



СОГЛАСОВАНО

Директора

Федерального центра

«ВНИИМС»

В.Н. Яншин

«16» июля 2009 г.

<p><b>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» – «Талдинский угольный разрез»</b></p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>40949-09</u></p>
--	---

Изготовлена ЗАО «Энергопромышленная компания» (г. Екатеринбург) для коммерческого учета электроэнергии на объектах филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» – «Талдинский угольный разрез» по проектной документации ЗАО «Энергопромышленная компания», согласованной с ОАО «АТС», заводской номер ЭПК110/06-1.006.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» – «Талдинский угольный разрез» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» – «Талдинский угольный разрез» сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- формирование служебной информации о состоянии средств измерений (журналы событий);
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений и служебной информации;
- хранение результатов измерений и служебной информации в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений и служебной информации со стороны серверов организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и результатов измерений 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).

## ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,5 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, счетчики активной и реактивной электроэнергии А1800 класса точности 0,5S по ГОСТ 30206 для активной электроэнергии, 1,0 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (22 точки измерений).

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325L, устройства синхронизации системного времени УССВ-35HVS и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по вторичным измерительным цепям поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям связи на третий уровень системы (сервер АИИС КУЭ).

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление значений электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, оформление справочных и отчетных документов, а также передача накопленных данных в информационные системы организаций–участников оптового рынка электроэнергии. Передача информации организациям–участникам оптового рынка электроэнергии осуществляется по выделенному каналу передачи данных через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), состоящей из устройств синхронизации системного времени (УССВ) на базе GPS-приемника, внутренних часов УСПД, счетчиков и сервера АИИС КУЭ. Время УСПД синхронизировано с временем УССВ, погрешность синхронизации не более  $\pm 2$  с, сличение производится один раз в час. Сличение времени сервера АИИС КУЭ с временем УСПД осуществляется один раз в сутки, и корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД  $\pm 2$  с. Сличение времени счетчиков А1800 со временем УСПД RTU -325L осуществляется один раз в сутки, корректировка времени счетчиков происходит при расхождении со временем УСПД  $\pm 2$  с. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Таблица 1. Метрологические характеристики ИК

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	ПС 110кВ «Талдинская» ВЛ 35кВ У-37	ТФЗМ-35 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 33474 Зав. № 33484	ЗНОМ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 1121685 Зав. № 1121720 Зав. № 1313689	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1162865	RTU-325L Зав.№ 002489	Активная  Реактивная	± 1,2  ± 2,8	± 3,3  ± 5,3
2	ПС 110кВ «Талдинская» ВЛ 35кВ У-38	ТФЗМ-35 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 47683 Зав. № 47933	НОМ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 1209524 Зав. № 1212976 Зав. № 1212575	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1162870				
3	ПС 110кВ «Талдинская» ЛЭП 10кВ Фидер 10-13 (яч.13)	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 0276 Зав. № 1721	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 850	A1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1163121				
4	ПС 110кВ «Талдинская» ЛЭП 10кВ Фидер 10-14 (яч.12)	ТПЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 48724 Зав. № 01553	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 849	A1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1163173				
5	ПС 110кВ «Талдинская» ЛЭП 10кВ Фидер 10-17 (яч.17)	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 386 Зав. № 081	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 850	A1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1163302				
6	ПС 110кВ «Талдинская» ЛЭП 10кВ Фидер 10-19 (яч.19)	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 382 Зав. № 3226		A1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1163277				
7	ПС 110кВ «Талдинская» ЛЭП 10кВ Фидер 10-20 (яч.20)	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 6032 Зав. № 3180	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 849	A1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1163269				
8	ПС 110кВ «Талдинская» ЛЭП 10кВ Фидер 10-22 (яч.22)	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 1638 Зав. № 1070		A1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1163147				
9	ПС ЦРП «Талдинская» Фидер 10кВ №1	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 76216 Зав. № 77531	ЗНОЛ.06-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 1921 Зав. № 7956 Зав. № 7955	A1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1163085	RTU-325L Зав.№ 002487			

