

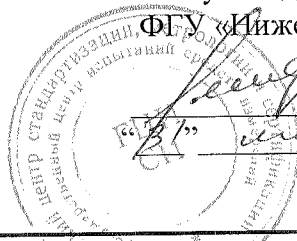
СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ

ФГУ «Нижегородский ЦСМ»

Решетник И.И.

2006 г.



Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии «Термаль»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>32422-06</u>
---	--

Изготовлена по технической документации ООО «Предприятие «ТСТ» и Нижегородского филиала ОАО «Нижноватомэнергосбыт», г. Н. Новгород. Заводской номер 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии «Термаль» (в дальнейшем АИИС КУЭ), предназначена для измерения и учета электрической энергии и мощности, а также автоматического сбора, накопления, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Область применения – коммерческий учёт электрической энергии и мощности, поставленной ОАО «Нижноватомэнергосбыт» с оптового рынка электроэнергии на ЗАО «Концерн «Термаль», ЗАО «Д-Графикс» г. Нижний Новгород.

ОПИСАНИЕ

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

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).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

- 1-й уровень:

трансформаторы тока класса точности 0,5S по ГОСТ 7746: ТПОЛ 10 (Госреестр № 1261-02);
трансформаторы напряжения класса точности 0,5 по ГОСТ 1983: НАМИТ-10 (Госреестр №

16687-02); счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03 (Госреестр № 27524-04) класса точности 0,5S по ГОСТ 30206 Для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (3 точки измерений).

- 2-й уровень — устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000М (Госреестр № 17049-04);

- 3-й уровень (ИБК) — информационно-вычислительный комплекс (ИБК), включающий в себя радио-Ethernet - основной канал передачи данных; GSM терминал SIEMENS TC 35 - резервный канал передачи данных; сервер Fujitsu-Siemens Primergy TX200 S2, осуществляющий сбор данных с УСПД, обработку и архивирование в базе данных (установлен в Нижегородском филиале ОАО «Нижноватомэнергосбыт»); автоматизированные рабочие места (АРМ) с установленным программным модулем преобразования и вычисления АРМ «Control Age», обеспечивающим выполнение расчетных функций, визуальное отображение измеряемых параметров и обеспечение доступа к ним пользователей (установлены в ЗАО «Концерн «Термаль» и ЗАО «Д-Графикс».)

Комплекс программного обеспечения включает модули: «Сервер опроса», АРМ «Control Age», «Консоль администратора ПТК ЭКОМ», «Adm Tool», «Конфигуратор 3000», «Конфигуратор АСКП», «Просмотр данных в УСПД» и обеспечивает визуализацию измеренных счетчиками электрической энергии параметров и состояний компонентов системы, задание режимов автоматического опроса счётчиков, конфигурирование и настройку установок отдельных счетчиков по точкам учёта, формирование групп учёта, ведение протоколов и архивирование данных, экспорт информации в базы данных, а также считывание и вывод (в табличном или графическом виде) на устройство печати отчетов с коммерческой информацией по расходу электрической энергии.

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 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 реактивной 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 обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных через терминал радио-Ethernet - основной канал передачи данных или GSM терминал - резервный канал передачи 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, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации - участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по сети Internet или сотовой связи.

Измерение времени в системе выполняется с помощью устройства сбора и передачи данных УСПД «ЭКОМ-3000М». Синхронизация времени УСПД с астрономическим временем осуществляется автоматически с помощью GPS — приёмника, встроенного в УСПД. УСПД в свою очередь осуществляет коррекцию времени во всех счетчиках системы. В качестве стандартного программного обеспечения используются операционные системы WINDOWS-XP WINDOWS-2000 Server и SQL Server.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Количество измерительных каналов системы (по точкам учета): 3

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

Таблица 1 - Метрологические характеристики ИК

Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
Ф.609 с ПС «Мыза» 110/6 кВ ЗАО «Концерн «Термаль» РУ-1 Ввод 1	ТПОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 1241 Зав.№1247	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 0343	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 0110054023	ЭКОМ-3000М Зав.№ 02061222	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 3,1 ± 5,8
Ф.618 с ПС «Мыза» 110/6 кВ ЗАО «Концерн «Термаль» РУ-1 Ввод 2	ТПОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 1239 Зав.№1246	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 0341	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 0110053241				
Ф.609 с ПС «Мыза» 110/6 кВ ЗАО «Д-Графикс» РУ-2 Ввод 2	ТПОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 1240 Зав.№1095	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 0357	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 0112054212				

Примечания:

1. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая).

