

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ

Зам. генерального директора

ФГУ «Восстек-Москва»

А.С. Евдокимов

2010 г.



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Кирпичниково

Внесена в государственный реестр средств измерений

Регистрационный номер

№ 44381-10

Изготовлена по проектной документации ООО «ЭнергоСнабСтройСервис-Холдинг» г. Москва. Заводской номер № 108.

НАЗНАЧЕНИЕ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Кирпичниково (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности потребляемой с ОРЭ по всем расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ, ОАО «Тюменьэнерго» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ конструктивно выполненная на основе ИВК «Альфа Центр» (Госреестр № 20481-00) представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-ый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU 325 Госреестр № 37288-08, устройство синхронизации системного времени (УССВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя коммуникационный сервер и сервер баз данных (БД), автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), а так же совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

В качестве коммуникационного сервера и сервера БД используются серверы, установленные в ЦСОИ МЭС Западной Сибири и выполненные на основе промышленных компьютеров HP Proliant с установленным программным обеспечением (ПО «Альфа Центр»).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- 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);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от утечки информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- передача результатов измерений в организации – участники 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);

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи RS – 485 поступает в УСПД RTU 325, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор, хранение и передача результатов измерений на верхний уровень АИИС КУЭ.

Коммуникационный сервер при помощи программного обеспечения (ПО), один раз в сутки, опрашивает УСПД и считывает с него 30 минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки. Считанные значения записываются в базу данных (под управлением СУБД Oracle). Сервер БД производит вычисление получасовых значений электроэнергии на основании считанного профиля мощности. В автоматическом режиме раз в сутки сервер БД считывает из базы данных получасовые значения электроэнергии, формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML в ОАО «АТС»,

филиал ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ, ОАО «Тюменьэнерго» и другие заинтересованные организации.

Описание программного обеспечения

В состав ПО АИИС КУЭ входит: встроенное ПО счетчиков электроэнергии, ПО УСПД и ПО АРМ, ПО серверов. Программные средства АРМ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО «Альфа Центр АС_РЕ_30».

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят все средства измерений времени (таймеры счетчиков, УСПД, сервера).

В качестве базового прибора СОЕВ на уровне ИВК используется устройство синхронизации времени УССВ-35 HVS. В качестве базового прибора СОЕВ на уровне ИВКЭ - НКУ МС-225, также созданное на основе УССВ-35 HVS производства ООО «Эльстер Метроника».

Синхронизация времени на сервере БД происходит от УССВ-35HVS, установленного в серверном шкафу ЦСОИ МЭС Западной Сибири. Сличение времени сервера происходит с цикличностью 1 час. Коррекция времени проводится при расхождении времени сервера БД с временем УССВ-35 HVS на величину более ± 500 мс.

Синхронизация времени на коммуникационном сервере происходит от сервера БД. Сличение времени происходит с цикличностью 1 час. Коррекция времени проводится при расхождении времени коммуникационного сервера с временем сервера БД на величину более ± 1 с.

Синхронизация времени на УСПД RTU-325 происходит от УССВ МС-225, установленного в ОПУ ПС Кирпичниково. Сличение времени УСПД происходит с цикличностью 1 час. Коррекция времени проводится при расхождении времени УСПД с временем УССВ на величину более ± 500 мс.

Сличение времени счетчиков с временем УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже 1 раза в 30 минут. Корректировка времени осуществляется при расхождении времени счетчиков с временем УСПД на величину более ± 1 с.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ ± 5 с/сутки.

МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1

№ ИИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергетики
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 500 кВ «Кирпичниково», ВЛ-500 кВ «СРЭС-2»	OSKF-525 Кл. т. 0,2S 1000/1 Зав.№ 474586 Зав.№ 474580 Зав.№ 474591 Госреестр № 29687-05	OTCF-550 Кл. т. 0,2 500000/100 Зав.№ 671559401 Зав.№ 671559410 Зав.№ 671559407 OTCF-550 Кл. т. 0,2 500000/100 Зав.№ 671568808 Зав.№ 671568810 Зав.№ 671568816 Госреестр № 30290-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01191374 Госреестр № 31857-06	RTU-125 №004 580 Госреестр № 37258 08	Активная Реактивная
2	ПС 500 кВ «Кирпичниково», ВЛ-220 кВ «Шубинская»	OSKF-245 Кл. т. 0,2S 1000/1 Зав.№ 474533 Зав.№ 474534 Зав.№ 474529 Госреестр № 29687-05	OTEF-245 Кл. т. 0,2 220000/100 Зав.№ 474558 Зав.№ 474557 Зав.№ 474555 OTEF-245 Кл. т. 0,2 220000/100 Зав.№ 474556 Зав.№ 474553 Зав.№ 474554 Госреестр № 29686-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01191380 Госреестр № 31857-06		Активная р-активная

