



СОГЛАСОВАНО

Зам. директора
ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

«16» сентября 2008 г.

<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Пермэнерго»</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>38831-08</u></p>
---	---

Изготовлена ЗАО «Энергопромышленная компания» (г. Екатеринбург) для коммерческого учета электроэнергии на объектах ОАО «Пермэнерго» по проектной документации ЗАО «Энергопромышленная компания», заводской номер ЭПК241/05-1.000.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Пермэнерго» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, переданной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «Пермэнерго» сбора, обработки, хранения и передачи 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 измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,2S, 0,5 и 1,0 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 и 1,0 по ГОСТ 1983, счетчики активной и реактивной электроэнергии ЕвроАльфа класса точности 0,2S по ГОСТ 30206 для активной электроэнергии, 0,2 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД), каналообразующую аппаратуру, устройства синхронизации системного времени (УССВ).

3-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, 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 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 по результатам измерений получасовых приращений электрической энергии.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, 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 УСПД 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, через основной или резервный каналы связи. В качестве основного канала используется выделенный канал связи от вычислительной сети предприятия до провайдера услуг Интернет. В качестве резервного – телефонная сеть связи общего пользования.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов точного времени, который входит в состав УССВ, таймеры УСПД, счетчиков, сервера БД. Коррекция времени в УСПД производится автоматически по сигналам подключенного к нему УССВ один раз в час при условии превышения допустимого значения рассогласования. Допустимое время рассогласования составляет ± 2 с. Сличение времени счетчика по времени УСПД осуществляется один раз в сутки. Коррекция времени в счетчиках производится автоматически при условии превышения допустимого значения рассогласования, равного ± 2 с. Сличение времени сервера БД по времени УСПД осуществляется один раз в тридцать минут. Коррекция времени в сервере БД производится автоматически при условии превышения допустимого значения рассогласования, равного ± 2 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Таблица 1. Метрологические характеристики ИК

Номера точек измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ПС 110 кВ Европейская Ввод ВЛ 110 кВ Чекмень	ТФЗМ-110 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 44861 Зав. № 49656	НКФ-110 110000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 54435 Зав. № 55093 Зав. № 54605	EA02RAL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав. № 01129468	RTU-325 №001447	Активная	± 1,0	± 3,0
						Реактивная	± 2,6	± 4,4
2	ПС 110 кВ Промысла. Ввод ВЛ 110 кВ Качканар	ТФН-110 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 603 Зав. № 602	НКФ-110-57 110000/100 Кл. т. 1,0 Зав. № 892120 Зав. № 901645 Зав. № 901616	EA02RAL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав. № 01129484		Активная	± 1,5	± 3,2
						Реактивная	± 3,6	± 4,7
3	ПС 110 кВ Березовка. Ввод ВЛ 110 кВ Камбарка	ТФМД-110 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 9563 Зав. № 7684 Зав. № 7685	НКФ-110-57 110000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 18273 Зав. № 18665 Зав. № 18648	EA02RAL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав. № 01022667				
4	ПС 110 кВ Дубовая. Ввод 110 кВ Камбарка	ТФЗМ-110 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 8190 Зав. № 8032 Зав. № 8089	НКФ-110 110000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 60000 Зав. № 60615 Зав. № 60632	EA02RAL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав. № 01129454	RTU-325 №001450	Активная	± 1,0	± 3,0
						Реактивная	± 2,6	± 4,4
5	ПС 110 кВ Дубовая. Ремонтная перемычка 110 кВ	ТФЗМ-110 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 8077 Зав. № 8093 Зав. № 8034	НКФ-110 110000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 60609 Зав. № 60604 Зав. № 60610	EA02RAL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав. № 01129475				
6	ПС 110 кВ Черновская. Ввод 110 кВ Сива	ТБМО-110 300/1 Кл. т. 0,2S Зав. № 1975 Зав. № 1981 Зав. № 1989	НКФ-110 110000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 1010440 Зав. № 1012436 Зав. № 1010446	EA02RAL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав. № 01129465	RTU-325 №001451	Активная	± 0,8	± 1,6
						Реактивная	± 1,6	± 2,1
7	ПС 110 кВ Полозово. Ввод 10 кВ Т1	ТВК-10 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 00105 Зав. № 12995	ЗНОЛ.06-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 6594 Зав. № 6539 Зав. № 7207	EA02RL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав. № 01129664				
8	ПС 110 кВ Полозово. Ввод 10 кВ Т2	ТВК-10 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 09031 Зав. № 09051	ЗНОЛ.06-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 8591 Зав. № 8983 Зав. № 8866	EA02RL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав. № 01129655	RTU-325 №001450	Активная	± 1,0	± 3,0
						Реактивная	± 2,6	± 4,4

