии и 0,5 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии, и счётчики активной и реактивной электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М классов точности 0,5S по ГОСТ Р 52323 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ Р 52425 для реактивной электроэнергии установленные на объектах, указанных в таблице 1 (20 измерительных каналов).

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе «ИКМ Пирамида», устройство синхронизации системного времени.

3-й уровень (ИВК) – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

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 и напряжения электрического тока 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 проводным линиям связи поступает на входы входы GPRS-коммуникатора, который перенаправляет их через сеть GSM и Internet на ИКМ «Пирамида», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к ИКМ устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе приемника GPS сигналов точного времени УСВ-1. Время ИКМ скорректировано с временем приемника, сличение один раз в 30 минут, корректировка осуществляется при расхождении времени  $\pm 1$  с. Сличение времени счетчиков на ПС «Советская» и ПС «Капустин Яр» с временем УСПД (ИКМ «Пирамида») – один раз в сутки. Синхронизация времени счетчиков на ПС «Владимировка» и ПС «Верхний Баскунчак» происходит от СОЕВ АИИС Волго-Донского ПМЭС. Корректировка времени осуществляется при расхождении  $\pm 2$  с. Время сервера скорректировано с временем приемника, сличение один раз в час, корректировка осуществляется при расхождении времени  $\pm 1$  с. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1. Метрологические характеристики ИК

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1 ПС Владимировка ВЛ-35 кВ №1 код точки 302050004308101	ТФНД-35 Кл. т. 0,5 150/5 Зав.№2707 Зав.№816	ЗНОМ-35 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав.№ 203574 Зав.№ 1134983 Зав.№ 1134220	EPQS 111.21.18LL Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 460976				
2 ПС Владимировка ВЛ-35 кВ №2 код точки 302050004308102	ТФЗМ 35А Кл. т. 0,5 300/5 Зав.№ 25635 Зав.№ 26646		EPQS 111.21.18LL Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 460984				
3 ПС Владимировка ВЛ-35 кВ №4 код точки 302050004308201	ТФЗМ-35 Кл. т. 0,5 300/5 Зав.№26630 Зав.№26657	ЗНОМ-35 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав.№ 1426663 Зав.№ 618362 Зав.№ 620264	EPQS 111.21.18LL Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 460983		Активная, реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 3,0 ± 4,6
4 ПС Владимировка ф. 34 код точки 302050004414201	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№0223 Зав.№0274	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№1297	EPQS 111.21.18LL Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 460526		ИКМ «Пирамида» Зав.№253		
5 ПС Владимировка ф. 30 код точки 302050004414202	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№0250 Зав.№0259		EPQS 111.21.18LL Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 461299				
6 ПС Владимировка ф. 29 код точки 302050004414101	ТПФМ-10 Кл. т. 1 200/5 Зав.№ 12912 Зав.№ 14272	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 1873	EPQS 111.21.18LL Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 461297				
7 ПС Верхний Баскунчак ВЛ 35 кВ ( ТП Тургай) код точки 302070020208101	ТДВ-35 Кл. т. 1 150/5 Зав.№ 19081-1 Зав.№ 19081-2 Зав.№ 19081-3	ЗНОМ-351 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав.№ 838984 Зав.№ 838848 Зав.№ 806027	EPQS 111.21.18LL Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 460417		Активная, реактивная	± 1,6 ± 4,4	± 5,6 ± 8,6

Продолжение таблицы 1

Номер точки измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
8	ПС Капустин Яр ВЛ-35 кВ №1 код точки 302070001208101	ТФЗМ 35Б Кл. т. 0,5 150/5 Зав.№ 29232 Зав.№ 29225	ЗНОМ-35 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав.№ 1292783 Зав.№ 1371854 Зав.№ 1426615	A1805 RAL-P2GB-DW-T-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01171190	ИКМ «Пирамида» Зав.№253	Активная, реактивная	$\pm 1,2$	$\pm 3,3$
9	ПС Капустин Яр ВЛ-35 кВ №2 код точки 302070001208201	ТФН-35М Кл. т. 0,5 300/5 Зав.№ 10707 Зав.№ 11169	ЗНОМ-35 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав.№ 1135009 Зав.№ 1464112 Зав.№ 1292808	A1805 RAL-P2GB-DW-T-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01171191				
10	ПС Капустин Яр ф.4 код точки 302070001313101	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№ 56675 Зав.№ 16911	НАМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав.№ 2477	A1805 RAL-P2GB-DW-T-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01161844				
11	ПС Капустин Яр ф.24 код точки 302070001313201	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав.№ 22946 Зав.№ 22747	НАМИ-10У2 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав.№ 171	A1805 RAL-P2GB-DW-T-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01161849				
12	ПС Советская Ввод Т-1 110 кВ код точки 302070021107101	ТВ 110-20У2 Кл. т. 1 300/5 Зав.№ 9634-1 Зав.№ 9634-2 Зав.№ 9634-3	НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 110000/100 Зав.№ 10461 Зав.№ 9860 Зав.№ 10465	A1805 RAL-P2GB-DW-T-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01161847				
13	ПС Советская Ввод Т-2 110 кВ код точки 302070021107201	ТВ 110-20У2 Кл. т. 1 300/5 Зав.№ 9353-1 Зав.№ 9353-2 Зав.№ 9353-3	НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 110000/100 Зав.№ 10432 Зав.№ 9832 Зав.№ 9792	A1805 RAL-P2GB-DW-T-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01161843				
14	ПС Советская ТЧН №1 код точки 302070021418801	TK-20 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№ 50246 Зав.№ 17971 Зав.№ 64101	—	A1805 RAL-P2GB-DW-T-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01161846				
15	ПС Советская ТЧН №2 код точки 302070021418802	TK-20 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№ 26378 Зав.№ 26742 Зав.№ 26248	—	A1800 RAL-P2GB-DW-T-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01171192				

