



СОГЛАСОВАНО

Зам. директора
ИП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

«24» мар 2010 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ПАО «Инкар»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>44242-10</u>
--	--

Изготовлена ООО «Техносоюз» для коммерческого учета электроэнергии на объектах ОАО «ПАО «Инкар» по проектной документации ООО «Техносоюз», согласованной с ОАО «АТС», заводской номер 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «ПАО «Инкар» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами; 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 (не менее 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;
- 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) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983 и счётчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М классов точности 0,2S по ГОСТ Р 52323 для активной электроэнергии и 0,5 по ГОСТ Р 52425 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (10 точек измерений).

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных и обеспечения единого времени (УСПД) на базе «ЭКОМ-3000».

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

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 преобразуют 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по GSM-каналам связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на третий уровень системы (сервер БД).

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, через основной или резервные каналы связи сетей провайдеров Интернет.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени, включающей в себя приемник сигналов точного времени, который входит в состав УСПД «ЭКОМ-3000». Время УСПД синхронизировано со временем приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСПД осуществляет коррекцию времени счетчиков. Сличение времени сервера БД со временем УСПД «ЭКОМ-3000» и корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД ± 1 с. Сличение времени счетчиков с временем УСПД каждые 30 мин, при расхождении времени счетчиков с временем УСПД ± 1 с выполняется корректировка. Погрешность системного времени не превышает ± 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	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические хар-ки ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВКЭ)		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ТП-1 РУ-6 кв, яч. 11	ТПФМ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 25796 Зав. № 49980 Зав. № 18978	НТМИ-6-66 УЗ 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 9414	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808091453	ЭКОН-3000 №	Активная, реактивная	±1,1, ±2,7	±3,0 ±5,6
2	ТП-2 РУ-6 кв, яч. 28	ТПФМ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 71080 Зав. № 80237	НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 3348	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808090393		Активная, реактивная	±1,1, ±2,7	±3,0 ±5,6
3	ТП-3 РУ-6 кв, яч. 38	ТПФМ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 54011 Зав. № 283894 Зав. № 50229	НОМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 387556 Зав. № 387549	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805090135		Активная, реактивная	±1,1, ±2,7	±3,0 ±5,6
4	ТП-5 РУ-6 кв, яч. 67	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 89002 Зав. № 4401	НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 191	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808090509		Активная, реактивная	±1,1, ±2,7	±3,0 ±5,6
5	ТП-7 РУ-6 кв, яч. 85	ТПЛ-10 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 1686 Зав. № 1682	НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 4022	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804090030		Активная, реактивная	±1,1, ±2,7	±3,0 ±5,6
6	ТП-8 РУ-6 кв, яч. 91	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 7893 Зав. № 6344	НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 2671	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808090446		Активная, реактивная	±1,1, ±2,7	±3,0 ±5,6
7	ТП-9 РУ-6 кв, яч. 108	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 1510 Зав. № 2021	НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 3128	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805090730		Активная, реактивная	±1,1, ±2,7	±3,0 ±5,6
8	ТП-10 РУ-6 кв, яч. 112	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 6330 Зав. № 4188	НТМИ-6-66 УЗ 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № ВХПП	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808090494		Активная, реактивная	±1,1, ±2,7	±3,0 ±5,6
9	ТП-11 РУ-6 кв, яч. 121	ТПЛ-10 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 33813 ТПЛМ-10 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 56570	НОМ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 4975 Зав. № 4825	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805091363		Активная, реактивная	±1,1, ±2,7	±3,0 ±5,6
10	ТП-12 РУ-6 кв, яч. 132	ТПЛМ-10 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 71665 ТПЛ-10 УЗ 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 16727	НТМИ-6-66 УЗ 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № АВУС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808091284		Активная, реактивная	±1,1, ±2,7	±3,0 ±5,6

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; $\cos\varphi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
4. Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение $(0,9 \div 1,1)$ Уном; ток $(0,05 \div 1,2)$ Iном; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\varphi \leq 0,8 \text{ емк.}$
 - допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40°С до + 70°С, для счетчиков от минус 40 °С до +55 °С; для сервера от +15 °С до +50 °С; для УСПД от 0 °С до + 70 °С;
5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до +40 °С;
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии 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 СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 50000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 50000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ 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 с помощью электронной почты и телефонной 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, 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);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - 35 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 10 лет;
- ИВК - хранение результатов измерений, 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) ОАО «ПАО «Инкар».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ПАО «Инкар» 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 «ПАО «Инкар». Измерительные каналы. Методика поверки», согласованной с ВНИИМС в мае 2010 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 СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1;
 - УСПД «ЭКОМ-3000» – по методике поверки МП 26-262-99.
- Приемник, принимающий сигналы службы точного времени.
Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

- 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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ПАО «Инкар» 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: ООО «Техносоюз»
адрес: 105122, Щелковское шоссе, д.9
тел.(495) 926-67-78,
факс (495) 648-39-34

С документом ознакомлен
Генеральный директор ООО «Техносоюз»



Р.Р. Хакимов