



СОГЛАСОВАНО:

Руководитель

«ВНИИМС»

В.Н. Яншин

22 мая 2007 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «НЕЗАВИСИМАЯ ЭНЕРГОСБЫТОВАЯ КОМПАНИЯ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ»

Внесена в Государственный реестр средств измерений
Регистрационный № 36391-07

Изготовлена ООО «ЭнергоПромСервис», г. Екатеринбург по технической документации ООО «ЭнергоПромСервис», г. Екатеринбург. Заводской № 8.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «НЕЗАВИСИМАЯ ЭНЕРГОСБЫТОВАЯ КОМПАНИЯ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ» предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами филиала ОАО «НЭСК» «Приморско-Ахтарские городские электрические сети», г. Приморско-Ахтарск, сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Областью применения данной АИИС КУЭ является коммерческий учёт электроэнергии на энергообъектах филиала ОАО «НЭСК» «Приморско-Ахтарские городские электрические сети» по утвержденной методике выполнения измерений количества электрической энергии (МВИ КУЭ).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, которая состоит из 10 измерительных каналов (далее - ИК), 2 измерительно-вычислительных комплексов электроустановок (далее - ИВКЭ), информационно-вычислительного комплекса АИИС КУЭ (далее – ИВК).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (один 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 – измерительные каналы (ИК), включающие 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.03.01 класса точности 0,5S по ГОСТ 30206 (в части активной электроэнергии) и 1,0 по ГОСТ 26035 (в части реактивной электроэнергии) и выделенные линии связи, установленных на энергообъектах филиала ОАО «НЭСК» «Приморско-Ахтарские городские электрические сети», указанные в таблице 1 (10 точек измерений).

2-й уровень – измерительно-вычислительных комплексов электроустановок (ИВКЭ) (2 центра сбора), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) «Сикон С70», устройства синхронизации времени, аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи и специализированное программное обеспечение.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) филиала ОАО «НЭСК» «Приморско-Ахтарские городские электрические сети» АИИС КУЭ, включающий в себя серверы базы данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени, аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала и специализированное программное обеспечение.

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 1 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 1 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 интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД (уровень – ИВКЭ), установленных на каждом энергообъекте, где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, получаемой с выходов счетчиков, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по внутренним основному и резервному каналам сотовой связи стандарта GSM на верхний уровень системы (сервер ИВК), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, получаемой с энергообъектов филиала ОАО «НЭСК» «Приморско-Ахтарские городские электрические сети», в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД или АРМ операторов, по внешнему каналу связи. В качестве внешнего основного канала связи используется выделенный канал доступа в Интернет, а в качестве внешнего резервного канала связи может быть использована коммутируемая телефонная линия.

Для организации информационного взаимодействия между ИКМ «Пирамида» и АРМ операторов коммерческого учета субъекта ОРЭ используется (основной) выделенный канал связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройств синхронизации времени УСВ-1, подключенных к УСПД и серверу ИВК. В состав устройства синхронизации времени УСВ-1 входит приемник сигналов точного времени от атомных часов спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Время сервера ИВК синхронизировано со временем устройств синхронизации времени УСВ-1, сличение ежечасное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. Время УСПД синхронизировано со временем устройств синхронизации времени УСВ-1, сличение ежеминутное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. В случае, если время УСПД и УСВ-1, установленного на объекте, не синхронизировано со временем атомных часов спутников глобальной системы позиционирования (GPS), сервер ИВК филиала ОАО «НЭСК» «Приморско-Ахтарские городские электрические сети» осуществляет коррекцию времени УСПД. Сличение времени УСПД со временем сервера ИВК один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера ИВК и УСПД ± 1 с. УСПД осуществляет коррекцию времени счетчиков. Сличение времени счетчиков СЭТ-4ТМ.03.01 с временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени счетчиков при расхождении со временем УСПД ± 2 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

