



СОГЛАСОВАНО  
 Руководитель ГЦИ СИ  
 ФГУ «Пензенский ЦСМ», д.т.н., проф.  
 А.А. Данилов  
 23 июня 2006 г.

<p align="center"><b>Система автоматизированная          информационно-измерительная          коммерческого учёта электроэнергии          ОАО «Южно-Уральский          никелевый комбинат»          АИИС КУЭ ЮУНК</b></p>	<p>Внесена в Государственный реестр          средств измерений          Регистрационный № <u>32037-06</u></p>
---	---

Изготовлена по технической документации ООО «НТП «Энергоконтроль» в соответствии с технорабочим проектом НЕКМ.421451.102 ТП. Заводской номер 1.

**Назначение и область применения**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ЮУНК предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, мощности и времени.

Область применения: организация коммерческого учёта электрической энергии и мощности в ОАО «Южно-Уральский никелевый комбинат» (г. Орск), в том числе для взаимных расчётов между покупателем и продавцом на оптовом рынке электрической энергии (ОРЭ).

**Описание**

АИИС КУЭ ЮУНК представляет собой двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

Состав АИИС КУЭ ЮУНК:

- измерительно-информационные комплексы (ИИК) точек измерений электроэнергии – первый уровень;
- информационно-вычислительный комплекс (ИВК) – второй уровень;
- система обеспечения единого времени (СОЕВ);
- технические средства приёма-передачи данных и каналы связи.

Первый уровень – 12 ИИК, расположенных на ГПП-1 и ГПП-2 и использующих необходимую каналообразующую аппаратуру для обмена данными по основным и резервным каналам связи с центром АИИС КУЭ ЮУНК. Здесь же находятся источники бесперебойного питания для каналообразующей аппаратуры. Резервное питание счетчиков электрической энергии осуществляется от цепей питания собственных нужд подстанции.

Уровень ИИК обеспечивает:

- а) автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной энергии в точках измерения электроэнергии;
- б) автоматическое выполнение измерений времени, интервалов времени и автоматическую синхронизацию (коррекцию) времени (в составе СОЕВ);
- в) автоматическую регистрацию (в «журналах событий») событий, сопровождающих процесс измерений и определяющих состояние средств измерений;

г) автоматическое хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;

д) возможность автоматического хранения 30-минутного профиля нагрузки продолжительностью не менее 35 суток;

е) предоставление доступа к измеренным значениям и «журналам событий» со стороны ИВК;

ж) предоставление интерфейса для удаленного доступа к результатам измерений и «журналам событий» для осуществления процедуры технического контроля;

з) конфигурирование и параметрирование технических средств;

и) предоставление интерфейса для целей автономного считывания результатов измерений и «журналов событий»;

к) диагностику работы технических средств;

л) установку многоуровневой системы паролей на счетчик электрической энергии с целью предотвращения несанкционированного доступа к программному обеспечению и базе данных счетчика;

м) автоматическое резервирование питания счетчика при отключении основного питания.

ИИК включают в себя следующие средства измерений:

– измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746;

– измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983;

– счётчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 по ГОСТ 26035 и ГОСТ 30206 и включающие в себя средства обеспечения ведения единого времени.

Состав ИИК приведён в таблице 1.

