



УТВЕРЖДАЮ

Директор ГЦИ СИ

Директор

«ВНИИМС»

В.Н. Яншин

Удлер 2010 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижноватомэнергосбыт» для электрообеспечения ЗАО «Картонтара»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>44132-10</u> Взамен № _____
--	--

Изготовлена ООО «Ростовналадка», г. Ростов-на-Дону, для коммерческого учета электроэнергии на объекте ЗАО «Картонтара» по проектной документации ООО «Ростовналадка», заводской номер 019.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижноватомэнергосбыт» для электрообеспечения ЗАО «Картонтара» (в дальнейшем – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также автоматизированного сбора, хранения, обработки и отражения полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- хранение данных об измеренных величинах в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в заинтересованные организации результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений со стороны сервера заинтересованной организации к информационно-вычислительному комплексу (далее – ИВК), устройству сбора и передачи данных (далее – УСПД);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

ОПИСАНИЕ

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень (ИИК) - трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746; трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983; счётчики типа EA05RAL-B-3 и EA05RL-B-3 класса точности 0,5S по ГОСТ 30206-94 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ 26035-83 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1.

2-й уровень (ИВКЭ) – УСПД типа «RTU-325».

3-й уровень (ИВК) – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, коммуникационный сервер опроса и сервер баз данных Краснодарского филиала ОАО «Нижноватомэнергосбыт», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и соответствующее программное обеспечение (ПО).

Принцип работы АИИС КУЭ заключается в следующем.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Принцип действия счетчика основан на измерении мгновенных значений входных сигналов тока и напряжения шестиканальным аналого-цифровым преобразователем (АЦП), с последующим вычислением среднеквадратических значений токов и напряжений, активной, реактивной и полной мощности и энергии, углов сдвига фазы и частоты цифровым сигнальным процессором. Счетчик также имеет в своем составе микроконтроллер, энергонезависимую память данных и встроенные часы реального времени, позволяющие вести учет активной и реактивной энергии по тарифным зонам суток.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по выделенным линиям связи, с помощью факс-модемов, поступает на входы УСПД (ИВКЭ), где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача данных при помощи основного канала связи на верхний уровень системы ИВК.

Основным каналом связи является телефонная сеть общего пользования (ТфСОП), данные передаются при помощи факс-модемов.

На верхнем уровне АИИС КУЭ (ИВК) выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер баз данных ИВК передает данные в другие заинтересованные организации. Для передачи данных в качестве канала связи используется выделенный канал связи до сети провайдера Интернет.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя два устройства синхронизации системного времени (УССВ) на базе GPS-приемника, работающие независимо друг от друга, встроенные часы реального времени сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. Система обеспечения единого времени (СОЕВ) выполняет функцию синхронизации хода внутренних часов элементов системы на всех уровнях АИИС КУЭ, с обеспечением перехода на «Зимнее» и «Летнее» время и работает по часовому поясу г. Москва. Данная функция является централизованной. Корректировка времени на уровнях ИВК, ИВКЭ, ИИК АИИС КУЭ осуществляется последовательно, начиная с верхних уровней.

Коррекция времени в УСПД производится автоматически по сигналам УССВ уровня ИВКЭ один раз в час при условии превышения допустимого значения рассогласования. Допустимое время рассогласования составляет ± 2 с. УССВ уровня ИВКЭ ежесекундно сличается со временем сервера (ИВК) и осуществляет коррекцию времени сервера АИИС КУЭ при достижении допустимого значения рассогласования, равного ± 10 мс. Сличение времени счетчиков по времени УСПД осуществляется каждые тридцать минут. Коррекция времени в счетчиках ЕвроАльфа производится автоматически при условии превышения допустимого значения рассогласования, равного ± 2 с.

Все действия по синхронизации хода внутренних часов отображаются и записываются в журнал событий на каждом из вышеперечисленных уровней.

Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

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

Таблица 1 – Состав измерительных каналов

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1 ВЛ-35 кВ "МайГЭС" – ПС 35/6 кВ "Южная", Т-2	ТПОЛ-10 У3 1000/5 КТ 0,5 ф.А №7303 ф.С №7405	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 №2803	EA05RAL-B-3 КТ 0,5S/1,0 №01089800	RTU-325 №000903	Активная, реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,2$ $\pm 5,1$
2 ВЛ-35 кВ "Северная" – ПС 35/6 кВ "Южная", Т-1	ТПОЛ-10 У3 1000/5 КТ 0,5 ф.А №5489 ф.С №5385	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №6342	EA05RAL-B-3 КТ 0,5S/1,0 №01089807				
3 ПС 35/6 кВ "Южная"; РУ-6 кВ, ф. Кирпичный завод	ТПЛМ-10 300/5 КТ 0,5 ф.А №07972 ф.С №06787	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 №2803	EA05RL-B-3 КТ 0,5S/1,0 №01096012				
4 КЛ-6 кВ, ф. "Дубзавод", РУ-6 кВ ПС 35/6 кВ "Южная"	ТПЛ-10 400/5 КТ 0,5 ф.А №23485 ф.С №22370	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 №2803	EA05RL-B-3 КТ 0,5S/1,0 №01096044				
5 КЛ-6 кВ, ф. "КЭЧ-1", РУ-6 кВ ПС 35/6 кВ "Южная"	ТПЛ-10 300/5 КТ 0,5 ф.А №63066 ф.С №61531	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 №2803	EA05RL-B-3 КТ 0,5S/1,0 №01096043				
6 КЛ-6 кВ, ф. "ТГ-6-1", РУ-6 кВ ПС 35/6 кВ "Южная"	ТПЛ-10 200/5 КТ 0,5 ф.А №11561 ф.С №2972	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 №2803	EA05RL-B-3 КТ 0,5S/1,0 №01096038				

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
7	КЛ-6 кВ, ф. "Военный городок", РУ-6 кВ; ПС 35/6 кВ "Южная"	ТПЛ-10 400/5 КТ 0,5 ф.А №22962 ф.С №36369	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №6342	EA05RL-B-3 КТ 0,5S/1,0 №01096105	RTU-325 №000903	Активная, реактивная	± 1,1 ± 2,7	± 3,2 ± 5,1
8	КЛ-6 кВ, ф. "ТГ-1", РУ-6 кВ ПС 35/6 кВ "Южная"	ТПЛ-10 200/5 КТ 0,5 ф.А №16160 ф.С №16336	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №6342	EA05RL-B-3 КТ 0,5S/1,0 №01096083				
9	КЛ-6 кВ, ф. "КЭЧ-2", РУ-6 кВ ПС 35/6 кВ "Южная"	ТПЛ-10 300/5 КТ 0,5 ф.А №62851 ф.С №62893	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №6342	EA05RL-B-3 КТ 0,5S/1,0 №01096024				
10	КЛ-6 кВ, ф. "АТС", РУ-6 кВ ПС 35/6 кВ "Южная"	ТПЛМ-10 150/5 КТ 0,5 ф.А №69731 ф.С №66921	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №6342	EA05RL-B-3 КТ 0,5S/1,0 №01096058				
11	КЛ-6 кВ, ф. "ТГ-6-2", РУ-6 кВ ПС 35/6 кВ "Южная"	ТПЛ-10 200/5 КТ 0,5 ф.А №3205 ф.С №9166	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №6342	EA05RL-B-3 КТ 0,5S/1,0 №01096063				