Окончание таблицы 1

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
16 ТП-14 ф.22 яч№2 код точки	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 50/5 №142201 №142202	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 №4739	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 №0612080118				
17 ПС-60А ЦРП «Степной» яч№5 код точки	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5 №0399 №0386	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 №УХТК	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 №0612080048				
18 ПС-60А ЦРП-3 яч№1 код точки	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5 №0177 №4235	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 №УХТК	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 №0612080269	ИКМ «Пирамида» Зав.№253	Активная, реактивная	± 1,2 ± 2,7	± 3,3 ± 5,6
19 ПС-60А ЦРП «Степной» яч№22 код точки	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5 №4250 №4254	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 №УХТК	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 №0612080111				
20 ПС-60А ТП «Черёмушки» ф.12 яч№6 код точки	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 50/5 №37753 №48493	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 №1804	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 №0612080192				

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);  
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Нормальные условия:

параметры сети: напряжение  $(0,98 \div 1,02)$  Уном; ток  $(1 \div 1,2)$  Iном,  $\cos\phi = 0,9$  инд.;  
температура окружающей среды  $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$ .

4. Рабочие условия:

параметры сети: напряжение  $(0,9 \div 1,1)$  Уном; ток  $(0,05 \div 1,2)$  Iном;  $0,5$  инд.  $\leq \cos\phi \leq 0,8$  емк.

допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до  $+70^\circ\text{C}$ , для счетчиков от минус 40 до  $+70^\circ\text{C}$ ; для УСПД от минус 10 до  $+50^\circ\text{C}$ , для сервера от  $+15$  до  $+35^\circ\text{C}$ ;

5. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos\phi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от  $0^\circ\text{C}$  до  $+40^\circ\text{C}$ ;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206, ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии, ГОСТ 26035 и ГОСТ Р 52425 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик EPQS - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 24$  ч;

- электросчётчик Альфа А1800 - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 120000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 24$  ч;

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05М - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 24$  ч;

- - УСПД - среднее время наработка на отказ не менее  $T = 70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 2$  ч;

- сервер - среднее время наработка на отказ не менее  $T = 100000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 2$  ч.

#### Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии организацию с помощью электронной почты и сотовой связи;

#### В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

- журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение УСПД;

#### Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметризации:

- электросчетчика,
- УСПД,
- сервера.

#### Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

#### Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

#### Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

#### Глубина хранения информации:

- электросчетчик EPQS, ПСЧ-4ТМ.05М - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;

- электросчетчик Альфа А1800 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 30 лет;

- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - 100 суток; сохранение информации при отключении питания - 3 года.

- ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - за весь срок эксплуатации системы.

### ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ВСК-Энерго» по объектам в/ч 74325, в/ч 19196.

### КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «ВСК-Энерго» по объектам в/ч 74325, в/ч 19196 определяется проектной документацией на систему.

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

### ПОВЕРКА

Проверка проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ВСК-Энерго» по объектам в/ч 74325, в/ч 19196. Измерительные каналы. Методика поверки», согласованным с ФГУП «ВНИИМС» в июле 2009 года.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счетчик EPQS – по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный EPQS. Методика поверки» РМ 1039597-26: 2002;
- Счетчик Альфа А1800 – по методике поверки «Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный Альфа А1800. Методика поверки» МП-2203-0042-2006;
- Счетчик ПСЧ-4ТМ.05М – по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05М. Методика поверки» ИГЛШ.411152.146РЭ1.
- УСПД «ИКМ ПИРАМИДА» – по методике поверки «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ ПИРАМИДА». Методика поверки» ВЛСТ.230.00.000.И1.

Приемник сигналов точного времени.

Межпроверочный интервал - 4 года.

### НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ВСК-Энерго» по объектам в/ч 74325, в/ч 19196 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Изготовитель:  
ОАО «ВСК-Энерго»  
тел/факс (495) 987-36-04,  
адрес: 121170, г. Москва, Кутузовский пр-т, д.36

Генеральный директор  
ОАО «ВСК-Энерго»



А.А. Шаргородский