

СОГЛАСОВАНО

Зам. Рук. ФГУ «Центр стандартизации и метрологии» ГЦИ СИ

ФГУ «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии»

В. В. Майкин

2007 г.

Система автоматизированная
информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии
В/ч 61676 (АИИС КУЭ В/ч 61676)

Внесена в Государственный реестр
средств измерений

Регистрационный № 36833-08

Изготовлена ЗАО ИТФ «Системы и технологии» г. Владимир для коммерческого учета электроэнергии на объектах В/ч 61676 по проектной документации РТИТ 708. 00. 000 РП, согласованной с НП АТС. Заводской номер 01.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета на оптовом рынке электроэнергии В/ч 61676 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами В/ч 61676, сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов на оптовом рынке электроэнергии.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределением функций измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодически (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 розничного рынка электроэнергии 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 – трансформаторы тока класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, счетчики СЭТ-4ТМ.03 класса точности 0,2S по ГОСТ 30206 для активной энергии и 0,5 по ГОСТ 26035 для реактивной энергии, установленные на объектах указанных в таблице 1.

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на основе комплекса аппаратно-программных средств измерения электроэнергии Сикон С70 (№ Гос реестра 28822-05)

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс на основе специализированного программного обеспечения (пакет «Пирамида» от ИИС «Пирамида» № госреестра 21906-01), маршрутизатора («ИКМ-Пирамида»), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени УСВ-1 (№ госреестра 28716-05), автоматизированного рабочего места персонала (АРМ).

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 преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микро процессоре 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 УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, 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 каналам или сотовой связи через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени (УСВ-1), включающей в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). GPS-приемник входит в состав УСПД. Время УСПД синхронизировано с временем приемника, погрешность синхронизации не более 0,1с. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера и счетчиков. Сличение времени сервера БД с временем УСПД осуществляется каждые 60 мин, и корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД не более 2с. Сличение времени счетчиков электрической энергии с временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени счетчиков электрической энергии при расхождении со временем УСПД ± 4 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (ДД.ЧЧ.ММ) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов приведен в таблице 1.

Таблица 1

№ ИК	Наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК	Зав. №	Класс точности	№ в Государственном реестре СИ	Кол-во шт.
1	ПС "Лесная" фидер № 611	ТПЛ-10; 150/5	58065 15811	0,5 0,5	22192-03	2
		НАМИ-10 6000/100	906 903	0,5 0,5	11094-87	2
		СЭТ-4ТМ.03	0107071090	0,2S/0,5	27.524-04	1
2	ПС "Лесная" фидер № 613	ТПЛ-10; 150/5	56425 58693	0,5	22192-03	2
		НАМИ-10 6000/100	906 903	0,5	11094-87	2
		СЭТ-4ТМ.03	0107071039	0,2S/0,5	27.524-04	1

№ ИК	Наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК	Зав. №	Класс точности	№ в Государственном реестре СИ	Кол-во шт.
3	ПС "Лесная" фидер № 614	ТПЛ-10; 400/5	56373 56330	0,5	1276-59	2
		НАМИ-10 6000/100	906 903	0,5	11094-87	2
		СЭТ-4ТМ.03	0107070073	0,2S/0,5	27.524-04	1
4	ПС "Лесная" фидер № 601	ТПЛ-10; 400/5	56304 57097	0,5	1276-59	2
		НАМИ-10 6000/100	906 903	0,5	11094-87	2
		СЭТ-4ТМ.03	0107071060	0,2S/0,5	27.524-04	1
5	ПС "Лесная" фидер № 602	ТПЛ-10; 200/5	46855 53261	0,5	1276-59	2
		НАМИ-10 6000/100	906 903	0,5	11094-87	2
		СЭТ-4ТМ.03	0107072085	0,2S/0,5	27.524-04	1
6	ПС "Лесная" фидер № 603	ТПЛ-10; 100/5	60551 60249	0,5	1276-59	2
		НАМИ-10 6000/100	906 903	0,5	11094-87	2
		СЭТ-4ТМ.03	0107070077	0,2S/0,5	27.524-04	1
7	ПС "Луговая" фидер № 602	ТПЛ-10; 200/5	28589 25603	0,5	1276-59	2
		НТМИ-6 6000/100	1024	0,5	380-43	1
		СЭТ-4ТМ.03	0107071137	0,2S/0,5	27.524-04	1
8	ПС "Луговая" фидер № 604	ТПЛ-10; 150/5	333 618	0,5	1276-59	2
		НТМИ-6 6000/100	1024	0,5	380-43	1
		СЭТ-4ТМ.03	0107072052	0,2S/0,5	27.524-04	1
9	ПС "Луговая" фидер № 605	ТПЛ-10; 400/5	70797 82088	0,5	1276-59	2
		НТМИ-6 6000/100	1024	0,5	380-43	1
		СЭТ-4ТМ.03	0107079139	0,2S/0,5	27.524-04	1
10	ПС "Луговая" фидер № 606	ТПЛ-10; 400/5	82090 82007	0,5	1276-59	2
		НТМИ-6 6000/100	1024	0,5	380-43	1
		СЭТ-4ТМ.03	0107079139	0,2S/0,5	27.524-04	1
11	ПС "Воскресенск" фидер № 601	ТПЛ-10; 150/5	3429 4342	0,5	1276-59	2
		НАМИ-10 6000/100	1078 1707	0,5	11094-87	2
		СЭТ-4ТМ.03	0107070088	0,2S/0,5	27.524-04	1
12	ПС "Воскресенск" фидер № 602	ТПЛ-10; 150/5	8380 4692	0,5	1276-59	2
		НАМИ-10 6000/100	1078 1707	0,5	11094-87	2
		СЭТ-4ТМ.03	0107072031	0,2S/0,5	27.524-04	1
13	ПС "Воскресенск" фидер № 604	ТПЛ-10; 150/5	7718 7708	0,5	1276-59	2
		НАМИ-10 6000/100	1078 1707	0,5	11094-87	2
		СЭТ-4ТМ.03	0107071234	0,2S/0,5	27.524-04	1