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- Нормальные условия:
 - параметры сети: напряжение $(0,98 \div 1,02) U_{ном}$; ток $(1 \div 1,2) I_{ном}$, частота $(95 \div 105) f_{ном}$; $\cos \varphi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.
- Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение $(0,9 \div 1,1) U_{ном}$; ток $(0,05 \div 1,2) I_{ном}$;
 - допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до +70 °С, для счетчиков типа ЕвроАльфа от минус 40 до +70 °С, для сервера от +10 до +40 °С; для УСПД от минус 0 до +75 °С.
- Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд; температура окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +10 до +30 °С.
- Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
- 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.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик - среднее время наработки на отказ не менее $T = 50000$ ч, среднее время восстановления работоспособности ($t_{в}$) не более 2 ч;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 40000$ ч, среднее время

- восстановления работоспособности (тв) не более 2 ч;
- сервер - коэффициент готовности не менее 0,99, среднее время восстановления работоспособности 24 ч;
- коммуникационный сервер опроса - коэффициент готовности не менее 0,99, среднее время восстановления работоспособности 24 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания:
 - УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- диагностика:
 - в журналах событий фиксируются факты:
 - журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
 - журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в УСПД;
- мониторинг состояния АИИС КУЭ:
 - удаленный доступ:
 - возможность съема информации со счетчика автономным способом;
 - визуальный контроль информации на счетчике.

Организационные решения:

- наличие эксплуатационной документации.

Защищённость применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - ИИК:
 - электросчётчика;
 - вторичных цепей;
 - промклеммников;
 - ИВКЭ:
 - УСПД;
 - ИВК:
 - сервера БД;
 - коммуникационного сервера опроса;
- наличие защиты на программном уровне:
 - информации;
 - использование электронной цифровой подписи при передаче результатов измерений;
- при параметрировании:
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервера;
 - установка пароля на конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ.

Возможность проведения измерений следующих величин:

- приращение активной электроэнергии (функция автоматическая);
- приращение реактивной электроэнергии (функция автоматическая);
- время и интервалы времени (функция автоматическая).

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматическая);
- УСПД (функция автоматическая);
- ИВК (функция автоматическая).

Возможность сбора информации:

- результатов измерения (функция автоматическая);
- состояния средств измерения (функция автоматическая).

Цикличность:

- измерений:
 - 30 минутные приращения (функция автоматизирована);
- сбора:
 - 1 раз в сутки (функция автоматизирована);

Возможность предоставления информации в заинтересованные организации:

- о результатах измерения (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации (профиля):

- электросчетчики типа EA05RAL-B-3 и EA05RL-B-3 имеют энергонезависимую память для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 50 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров (функция автоматическая);
- УСПД - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – 3 месяца, сохранение информации при отключении питания – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована);
- ИВК - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматическая).

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ОАО «Нижноватомэнергосбыт» для электроснабжения ЗАО «Картонтара».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижноватомэнергосбыт» для электроснабжения ЗАО «Картонтара» 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) ОАО «Нижноватомэнергосбыт» для электроснабжения ЗАО «Картонтара». Методика поверки», согласованным с ФГУП «ВНИИМС» в мае 2010 г. Межповерочный интервал - 4 года.

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;

- счетчики ЕвроАЛЬФА – по методике поверки «Многофункциональный счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА). Методика поверки»;
 - УСПД RTU - 325 – по методике поверки «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300». Методика поверки» ДИЯМ.466453.005 МП.
- Приемник сигналов точного времени.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

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

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия»¹.

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

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

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

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

МИ 2999-2006 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ОАО «Нижноватомэнергосбыт» для электроснабжения ЗАО «Картонтара».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Нижноватомэнергосбыт» для электроснабжения ЗАО «Картонтара» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечен в эксплуатации.

Изготовитель: ООО «Ростовналадка»

Юридический адрес: 344103, г. Ростов-на-Дону, пер. Араратский, 21.

Тел: (863) 295-99-55

Генеральный директор ООО «Ростовналадка»



Я.А. Моргунов

¹ ГОСТ 26035-83 утратил силу. Взамен введен ГОСТ Р 52425-2005.

² ГОСТ 30206-94 утратил силу. Взамен введен ГОСТ Р 52323-2005.