Таблица 1 – Состав ИИК

№ ИК	Наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК	Класс точности	№ в Государственном реестре СИ	Кол-во шт.
1	ГПП-2 Ввод 110кВ ОТЭЦ1-Никель-1	ТФЗМ-110Б	0,5	24811-03	3
		НАМИ-110	0,5	24218-03	3
		СЭТ-4ТМ.03	0,2S/0,5	27524-04	1
2	ГПП-2 Ввод 110кВ ОТЭЦ1-Никель-2	ТФЗМ-110Б	0,5	24811-03	3
		НАМИ-110	0,5	24218-03	3
		СЭТ-4ТМ.03	0,2S/0,5	27524-04	1
3	ГПП-1 Ввод 35кВ ОТЭЦ1-Никель-3	ТВ-35-П-ХЛ2	0,5	19720-00	2
		ЗНОЛ-35	0,5	21257-01	3
		СЭТ-4ТМ.03	0,2S/0,5	27524-04	1
4	ГПП-1 Ввод 35кВ ОТЭЦ1-Никель-4	ТВ-35-П-ХЛ2	0,5	19720-00	2
		ЗНОМ-35	0,5	912-70	3
		СЭТ-4ТМ.03	0,2S/0,5	27524-04	1
5	ГПП-2 Фидер 35кВ Синтез спирт-1	ТВ-35-Ш	0,5	19720-00	3
		ЗНОМ-35	0,5	912-70	3
		СЭТ-4ТМ.03	0,2S/0,5	27524-04	1
6	ГПП-2 Фидер 35кВ Синтез спирт-2	ТВ-35-Ш	0,5	19720-00	3
		ЗНОМ-35	0,5	912-70	3
		СЭТ-4ТМ.03	0,2S/0,5	27524-04	1
7	ГПП-2 Фидер 35кВ пдс. Первомайская 1	ТФН-35	0,5	3690-73	2
		ЗНОМ-35	0,5	912-70	3
		СЭТ-4ТМ.03	0,2S/0,5	27524-04	1

№ ИК	Наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК	Класс точности	№ в Государственном реестре СИ	Кол-во шт.
8	ГПП-2 Фидер 35кВ пдс. Первомайская 2	ТФН-35	0,5	3690-73	2
		ЗНОМ-35	0,5	912-70	3
		СЭТ-4ТМ.03	0,2S/0,5	27524-04	1
9	ВЛ-35кВ ОТЭЦ1 ОВЗ-1	ТВ-35-II-ХЛ2	0,5	19720-00	2
		ЗНОЛ-35	0,5	21257-01	3
		СЭТ-4ТМ.03	0,2S/0,5	27524-04	1
10	ВЛ-35кВ ОТЭЦ1 ОВЗ-2	ТВ-35-II-ХЛ2	0,5	19720-00	2
		ЗНОМ-35	0,5	912-70	3
		СЭТ-4ТМ.03	0,2S/0,5	27524-04	1
11	ГПП-2 Фидер №42 6кВ п. Первомайский	ТПЛ -10	0,5	1276-59	2
		НАМИТ-10-2	0,5	16687-02	1
		СЭТ-4ТМ.03	0,2S/0,5	27524-04	1
12	ГПП-1 Фидер №5 6кВ п. Никель	ТПОЛ-10	0,5	1261-02	3
		НТМИ-6-66	0,5	2611-70	1
		СЭТ-4ТМ.03	0,2S/0,5	27524-04	1

Второй уровень – уровень ИВК расположен на ГПП-2, использует необходимую каналобразующую аппаратуру для обмена данными с ИИК по основным и резервным каналам связи. Здесь же находятся технические средства СОЕВ и источники бесперебойного питания для ИВК, СОЕВ и каналобразующей аппаратуры.

Уровень ИВК обеспечивает:

- а) автоматический регламентный сбор (каждые 30 минут) результатов измерений со всех ИИК;
- б) автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;
- в) автоматическое измерение времени, интервалов времени и автоматическую синхронизацию (коррекцию) времени (в составе СОЕВ);
- г) автоматический контроль достоверности данных;
- д) автоматический контроль восстановления данных;
- е) автоматический режим довосстановления данных (после восстановления работы каналов связи и питания);
- ж) возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии и других физических величин;
- з) автоматическое хранение результатов измерений и состояний средств измерений не менее 3,5 лет;
- и) автоматическую регистрацию (в «журналах событий») событий, сопровождающих процесс измерений и определяющих состояние средств измерений;
- к) автоматизированная подготовка в XML-формате данных о результатах измерений и состоянии средств измерений для передачи в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) администратора торговой системы;
- л) возможность использования средств электронной цифровой подписи для передачи информации в ИАСУ КУ;
- м) предоставление контрольного доступа к результатам измерений и данным о состоянии средств измерений по запросу со стороны ИАСУ КУ к уровню ИВК в соответствии процедурой контрольного доступа;
- н) резервирование информации и баз данных, использование избыточной информации;