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

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

Таблица 1 - Метрологические характеристики ИК

№№ ИК, наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС 110/35/10 кВ Приморско-Ахтарск							
1.П-3 232080014213101	ТЛМ-10 100/5 Кл.т.0,5 Зав.№7556 Зав.№7572	НАМИТ-10- 2 10000/100 Кл.т.0,5 Зав.№0627	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т.0,5S/1,0 Зав.№ 0110061149	Сикон С 70 Зав.№ 01497	Активная реактивная	±1,3 ±2,4	±3,9 ±5,9
2.П-5 232080014213102	ТЛМ-10 150/5 Кл.т.0,5 Зав.№2569 Зав.№1015	НАМИТ-10- 2 10000/100 Кл.т.0,5 Зав.№0627	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т.0,5S/1,0 Зав.№ 0110063018				
3.П-10 232080014213103	ТЛМ-10 200/5 Кл.т.0,5 Зав.№2874 Зав.№2887	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т.0,5 Зав.№ 1054	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т.0,5S/1,0 Зав.№ 0110063027				
4.П-11 232070040314105	ТЛМ-10 150/5 Кл.т.0,5 Зав.№3931 Зав.№4517	НАМИТ-10- 2 10000/100 Кл.т.0,5 Зав.№0627	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т.0,5S/1,0 Зав.№ 0110063109				
5.П-13 232080015314102	ТЛМ-10 150/5 Кл.т.0,5 Зав.№4326 Зав.№1218	НАМИТ-10- 2 10000/100 Кл.т.0,5 Зав.№0627	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т.0,5S/1,0 Зав.№ 0110061226				
6.П-19 232080015314101	ТЛМ-10 150/5 Кл.т.0,5 Зав.№4551 Зав.№4455	НАМИТ-10- 2 10000/100 Кл.т.0,5 Зав.№0627	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т.0,5S/1,0 Зав.№ 0110063048				
ПС 35/6 кВ Рыбзавод							
1.РБ-3 232080006213101	ТЛМ-10 100/5 Кл.т.0,5 Зав.№9800 Зав.№9814	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т.0,5 Зав.№ 2556	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т.0,5S/1,0 Зав.№ 0110062244	Сикон С 70 Зав.№ 01500	Активная реактивная	±1,3 ±2,4	±3,9 ±5,9
2.РБ-4 232080006213201	ТЛМ-10 150/5 Кл.т.0,5 Зав.№6902 Зав.№1329	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т.0,5 Зав.№ 2872	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т.0,5S/1,0 Зав.№ 0110063116				
3.РБ-9 232080006213102	ТЛМ-10 150/5 Кл.т.0,5 Зав.№7235 Зав.№1353	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т.0,5 Зав.№ 2556	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т.0,5S/1,0 Зав.№ 0110063130				
4.РБ-10 232080006213202	ТЛМ-10 150/5 Кл.т.0,5 Зав.№6906 Зав.№6914	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т.0,5 Зав.№ 2872	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т.0,5S/1,0 Зав.№ 0110063088				

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 $(0,99 \div 1,01)$ Уном; ток $(1 \div 1,2)$ Iном, $\cos\varphi = 0,87$ инд.; частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;

– температура окружающего воздуха: ТН и ТТ - от -40°C до $+50^{\circ}\text{C}$; счетчиков - от $+18^{\circ}\text{C}$ до $+25^{\circ}\text{C}$; УСПД и сервера ИВК - от $+15^{\circ}\text{C}$ до $+25^{\circ}\text{C}$;

– магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков), не более - 0,05 мТл.

4. Рабочие условия:

– параметры сети, для ИК, включающих в себя ТТ кл.т. 0,5, ТН кл.т. 0,5; счетчики кл.т. 0,5S/1,0; напряжение $(0,9 \div 1,1)$ Уном; ток $(0,05 \div 1,2)$ Iном, $\cos\varphi = 0,8$ инд.; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

– температура окружающего воздуха: ТН и ТТ от -20 до $+45^{\circ}\text{C}$, для счетчиков от -15 до $+45^{\circ}\text{C}$; для УСПД от -10 до $+35^{\circ}\text{C}$; для сервера ИВК от $+15$ до $+25^{\circ}\text{C}$;

– магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков), не более - 0,5 мТл.

