



УТВЕРЖДАЮ
Директор ГЦИ СИ -
Директор
П "ВНИИМС"

В.Н. Яншин

26 июля 2010 г.

<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО "КНПЗ-КЭН" на ТП "НПЗ"</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>44702-10</u> Взамен № _____</p>
---	--

Изготовлена ООО "Ростовналадка", г. Ростов-на-Дону, для коммерческого учета электроэнергии на объекте ЗАО "КНПЗ-КЭН" по проектной документации ООО "Ростовналадка", заводской номер 020.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО "КНПЗ-КЭН" на ТП "НПЗ" (в дальнейшем – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также автоматизированного сбора, хранения, обработки и отражения полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, мощности на 30-минутных интервалах;
- 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;
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным 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 пломб, 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 типов СЭТ-4ТМ.03М.01 класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и класса точности 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии, а также СЭТ-4ТМ.03.01 класса точности 0,5S по ГОСТ 30206-94 для активной электроэнергии и класса точности 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, сервер АИИС КУЭ 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, при помощи интерфейса RS-485 с двухпроводной физической линией, 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 передачи данных от УСПД на уровень ИВК является коммутируемый телефонный канал существующей сети, данные передаются при помощи модемов ZyXEL U-336E. Существует также резервный канал связи. Для его организации применяются GSM-GPRS терминалы Cinterion TC65 и используется коммутируемый телефонный канал существующей сети сотовой связи стандарта GSM.

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 устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе GPS-приемника, 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 по двум направлениям УСПД – сервер и УСПД – ИИК.

Коррекция времени в УСПД производится автоматически по сигналам УССВ (сличение происходит один раз в 30 минут) при условии превышения допустимого значения рассогласования. Допустимое время рассогласования составляет ± 1 с. Коррекция времени на уровне ИВК производится по времени УСПД один раз в 30 минут при условии превышения допустимого значения рассогласования, равного ± 1 с. Коррекция времени в счетчиках (ИИК) производится один раз в сутки 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 Ввод 110 кВ Т1	ТФМ-110 II 600/5 КТ 0,5 ф.А №1475 ф.В №1592 ф.С №1590	НКФ-110-57 110000/100 КТ 0,5 ф.А-№1481562 ф.В-№1481560 ф.С-№1481566	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 №0804101140	RTU-325 №005476	Активная, реактивная	$\pm 1,2$	$\pm 3,2$
2 Ввод 110 кВ Т2	ТФМ-110 II 600/5 КТ 0,5 ф.А №1670 ф.В №1591 ф.С №1594	НКФ-110-57 110000/100 КТ 0,5 ф.А-№1481565 ф.В-№1481564 ф.С-№1481561	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 №0804101120			$\pm 2,4$	$\pm 5,4$
3 Ф-3 ТП-954 ОАО "НЭСК"	ТПЛ-10 ф.А №49143 ТПЛМ-10 ф.С №86931 400/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №2507	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 №0110062109		Активная, реактивная	$\pm 1,2$	$\pm 3,2$
4 Ф-9 ЗАО "Седина- Энерго"	ТПЛМ-10 400/5 КТ 0,5 ф.А №53792 ф.С №55667	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №2507	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 №0804101147			$\pm 2,4$	$\pm 5,6$
5 Ф-11 ТП-11 ОАО "НЭСК"	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5 ф.А №5925 ф.С №5914	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №2507	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 №0110062039		Активная, реактивная	$\pm 1,2$	$\pm 3,3$
					$\pm 2,4$	$\pm 5,5$	

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, %
6	Ф-12 МУП "КТТУ"	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5 ф.А №2908 ф.С №5919	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №2507	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 №0109064153		Активная,	± 1,2	± 3,3
						реактивная	± 2,4	± 5,5
7	Ф-22 ООО "ГК "Сити-Центр"	ТЛК-10-5 300/5 КТ 0,5 ф.А №08321 ф.С №08540	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №2507	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 №0804101231		Активная,	± 1,2	± 3,3
						реактивная	± 2,4	± 5,6
8	Ф-30 ООО "ГК "Сити-Центр"	ТЛК-10-5 300/5 КТ 0,5 ф.А №08320 ф.С №08519	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №7062	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 №0804101133		Активная,	± 1,2	± 3,3
						реактивная	± 2,4	± 5,6
9	Ф-33 ТП-224 ОАО "НЭСК"	ТПЛМ-10 ф.А №78509 ТПЛ-10 ф.С №86289 400/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №7062	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 №0110062085	RTU-325 №005476	Активная,	± 1,2	± 3,3
						реактивная	± 2,4	± 5,5
10	Ф-35 ЗАО "Седина-Энерго"	ТПЛ-10 400/5 КТ 0,5 ф.А №1941 ф.С №1515	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №7062	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 №0804101134		Активная,	± 1,2	± 3,3
						реактивная	± 2,4	± 5,6
11	Ф-39 ТП-56п ОАО "НЭСК"	ТПЛ-10 400/5 КТ 0,5 ф.А №43392 ф.С №44623	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №7062	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 №0110062178		Активная,	± 1,2	± 3,3
						реактивная	± 2,4	± 5,5
12	Ф-41 МУП "КТТУ"	ТПЛМ-10 300/5 КТ 0,5 ф.А №91549 ф.С №91551	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №7062	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 №0110062158		Активная,	± 1,2	± 3,3
						реактивная	± 2,4	± 5,5

Примечания:

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

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение $(0,98 \div 1,02) U_{ном}$; ток $(1 \div 1,2) I_{ном}$, частота $(95 \div 105) f_{ном}$;
 $\cos\varphi = 0,87$ инд;

- температура окружающей среды $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.

4. 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 $40 ^\circ\text{C}$ до $+70 ^\circ\text{C}$, для счетчиков от минус $40 ^\circ\text{C}$ до $+60 ^\circ\text{C}$, для сервера от $+10 ^\circ\text{C}$ до $+40 ^\circ\text{C}$; для УСПД от $0 ^\circ\text{C}$ до $+75 ^\circ\text{C}$.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд; температура окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИИК №№1,2 от $+10 ^\circ\text{C}$ до $+35 ^\circ\text{C}$, для ИИК №№3-12 от минус $5 ^\circ\text{C}$ до $+35 ^\circ\text{C}$.

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

7. 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. Допускается замена УСПД на одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ЗАО "КНПЗ-КЭН" порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик :
- типа СЭТ-4ТМ.03 среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности ($t_{в}$) не более 2 ч;
- типа СЭТ-4ТМ.03М среднее время наработки на отказ не менее $T = 140000$ 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 ($t_{в}$) не более 2 ч;
- сервер - 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;
- 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 типов СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03М 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 ЗАО "КНПЗ-КЭН" на ТП "НПЗ".

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО "КНПЗ-КЭН" на ТП "НПЗ" 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) ЗАО "КНПЗ-КЭН" на ТП "НПЗ". Методика поверки. РКПН.422231.131.00.МП", согласованным с ФГУП "ВНИИМС" в июле 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 типов:
 - СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. "Методика поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1";
 - СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124РЭ. "Методика поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1";
 - УСПД RTU - 325 – по методике поверки "Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. ДЯИМ.46653.005 МП. Методика поверки".

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".

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".

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

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 ЗАО "КНПЗ-КЭН" на ТП "НПЗ".

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ЗАО "КНПЗ-КЭН" на ТП "НПЗ" 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"