- о) автоматическое переключение на источник резервного питания при отключении основного питания;
- п) автоматический перезапуск технических средств уровня ИВК при обнаружении их «зависания» (сбоев в работе программного обеспечения);
- р) конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;
- с) диагностику работы технических средств и программного обеспечения;
- т) обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа, при этом защита имеется как на программном (логическом) уровне (установка паролей на сервере), так и на аппаратном (физическом) уровне (установка пломб).

СОЕВ обеспечивает:

- а) привязку к единому календарному времени;
- б) выполнение законченной функции измерения времени, интервалов времени и синхронизацию (коррекцию) времени на всех уровнях АИИС КУЭ ЮУНК с погрешностью не более  $\pm 5$  с/сутки.

Информационный обмен между уровнями ИИК и ИВК осуществляется по основным и резервным каналам связи. Между ИВК АИИС КУЭ ЮУНК и ИАСУ КУ организованы основной и резервный каналы связи, разделенные на физическом и логическом уровнях и обеспечивающие передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в режиме автоматизированной передачи данных от ИВК в ИАСУ КУ.

### Основные технические характеристики

Основные технические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные технические характеристики

№	Наименование характеристики	Значение
1	Число измерительных каналов АИИС КУЭ ЮУНК	12
2	Диапазон первичного тока ( $I_1$ ) для ИК (№№ 3, 4, 9, 10)	1000 А
3	Диапазон первичного тока ( $I_1$ ) для ИК (№№ 5, 6, 12)	600 А
4	Диапазон первичного тока ( $I_1$ ) для ИК (№№ 1, 2, 11)	400 А
5	Диапазон первичного тока ( $I_1$ ) для ИК (№ 8)	300 А
6	Диапазон первичного тока ( $I_1$ ) для ИК (№ 7)	100 А
7	Диапазон вторичного тока ( $I_2$ ) для ИК (№№ 1-12)	5 А
8	Диапазон первичного напряжения ( $U_1$ ) для ИК (№№ 1, 2)	(99 – 121) кВ
9	Диапазон первичного напряжения ( $U_1$ ) для ИК (№№ 3-10)	(31,5 – 38,5) кВ
10	Диапазон первичного напряжения ( $U_1$ ) для ИК (№№ 11, 12)	(5,4 – 6,6) кВ
11	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	(0,8 – 1,0) емк. (0,5 – 1,0) инд.
12	Пределы основной допускаемой относительной погрешности измерения количества активной электрической энергии для ИК (№№ 1-12), включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,2S при емкостной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,9 - 3,0) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1 - 1,7) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9 - 1,3) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9 - 1,3) \%$

13	Пределы основной допускаемой относительной погрешности измерения количества активной электрической энергии для ИК (№№ 1-12), включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,2S при индуктивной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$ ): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,9 - 5,6) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$ ): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1 - 3,1) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$ ): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9 - 2,3) \%$
14	Пределы основной допускаемой относительной погрешности измерения количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 1-12), включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5 при емкостной нагрузке ( $\sin\varphi = 0,6$ ):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 4,6 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,5 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,9 \%$
15	Пределы основной допускаемой относительной погрешности измерения количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 1-12), включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5 при индуктивной нагрузке ( $\sin\varphi = 0,866$ ):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,7 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,6 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,3 \%$
16	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для всех ИК, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной в пределах рабочего диапазона на каждые $10^\circ\text{C}$	$0,1 \%$ при $\cos\varphi=1$ ; $0,2\%$ при $\cos\varphi=0,5$ индукт.
	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для всех ИК, вызванной изменением первичного напряжения в пределах $\pm 10 \%$	$0,1 \%$ при $\cos\varphi=1$ ; $0,2 \%$ при $\cos\varphi=0,5$ индукт.
	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерения количества активной электрической энергии для всех ИК, вызванной внешним магнитным полем индукции $0,5 \text{ мТл}$	$\pm 0,5 \%$
	Пределы допускаемой абсолютной суточной погрешности измерений текущего времени и интервалов времени	$\pm 5 \text{ с}$

