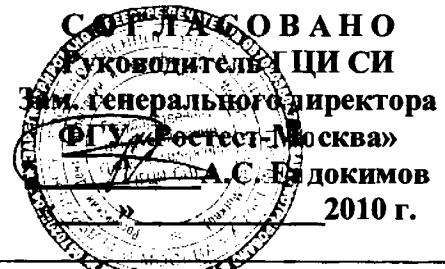


ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Средний Балык» филиала «Нефтеюганские электрические сети» ОАО «Тюменьэнерго»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № <u>44762-10</u>
---	--

Изготовлена ОАО «Тюменьэнерго» г. Сургут по проектной документации ОАО «ДАЛЬЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ» г. Владивосток. Заводской номер № 001.

НАЗНАЧЕНИЕ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Средний Балык» филиала «Нефтеюганские электрические сети» ОАО «Тюменьэнерго» (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 и передачи информации в ЦСОД «Нефтеюганские электрические сети» ОАО «Тюменьэнерго» в рамках согласованного регламента.

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

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ конструктивно представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные комплексы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-ый уровень – измерительные каналы (ИК), 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) ЭКОМ 3000 Госреестр № 17049-09, устройство синхронизации системного времени (УССВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень, информационно-вычислительный комплекс системы (ИВК), который включает в себя сервер АИИС КУЭ «Нефтеюганские ЭС» 2 очередь ОАО «Тюменьэнерго» (Госреестр № 40011-08), расположенный в ЦСОД Нефтеюганских ЭС.

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 потери 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 ЦСОД «Нефтеюганские электрические сети» ОАО «Тюменьэнерго»;
- 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 местным временем. Результаты измерений передаются кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи RS – 485 поступает в УСПД ЭКОМ 3000, где производится сбор, хранение и передача результатов измерений на верхний уровень АИИС КУЭ.

Данные об энергопотреблении из УСПД, в автоматическом режиме, передаются на сервер АИИС КУЭ «Нефтеюганские ЭС» 2 очередь ОАО «Тюменьэнерго» (Госреестр № 40011-08) ЦСОД «Нефтеюганские электрические сети» ОАО «Тюменьэнерго», где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации). Данные об энергопотреблении из УСПД на сервер передаются по основному выделенному каналу радиорелейной линии (РРЛ) связи. В качестве резервного канала используется коммутируемый канал связи по GSM-модему.

Описание программного обеспечения

В состав ПО АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии, ПО УСПД «Конфигуратор», «Архив», ПО сервера АИИС КУЭ «Нефтеюганские ЭС» 2 очередь ОАО «Тюменьэнерго» (Госреестр № 40011-08).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологиче-

ские характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят все средства измерений времени (таймеры счетчиков, УСПД).

В качестве базового прибора СОЕВ используется источник сигналов точного времени - GPS-приемник, подключенный к УСПД.

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 ± 2 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 электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	
1	2	3	4	5	6	8
1	ВЛ-220 кВ «Магистральная»	TG-245N Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав.№ 00232 Зав.№ 00233 Зав.№ 00234 Госреестр № 30489-05	CPB-245 Кл. т. 0,2 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ /100/3 Зав.№ 8783 101 Зав.№ 8783 102 Зав.№ 8783 103 Госреестр № 15853-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01195723 Госреестр № 31857-06	ЭКОН-3000 Зав. № 08092683 Госреестр № 17049-07	Активная Реактивная
2	ВЛ-220 кВ «ЮБППЗ»	TG-245N Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав.№ 00229 Зав.№ 00230 Зав.№ 00231 Госреестр № 30489-05	CPB-245 Кл. т. 0,2 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ /100/3 Зав.№ 8783 098 Зав.№ 8783 099 Зав.№ 8783 100 Госреестр № 15853-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01195722 Госреестр № 31857-06		Активная реактивная

Таблица 2

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

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 $(0,98...1,02)*U_{ном}$, ток $(1 \div 1,2)*I_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$ инд;
 - температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ :
 - напряжение питающей сети $(0,9...1,1)*U_{ном}$, ток $(0,01...1,2)*I_{ном}$;
 - температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;
 - УСПД 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 Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 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 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
 - УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 75000 часов/
- Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:
- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;
 - для УСПД $T_v \leq 2$ часа;
 - 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, УСПД;
- 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)

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 57 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 - 15 суток; при отключении питания – 3 года;

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 220 кВ «Средний Балык» филиала «Нефтеюганские электрические сети» ОАО «Тюменьэнерго». Методика поверки». МП-690/446-2010 утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в марте 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 ЭКОМ 3000 – по методике поверки ПКБМ.421459.003 МП утверждённой ГЦИ СИ ВНИИМС в мае 2009 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°C, цена деления 1°C.

СВЕДЕНИЯ О МЕТОДИКАХ (МЕТОДАХ) ИЗМЕРЕНИЙ

Измерения производятся в соответствии с документом «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Средний Балык» филиала «Нефтеюганские электрические сети» ОАО «Тюменьэнерго». № 613/446-2010.

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

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ОАО «Тюменьэнерго»

628406, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ, г. Сургут, Университетская, 4;

Тел. (3462) 28-38-58, 77-63-59, 77-63-10;

т/ф (3462) 77-66-77, 77-69-90;

И.О. заместителя генерального директора



Д. О. Пядухов