

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ
ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

Иванов 2008 г.



**Система автоматизированная
информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии
(АИИС КУЭ) ГТ ТЭЦ г. Вельск
ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго»**

Внесена в Государственный реестр
средств измерений

Регистрационный № 39074-08

Изготовлена ЗАО «Инженерный центр «Энергосервис» (г. Архангельск), для коммерческого учета электроэнергии на объектах ГТ ТЭЦ г. Вельск ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго» по проектной документации ЗАО «Инженерный центр «Энергосервис», согласованной с ОАО «АТС», заводской номер 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ГТ ТЭЦ г. Вельск ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ГТ ТЭЦ г. Вельск ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго»; 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;
- передача результатов измерений по электронной почте в формате XML 1.0 по программно-задаваемым адресам, в т.ч. в РДУ «СО-ЦДУ ЕЭС» и ИАСУКУ ОАО «АТС»;
- 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 0,5S и 0,5 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) классов точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электроэнергии Альфа А1800 класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323 для активной электроэнергии и класса точности 1,0 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (9 точек измерений).

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе «RTU-325L», устройство синхронизации системного времени.

3-й уровень (ИВК) – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС, 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 электронных счетчиков электрической энергии. В счетчиках 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 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, 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, по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ оснащена следующими устройствами на основе приемника GPS-сигналов точного времени: блоком коррекции времени (БКВ), подключаемым к устройству сбора и передачи данных, и устройством синхронизации системного времени (УССВ), подключаемым к серверу базы данных. Время сервера БД и УСПД «RTU-325L» скорректировано с временем соответствующего приемника, сличение 1 раз в 30 мин, корректировка осуществляется при расхождении времени ± 1 с. Сличение времени счетчиков с временем УСПД один раз в 30 мин. Корректировка времени осуществляется при расхождении с временем «RTU-325L» ± 1 с. 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

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 «Вельск» Яч.114 КЛ-10-235-114	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав.№ 5646 Зав.№ 1320	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 10000/100 Зав.№ 1149	A1805 RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01185809	RTU-325L Зав. № 004182	Активная,	± 1,0	± 3,2
		ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав.№ 5786 Зав.№ 1307	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 10000/100 Зав.№ 911	A1805 RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01185810			реактивная	± 2,5
3	ГТ ТЭЦ «Вельск» яч.5 Г 1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 800/5 Зав.№ 15656 Зав.№ 15653 Зав.№ 15657	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав.№ 0128062 Зав.№ 0128050 Зав.№ 0128046	A1805 RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01185805		Активная, реактивная	± 1,2 ± 2,8	± 3,4 ± 6,2
		ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 800/5 Зав.№ 15665 Зав.№ 15658 Зав.№ 15654	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав.№ 0128060 Зав.№ 0128055 Зав.№ 0128068	A1805 RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01185807				
5	ГТ ТЭЦ «Вельск» яч.9 ТСН-1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 75/5 Зав.№ 15666 Зав.№ 15663 Зав.№ 15655	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав.№ 0128066 Зав.№ 0128067 Зав.№ 0128049	A1805 RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01185806				
		ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 75/5 Зав.№ 15659 Зав.№ 15662 Зав.№ 15667	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав.№ 0128063 Зав.№ 0128048 Зав.№ 0128051	A1805 RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01185812				
7	ГТ ТЭЦ «Вельск» яч.7 ТрПУ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 75/5 Зав.№ 15661 Зав.№ 15660 Зав.№ 15664	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав.№ 0128066 Зав.№ 0128067 Зав.№ 0128049	A1805 RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01185808				
		ARJA1/N2 J Кл. т. 0,5 1500/5 Зав.№ 0130964 Зав.№ 0130968 Зав.№ 0130967	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав.№ 0128056 Зав.№ 0128045 Зав.№ 0128059	A1805 RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01185811				
9	ГТ ТЭЦ «Вельск» яч.14. Л 2	ARJA1/N2 J Кл. т. 0,5 1500/5 Зав.№ 0130969 Зав.№ 0130965 Зав.№ 0130966	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав.№ 0128064 Зав.№ 0128058 Зав.№ 0128061	A1805 RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01185804				

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (за интервал – получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия:
параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) Уном; ток (1 ÷ 1,2) Ином, $\cos\varphi = 0,9$ инд.;
температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
4. Рабочие условия:
параметры сети: напряжение (0,9 ÷ 1,1) Уном; ток (0,02 ÷ 1,2) Ином; 0,5 инд. ≤ $\cos\varphi$ ≤ 0,8 емк.
допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 70°С, для счетчиков от минус 40 до + 65 °С; для УСПД от минус 10 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 °С 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 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 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ ч
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 80000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ 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, 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 180 суток; при отключении питания - не менее 10 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 – 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) ГТ ТЭЦ г. Вельск ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ГТ ТЭЦ г. Вельск ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго» 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) ГТ ТЭЦ г. Вельск ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго». Измерительные каналы. Методика поверки», согласованным с ВНИИМС в ноябре 2008.

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;
- Альфа А1800 – по методике поверки МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки».
- УСПД «RTU-325L» – по методике поверки ДЯИМ.466453.005 МП.

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) ГТ ТЭЦ г. Вельск ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго» 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: ЗАО «Инженерный центр «Энергосервис»
163046 г. Архангельск, ул. Котласская, д.26
тел: (8182) 65-75-65
тел./факс: (8182) 23-69-55

Генеральный директор
ЗАО «Инженерный центр «Энергосервис»


И.Л. Флейшман