Условия эксплуатации определяются условиями эксплуатации оборудования, входящего в комплект поставки АИИС КУЭ ЮУНК:

Нормальные условия эксплуатации:

- температура (для счетчика)  $(21 - 25)^\circ\text{C}$
- атмосферное давление  $(84,0 - 106,7) \text{ кПа}$
- относительная влажность воздуха  $(30 - 80) \%$
- напряжение питающей сети переменного тока (для счетчика)  $(217,8 - 222,2) \text{ В}$
- частота питающей сети (для счетчика)  $(49,85 - 50,15) \text{ Гц}$

Рабочие условия эксплуатации:

- напряжение питающей сети переменного тока  $(198 - 242) \text{ В}$
- частота питающей сети  $(49,5 - 50,5) \text{ Гц}$
- температура (для ТН и ТТ)  $([-40] - 40)^\circ\text{C}$
- температура (для счётчиков)  $(10 - 35)^\circ\text{C}$
- температура (для IBM совместимого компьютера)  $(15 - 35)^\circ\text{C}$
- индукция внешнего магнитного поля для счетчиков (для счётчиков)  $(0 - 0,5) \text{ мТл}$



Таблица 4 – Программные средства

№	Наименование	Обозначение	Количество
1	Пакет с программным обеспечением	Windows XP PRO Rus OEM (операционная система)	2
2	Базовое программное обеспечение (БПО) КТС	«Энергия+» (версия 6)	2
3	СУБД MS SQL 2000 (количество подключений к серверу не ограничено)		1

Таблица 5 – Документация

№	Наименование	Количество
1	АИИС КУЭ ЮУНК. Ведомость эксплуатационных документов	1
2	АИИС КУЭ ЮУНК. Руководство пользователя	1
3	АИИС КУЭ ЮУНК. Инструкция по эксплуатации КТС	1
4	АИИС КУЭ ЮУНК. Формуляр	1
5	АИИС КУЭ ЮУНК. Методика поверки	1

### Поверка

Поверка производится в соответствии с документом «АИИС КУЭ ЮУНК. Методика поверки», согласованным с ГЦИ СИ ФГУ «Пензенский ЦСМ» в июне 2006 г.

Основное оборудование, используемое при поверке:

- вольтамперфазометр Ретометр;
- вольтметр универсальный В7-68;
- радиоприёмник сигналов точного времени;
- средства поверки в соответствии с нормативными документами (ГОСТ 8.216, ГОСТ 8.217, МИ 2845, методика поверки счётчиков СЭТ-4ТМ.03 ИЛГШ.411152 РЭ1), регламентирующими поверку средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ ЮУНК.

Межповерочный интервал – четыре года.

### Нормативные и технические документы

- ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»
- ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»
- ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»
- ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»
- ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. 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»
- ГОСТ 30206-94 «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2 S и 0,5 S)»
- МИ 2845-2003 «ГСИ. Трансформаторы напряжения 6/√3 ... 35 кВ измерительные. Методика периодической поверки на месте эксплуатации»
- ИЛГШ.411152.124 ТУ «Счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Общие технические условия»
- Система автоматизированная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ЮУНК. Технорабочий проект НЕКМ.421451.102 ТП.

## Заключение

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии ОАО «Южно-Уральский никелевый комбинат» АИИС КУЭ ЮУНК утверждён с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации.

Изготовитель – ООО «НТП «Энергоконтроль»

✉ 442963, г. Заречный Пензенской обл., а/я 96

☎ (841-2) 61-39-82

Заявитель – ООО «Мечел-Энерго»

✉ 123610, Москва, Краснопресненская набережная, 12. ☎ (495) 258-18-28

/ Генеральный директор ООО «Мечел-Энерго»

Т.А. Уфимцев