№ ИК	Наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК	Зав. №	Класс точности	№ в Государственном реестре СИ	Кол-во шт.
14	ПС «Сернур» ВЛ № 1009	ТЛМ-10; 50/5	00272 00209	0,5	2473-69	2
		НАМИГ-10 10000/100	0292	0,5	18178-99	2
		СЭТ-4ТМ.03	0107071193	0,2S/0,5	27 524-04	1

Основные технические характеристики единичного экземпляра АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации представлены в таблице 2.

Таблица 2

№/№	Наименование характеристики	Значение
1.	Количество измерительных каналов	14
2.	Диапазон первичного тока (I_1) для ИК № (3,4,9,10) (А):	(20-480)
3.	Диапазон первичного тока (I_1) для ИК № (5,7) (А):	(10-240)
4.	Диапазон первичного тока (I_1) для ИК № (1,2,8,11,12,13) (А):	(7,5-180)
5.	Диапазон первичного тока (I_1) для ИК № 6 (А):	(5-120)
6.	Диапазон первичного тока (I_1) для ИК № 14 (А):	(2,5-60)
7.	Диапазон вторичного тока (I_2), включающих ТТ с классом точности 0,5 для ИК № (1-14), (А):	(0,25-5,0)
8.	Диапазон первичного напряжения (U_1) для ИК № (1-13), (кВ):	(5,4 – 6,6)
9.	Диапазон первичного напряжения (U_1) для ИК № 14, (кВ):	(9-11)
10.	Диапазон вторичного напряжения (U_2) для ИК № (1-14), (В):	(20-120)
11.	Диапазон мощности нагрузки ТТ для ИК №(1-14)при номинальной 10 ВА и $\cos\varphi_2 \geq 0,8$, (ВА)	(4-10)
12.	Диапазон мощности нагрузки ТН для ИК № (1-14) при номинальной 200 ВА и $\cos\varphi_2 \geq 0,8$, (ВА)	(53-229)
13.	Падение напряжения на соединении ТН со счетчиком для ИК, не более, %	0,25
14.	Коэффициент мощности ($\cos\varphi$)	(0,8 – 1,0) емк. (0,5 – 1,0) инд
12.	Доверительные границы относительной погрешности измерения количества активной электрической энергии для ИК №№ 1-14, (%): $\delta_{20\%}$, для диапазона $5\% < I/I_n \leq 20\%$ ($0,8 \leq \cos\varphi \leq 1$) $\delta_{100\%}$, для диапазона $20\% < I/I_n \leq 100\%$ ($0,8 \leq \cos\varphi \leq 1$) $\delta_{120\%}$, для диапазона $100\% < I/I_n \leq 120\%$ ($0,8 \leq \cos\varphi \leq 1$)	$\pm (1,2...2,6)$ $\pm (1,0...1,7)$ $\pm (1,0...1,3)$
13	Доверительные границы относительной погрешности измерения количества реактивной электрической энергии для ИК №№ 1-14, (%): $\delta_{20\%}$, для диапазона $5\% < I/I_n \leq 20\%$ ($0,6 \leq \cos\varphi \leq 0,9$) $\delta_{100\%}$, для диапазона $20\% < I/I_n \leq 100\%$ ($0,6 \leq \cos\varphi \leq 0,9$) $\delta_{120\%}$, для диапазона $100\% < I/I_n \leq 120\%$ ($0,6 \leq \cos\varphi \leq 0,9$)	$\pm (2,6...4,6)$ $\pm (2,0...2,6)$ $\pm 2,0$
16	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений для всех ИК, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной в пределах рабочего диапазона на каждые 10°С: – при измерении количества активной электрической энергии: при $\cos\varphi=1$ при $\cos\varphi=0,5$. – при измерении количества реактивной электрической энергии	$\pm 0,3 \%$ $\pm 0,5 \%$ $\pm 0,5 \%$
17	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений	