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. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена УСПД на одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «НЕЗАВИСИМАЯ ЭНЕРГОСБЫТОВАЯ КОМПАНИЯ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч.;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч.;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 113060$ ч., среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания счетчиков электрической энергии с помощью АВР;
- резервирование электрического питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование электрического питания серверов ИВК с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование внутренних каналов передачи данных ИВКЭ – ИВК (УСПД – серверы ИВК или АРМ оператора);
- резервирование внешних каналов передачи данных ИВК – организации–участники оптового рынка электроэнергии.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал событий УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;
 - УСПД;
 - серверов ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (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 35 сут;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 сут;
- 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) ОАО «НЕЗАВИСИМАЯ ЭНЕРГОСБЫТОВАЯ КОМПАНИЯ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС представлена в таблице 2

Таблица 2- Комплектность АИИС

Наименование	Количество
1	2
Измерительный трансформатор тока	20 шт
Измерительный трансформатор напряжения	4 шт
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа СЭТ-4ТМ.03.01	10 шт
Комплектность ИВКЭ:	
УСПД «СИКОН-С70»	2 шт
УСВ-1 (настенного исполнения)	2 шт
GSM модем Siemens MC35i	4 шт
Светильник KLO 25000.0-00	2 шт
Малогабаритный холодильный агрегат VIP	2 шт
Стабилизированный источник питания LOGO!POWER	4 шт
Источник бесперебойного питания APC Smart-UPS 1000 VA	2 шт
Комплектность ИВК филиала ОАО «НЭСК» «Приморско-Ахтарские городские электрические сети»:	
Сервер опроса ИВКЭ ProLiant DL380G4	1
Сервер базы данных ИВК ProLiant DL380G5	1
TFT7600RKM Rack Keyboard Monitor (1U)	1
Устройство синхронизации времени УСВ-1	1
Коммутатор сетевой ProCurve Switch 2626 (24 port)	1
Настольный компьютер Compaq dc5100SFF	1
Модем External Modem with LCD, 33.6Kbps, 2/4-wire dial-up and leased line, Sync & Async	2
GSM модем Siemens MC35i	3
Источник бесперебойного питания APC Smart-UPS 2200VA	1
ПО ИВК филиала ОАО «НЭСК» «Приморско-Ахтарские городские электрические сети»:	
ПО операционной системы Windows Svr Std 2003 w/SP1 Win32 English 1pk DSP OEI CD 1-4CPU 5 Clt	
ПО Antivirus Corporate Edition 10 for Workstations&NetService in license+Gold Maint 1YR value band A	

Продолжение таблицы 2

1	2
ПО Antivirus Corporate Edition 10 for Workstations in license + Gold Maint 1YR value band A	
Программное обеспечение Antivirus Corporate Edition 10 Russian CD Media Pack	
ПО счетчиков «Конфигуратор СЭТ-4ТМ»	
ПО «Пирамида 2000. Розничный рынок». Версия 12.02. Полный комплект со всеми программными модулями и утилитами	
Руководство пользователя ЕКМН.466453.022-2 ИЗ	1 экземпляр
Методика поверки ЕКМН.466453.022-2 МП	1 экземпляр

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится в соответствии с документом «ГСИ. Система автоматизированная информационно – измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «НЕЗАВИСИМАЯ ЭНЕРГОСБЫТОВАЯ КОМПАНИЯ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ». Методика поверки ЕКМН.466453.022-2 МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС».

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии типа «СЭТ-4ТМ.03» в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- средства поверки УСПД в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 году;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» в соответствии с документом «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки. ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденным ВНИИМС в 2005 году;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от - 40 ... +50 °С, цена деления 1°С.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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

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

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

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

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

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

МИ 3000-2006 «Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «НЕЗАВИСИМАЯ ЭНЕРГОСБЫТОВАЯ КОМПАНИЯ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно - измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «НЕЗАВИСИМАЯ ЭНЕРГОСБЫТОВАЯ КОМПАНИЯ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

Изготовитель:

ООО «ЭнергоПромСервис»

Адрес: 620062, г. Екатеринбург, проспект Ленина, 101/2, офис 300.

Почтовый адрес: 620137, г. Екатеринбург, а/я 99.

Телефон: (343) 220-78-20 (многоканальный), факс (343) 220-78-22.

Генеральный директор

Е.В. Шишелякин