Таблица 2

Границы допускаемой относительной погрешности измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)}\%$ $I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_5\%$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20}\%$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100}\%$ $I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
I-2 ТТ-0,2S; ТН-0,2; Сч-0,2S	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,9	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,5	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±2,0	±1,4	±1,2	±1,2
Границы допускаемой относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)}\%$ $I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_5\%$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20}\%$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100}\%$ $I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
I-2 ТТ-0,2S; ТН-0,2; Сч-0,5	0,9	±3,6	±2,1	±1,5	±1,4
	0,8	±2,6	±1,6	±1,1	±1,1
	0,7	±2,3	±1,4	±1,1	±1,0
	0,5	±1,9	±1,3	±1,0	±1,0

Примечания:

1. Погрешность измерений $\delta_{1(2)}\%_P$ и $\delta_{1(2)}\%_Q$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)}\%_P$ и $\delta_{1(2)}\%_Q$ для $\cos\varphi < 1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.
2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

4. *Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ :*

- *напряжение питающей сети: напряжение $(0,98...1,02) \cdot U_{ном}$, ток $(1 \div 1,2) \cdot I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,9$ инд;*
- *температура окружающей среды (20 ± 5) °С.*

5. *Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ :*

- *напряжение питающей сети $(0,9...1,1) \cdot U_{ном}$, ток $(0,01...1,2) \cdot I_{ном}$;*
- *температура окружающей среды:*
 - *для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;*
 - *УСПД RTU-325 от плюс 5 до плюс 35 °С;*
 - *трансформаторы тока по ГОСТ 7746;*
 - *трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983.*

6. *Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 52323 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 52425 в режиме измерения реактивной электроэнергии.*

7. *Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.*

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- *счетчик электроэнергии А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;*
- *УСПД RTU 325 – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов.*

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- *для счетчика $T_v \leq 2$ часа;*
- *для УСПД $T_v \leq 2$ часа;*
- *для сервера $T_v \leq 1$ час;*
- *для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;*
- *для модема $T_v \leq 1$ час.*

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- *клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;*
- *панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;*
- *наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, сервере, АРМ;*
- *организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;*
- *защита результатов измерений при передаче.*

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- *фактов параметрирования счетчика;*
- *фактов пропадания напряжения;*
- *фактов коррекции времени.*

Возможность коррекции времени в:

- *счетчиках (функция автоматизирована);*
- *УСПД (функция автоматизирована);*
- *сервере (функция автоматизирована).*

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии А1800 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 172 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД RTU 325 - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

МЕСТО И СПОСОБ НАНЕСЕНИЯ ЗНАКА УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

КОМПЛЕКТНОСТЬ ПОСТАВКИ

Комплектность АИИС КУЭ КУЭ 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 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Кирпичниково. Методика поверки». МП-682/446-2010 утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в январе 2010 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;
- Счётчики А1800 - по методике поверки МП-2203-0042-2006 утверждённой ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- УСПД RTU 325 – по методике поверки ДЯИМ.466.453.005МП утверждённой ГЦИ СИ ВНИИМС в 2008 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений – 40...+50°С, цена деления 1°С.

СВЕДЕНИЯ О МЕТОДИКАХ (МЕТОДАХ) ИЗМЕРЕНИЙ

Измерения производятся в соответствии с документом «Методика (методы) выполнения измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Кирпичниково. МВИ 607/446-2010.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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

2 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

6 ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

7 ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО «ЭнергоСнабСтройСервис-Холдинг»

121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д. 4А, офис 204

Тел: (495) 756-14-73

Генеральный директор



О.В. Лебедев