Продолжение таблицы 1

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, %
10	ПС ЦРП «Талдинская» Фидер 10кВ №2	ТПЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 74906 Зав. № 75366	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 5175	A1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1162951	RTU-325L Зав.№ 002487	Активная  Реактивная	± 1,2  ± 2,8	± 3,3  ± 5,3
11	ПС ЦРП «Талдинская» Фидер 10кВ №3	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 2892 Зав. № 78584	ЗНОЛ.06-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 1921 Зав. № 7956 Зав. № 7955	A1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1163070				
12	ПС ЦРП «Талдинская» Фидер 10кВ №4	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 78742 Зав. № 78754	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 5175	A1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1163298				
13	ПС ЦРП «Талдинская» Фидер 10кВ №5	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 78438 Зав. № 79190	ЗНОЛ.06-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 1921 Зав. № 7956 Зав. № 7955	A1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1163163				
14	ПС ЦРП «Талдинская» Фидер 10кВ №7	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 77413 Зав. № 79486		A1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1163216				
15	ПС ЦРП «Талдинская» Фидер 10кВ №8	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 78231 Зав. № 79232	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 5175	A1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1163195				
16	ПС ЦРП «Талдинская» Фидер 10кВ №10	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 79228 Зав. № 78667		A1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1162983				
17	ПС ЦРП «Талдинская» Фидер 6кВ №12	ТПЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 74901 Зав. № 75679	ЗНОЛ.06-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 2180 Зав. № 2594 Зав. № 2596	A1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1163068				
18	ПС 35кВ «Восточная» Ввод 1 СШ 6кВ	ТОЛ-10 800/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 13693 Зав. № 12567	ЗНОЛ.06-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 7500 Зав. № 5009 Зав. № 12898	A1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1163001				

Окончание таблицы 1

Номер точки измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
19	ПС 35кВ «Восточная» Ввод 2 СШ 6кВ	ТОЛ-10 800/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 12585 Зав. № 12524	ЗНОЛ.06-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 8420 Зав. № 8536 Зав. № 8145	A1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1163297	RTU-325L Зав.№ 002487	Активная  Реактивная	± 1,2  ± 2,8	± 3,3  ± 5,3
20	ПС 35кВ «Центральная» Ввод 1 СШ 6кВ	ТОЛ-10 800/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 18704 Зав. № 31007	ЗНОЛ.06-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 6232 Зав. № 6516 Зав. № 6307	A1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1163131	RTU-325L Зав.№ 002488			
21	ПС «Гидроме-ханализация» Фидер 6кВ №24 (яч.6)	ТОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 1525 Зав. № 1524	ЗНОЛ.06-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 12376 Зав. № 10588 Зав. № 11633	A1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1163059	RTU-325L Зав.№ 002487			
22	ПС «Гидроме-ханализация» Фидер 10кВ №46 (яч.7)	ТОЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 5042 Зав. № 46912	ЗНОЛ.06-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 1084 Зав. № 10750 Зав. № 12551	A1805RL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1163071				

**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  $(1 \div 1,2) I_{ном}$ ,  $\cos\varphi = 0,9$  инд.;
  - температура окружающей среды  $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$ .
4. Рабочие условия:
  - параметры сети: напряжение  $(0,9 \div 1,1) U_{ном}$ ; ток  $(0,05 \div 1,2) I_{ном}$ ;  $\cos\varphi$  от 0,5 инд до 0,8 емк;
  - допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 70 °С, для счетчиков от минус 20 до +55 °С; для УСПД от минус 10 до +50 °С и сервера от + 15 до + 35 °С;
5. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos\varphi = 0,8$  инд; температура окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до 35 °С;
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 на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа.

**Надежность применяемых в системе компонентов:**

- счетчик Альфа 1800 - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 120000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- УСПД RTU-325L- среднее время наработки на отказ не менее  $T = 40000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 24$  ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 80000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться организациям—участникам оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи;

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

- журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение УСПД;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика,
- УСПД,
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- один раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 180 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 3 лет;

ИВК - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений - за весь срок эксплуатации системы.

## ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» – «Талдинский угольный разрез».

## КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» – «Талдинский угольный разрез» 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 электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» – «Талдинский угольный разрез». Методика поверки ЭПК110/06-1.006.МП», согласованным с ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2008 г.

Средства поверки – по методикам поверки 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 Альфа – по методике поверки МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки».
- УСПД RTU-325L – по методике поверки «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки».

Приемник сигналов точного времени.

Межповерочный интервал - 4 года.

## НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
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 30206-94	«Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)».
ГОСТ 26035-83	«Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».
ГОСТ 22261-94.	Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
ГОСТ Р 8.596-2002.	ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
МИ 3000-2006	«Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

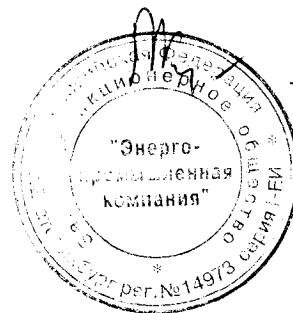
Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (ЛИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» – «Талдинский угольный разрез» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации в соответствии с государственными поверочными схемами.

Изготовитель: ЗАО «Энергопромышленная компания»

Юридический адрес: 620144 г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, 96-В.

Телефон: (343) 251-19-96, факс: (343) 251-19-85

Генеральный директор  
ЗАО «Энергопромышленная компания»



Л.Б. Кугаевская