№/№	Наименование характеристики	Значение
	количества активной электрической энергии для всех ИК, вызванной изменением первичного напряжения в пределах $\pm 10\%$: при $\cos\varphi=1$ при $\cos\varphi=0,5$	$\pm 0,2\%$ $\pm 0,4\%$
18	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений для всех ИК, вызванной изменением частоты в пределах $\pm 2\%$: – при измерении количества активной электрической энергии – при измерении количества реактивной электрической энергии	$\pm 0,2\%$ $\pm 1,5\%$
19	Погрешность измерения количества активной и реактивной электрической энергии для всех ИК, обусловленная методом передачи и обработки измерительной информации от счетчика, не более, (%)	$\pm 0,05$
20	Пределы абсолютной погрешности измерения среднесуточного текущего астрономического времени, (с)	± 5

Примечания:

1. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности.
2. В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала соответствующие вероятности 0,95.
3. В качестве характеристик температурного коэффициента указаны пределы его допускаемых значений в % от измеряемой величины на °С.
4. Нормальные условия:
 - Параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; ток (1 – 1,2) $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,9$ инд.;
 - Температура окружающей среды (15 – 25) °С.
5. Рабочие условия:
 - Параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1) $U_{ном}$; ток (0,05 – 1,2) $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.;
 - Температура окружающей среды: для измерительных трансформаторов (минус 40 – плюс 70) °С; для счетчиков СЭТ-4ТМ.03.01 (минус 40 – плюс 60) °С; для сервера от (10 – 40) °С; для УСПД (минус 10 – плюс 50) °С.
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии и по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной энергии;
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный. Замена оформляется актом в установленном в В/ч 61676 порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- Счетчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ (для счетчиков СЭТ-4ТМ.03), не менее 90000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа.
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов.
- Сервер – среднее время наработки на отказ не менее 60000 часов среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации – участники Розничного рынка электроэнергии по электронной почте;
- резервирование питание УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- в журнале УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в УСПД;

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений;
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер;

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания не менее 10 лет;
- УСПД – сохранение информации при отключении питания – 3 года;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний 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 В/ч 61676.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит методика поверки РТИТ 708. 00. 000.МП, техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

ПОВЕРКА

Поверку системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии В/ч 61676 осуществляют в соответствии с документом: «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии В/ч 61676. Методика поверки РТИТ 708. 00. 000.МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Марийский ЦСМ 14.12. 2007 г.

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;
- счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 по методике ИЛГШ.411152.126РЭ1;
- СИКОН С 70 по методике поверки ВЛСТ.220.00.000И1
- устройство синхронизации времени УСВ-1 по методике поверки ВЛСТ 221.00.000МП».

Межповерочный интервал 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»

ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»

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

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»

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

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

ГОСТ 30206-94 «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2 S и 0,5 S)»

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

МИ 2845-2003 «ГСИ. Трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3}$... 35 кВ измерительные. Методика периодической поверки на месте эксплуатации»

Система автоматизированная коммерческого учёта электроэнергии В/ч 61676. Технорабочий проект РТИТ 708. 00. 000.ТП.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии В/ч 61676 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа и метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

Изготовитель: ЗАО ИТФ «Системы и технологии»
600026, Россия, г. Владимир, ул. Лакина, 98, а/я 14
Тел/факс (4922) 33-93-68, 3367-66, 33-79-60
Электронная почта: st@sicon.ru, Веб-сайт: www.sicon.ru

Зам. генерального директора
ЗАО ИТФ «Системы и технологии»



А.Я. Щитников