Продолжение таблицы 1

Номера точек измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
9	ПС 110 кВ Полозово. Ввод 0,4 кВ ТСН1	ТК-20 75/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 6/н Зав. № 6/н Зав. № 6/н	—	EA02RL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав. № 01129702	RTU-325 №001450	Активная	± 0,8	± 2,9
10	ПС 110 кВ Полозово. Ввод 0,4 кВ ТСН2	ТК-20 75/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 6/н Зав. № 6/н Зав. № 6/н	—	EA02RL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав. № 01129589		Реактивная	± 2,1	± 4,3
11	ПС 110 кВ Островная. Ввод 110 кВ Т1	ТФЗМ-110 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 40497 Зав. № 40945 Зав. № 40559	НКФ-110 110000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 43928 Зав. № 43931 Зав. № 44462	EA02RL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав. № 01129514				
12	ПС 110 кВ Островная. Ввод 110 кВ Т2	ТФЗМ-110 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 40970 Зав. № 40427 Зав. № 40977	НКФ-110 110000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 44461 Зав. № 43275 Зав. № 44594	EA02RL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав. № 01129649		Активная	± 1,0	± 3,0
13	ПС 110 кВ Чернушка. Ввод ВЛ 110 кВ Татышлы №1	ТФМ-110 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 0631 Зав. № 0629 Зав. № 0634	НКФ-110 110000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 57281 Зав. № 55612 Зав. № 57801	EA02RAL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав. № 01129457		Реактивная	± 2,6	± 4,4
14	ПС 110 кВ Чернушка. Ввод ВЛ 110 кВ Татышлы №2	ТФМ-110 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 0595 Зав. № 0627 Зав. № 0596	НКФ-110 110000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 55604 Зав. № 55683 Зав. № 55248	EA02RAL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав. № 01129434				
15	ПС 110 кВ Тауш. Ввод 10 кВ Т1	ТЛМ-10 600/5 Кл. т. 1,0 Зав. № 2968 Зав. № 3027	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 3452	EA02RL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав. № 01129594		Активная	± 1,6	± 5,6
16	ПС 110 кВ Тауш. Ввод 10 кВ Т2	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 1,0 Зав. № 4001 Зав. № 4002	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 2965	EA02RL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав. № 01129523		Реактивная	± 4,4	± 8,5
17	ПС 110 кВ Тауш. Ввод 0,4 кВ ТСН	Т-0,66 100/5 Кл. т. 1,0 Зав. № 28362 Зав. № 00958 Зав. № 95682	—	EA02RL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав. № 01129627		Активная	± 1,5	± 5,5
						Реактивная	± 4,1	± 8,4

Окончание таблицы 1

Номера точек измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
18	ПС 110 кВ Гондырь. Ввод ВЛ 110 кВ Сандугач	ТФЗМ-110 600/5 Кл. т. 0,5	НКФ-110 110000/100 Кл. т. 0,5	ЕА02RAL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2	RTU-325 №001450	Активная	± 1,0	± 3,0
		Зав. № 22591 Зав. № 22613	Зав. № 2245 Зав. № 1502 Зав. № 12669	Зав. № 01129461		Реактивная	± 2,6	± 4,4
19	ПС 110кВ Глухарь. Ввод ВЛ 110 кВ Шамары	ТВ-110 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 45064 Зав. № 45100 Зав. № 45120	НКФ-110 110000/100 Кл. т. 1,0 Зав. № 9212 Зав. № 9016 Зав. № 1616	ЕА02RAL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав. № 01129466		Активная	± 1,5	± 3,2
20	ПС 110кВ Глухарь. Ввод ВЛ 110 кВ Платоново	ТВ-110 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 5064 Зав. № 5120	НКФ-110 110000/100 Кл. т. 1,0 Зав. № 2210 Зав. № 2010 Зав. № 2611	ЕА02RAL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав. № 01129441		Реактивная	± 3,6	± 4,7

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 $(0,98 \div 1,02) U_{ном}$; ток $(1 \div 1,2) I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.
4. Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение $(0,9 \div 1,1) U_{ном}$; ток $(0,05 \div 1,2) I_{ном}$ для точек измерений 1-5, 7-20; ток $(0,02 \div 1,2) I_{ном}$ для точки измерений 6; $\cos\varphi$ от 0,5 инд до 0,8 емк ;
 - допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 70 $^\circ\text{C}$, для счетчиков от минус 20 до +55 $^\circ\text{C}$; для УСПД от минус 10 до +50 $^\circ\text{C}$ и сервера от + 15 до + 35 $^\circ\text{C}$;
5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд; температура окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +30 $^\circ\text{C}$;
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206, ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 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 ЕвроАльфа - среднее время наработки на отказ не менее $T = 50000$ ч, среднее время восстановления работоспособности (тв) не более 2 ч;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 40000$ ч, среднее время восстановления работоспособности (тв) не более 2ч.;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $tв = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование 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;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера;

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

- 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);
- один раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 117 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии за месяц по каждому каналу - 45 суток (функция автоматизирована), сохранение информации при отключении питания – 6 лет;
- Сервер БД - 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 учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Пермэнерго».

Комплектовость системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Пермэнерго» определяется проектной документацией на систему.

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

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Пермэнерго». Измерительные каналы. Методика поверки», согласованным с ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2008 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 ЕвроАльфа – по методике поверки «Многофункциональный счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА). Методика поверки»;
- УСПД RTU - 325 – по методике поверки «Комплексы аппаратно-програмных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300». Методика поверки ДИЯМ.466453.005 МП

Приемник сигналов точного времени.

Межповерочный 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 «Пермэнерго» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Владелец: ОАО «Пермэнерго»
Юридический адрес: 614990, г.Пермь, ГСП, Комсомольский пр,48.
Телефон: (3422)406 215, Факс (3422) 406 648

Изготовитель: ЗАО «Энергопромышленная компания»
Юридический адрес: 620144 г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, 96-В.
Телефон: (343) 251-19-96, факс: (343) 251-19-85

Генеральный директор
ЗАО «Энергопромышленная компания»



Л.Б. Кугасевская