2. В качестве характеристик основной 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, cosφ = 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; cosφ = 0,8 инд.;

- допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70 °С, для счетчиков от 10 до 40 °С; для сервера от 10 до 30 °С; для УСПД от минус 10 до плюс 50 °С.

5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 5 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Нижноватомэнергосбыт» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения времени УСПД ± 3 секунды в сутки.

Максимальное время рассогласования между счетчиками из состава системы и УСПД в пределах ± 5 секунд в сутки.

Питание сервера, АРМ, устройства сбора и передачи данных, GSM терминала SIEMENS TC 35, осуществляется от сети переменного тока напряжением $220^{+10\%}_{-15\%}$ В, частотой (50 ± 1) Гц.

Мощность, потребляемая компонентами системы, при номинальном напряжении питания от сети переменного тока, не более:

- GSM терминал SIEMENS TC 35 11 ВА;
- устройство сбора и передачи данных УСПД ЭКОМ-3000М 40 ВА;
- сервер, АРМ 500 ВА.

Габаритные размеры компонентов системы, не более:

- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.02.2 330x170x80,2 мм;
- GSM терминал SIEMENS TC 35 73x68x33 мм;
- устройство сбора и передачи данных УСПД ЭКОМ-3000М 370x318x150 мм;
- сервер, АРМ 800x600x600 мм.

Масса компонентов системы, не более:

- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.02.2 1,75 кг.;
- GSM терминал SIEMENS TC 35 0,15 кг.;
- устройство сбора и передачи данных УСПД ЭКОМ-3000М 15 кг.;
- сервер, АРМ 30 кг.

Средняя наработка на отказ системы не менее 40000 часов.

Среднее время восстановления не более 24 часов.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик - среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч; среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 75000$ ч среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ ч;

- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 60000$ ч среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Средняя наработка на отказ системы не менее 40000 часов.

Среднее время восстановления не более 24 часов.

Надежность системных решений:

резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте;

Регистрация событий:

в журнале событий счётчика:

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

журнал УСПД:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекции времени в УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

электросчётчика;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательной коробки;

УСПД;

сервера;

защита информации на программном уровне:

результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)

установка пароля на счетчик;

установка пароля на УСПД;

установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:

электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 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 - 100 суток (функция автоматизирована); 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 в правом верхнем углу.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Трансформатор тока ТПОЛ 10	6 шт.;
Трансформатор напряжения НАМИТ-10	3 шт.;
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03	3 шт.;
GSM терминал SIEMENS TC 35	3 шт.;
Устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000М	1 шт.;
Сервер Fujitsu-Siemens Primergy TX200 S2	1 шт.;
Автоматизированное рабочее место	2 шт.;
Комплект эксплуатационной документации на УСПД «ЭКОМ-3000М»	1 шт.;
Руководство по эксплуатации АИИС КУЭ «Термаль»	1 экз.;
Методика поверки	1 экз.

ПОВЕРКА

Поверка системы проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии «Термаль». Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в июле 2006 г.

Перечень основного оборудования, необходимого для поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1;
- УСПД «ЭКОМ 3000М» – по методике поверки МП 26-262-99.

Вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А».

Секундомер СДСпр-1 ТУ 25-1810.0021-90.

Радиоприемник, принимающий сигналы службы точного времени радиостанции "Маяк".

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ 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».

Техническая документация Нижегородского филиала ОАО «Нижноватомэнергосбыт»,
г. Н.Новгород.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

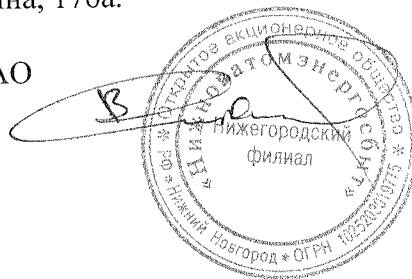
Тип «Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии «Термаль»» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель:

Нижегородский филиал ОАО «Нижноватомэнергосбыт»

Адрес: г. Нижний Новгород, пр. Гагарина, 176а.

Директор Нижегородского филиала ОАО
«Нижноватомэнергосбыт»



В. Х. Ситдиков