

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ



<b>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/110/10 кВ «Татаурово»</b>	<b>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 45793-10</b>
--	--

Изготовлена по проектной документации ОАО «ЭЛЕКТРОПРОЕКТ» г. Красноярск.  
Заводской номер 001.

### НАЗНАЧЕНИЕ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/110/10 кВ «Татаурово» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений количества электроэнергии, получаемой и отпускаемой по расчетным (коммерческим) и техническим присоединениям энергообъектов единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС), автоматизированного сбора данных измерений; анализа полноты и достоверности данных измерений, обработки и хранения данных измерений, их передачи по необходимым уровням иерархии системы, расчета учетных показателей и обеспечение регламентированного доступа функциональных служб ОАО «ФСК ЕЭС» и смежных субъектов ОРЭ к данным учета электроэнергии; расчетов за транспортируемую электроэнергию и приобретаемую на ОРЭ электроэнергию для компенсации потерь.

Целью создания автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС является обеспечение ОАО «ФСК ЕЭС» и смежных субъектов ОРЭ своевременной, полной и достоверной информацией необходимой для коммерческих расчетов, в том числе и на ОРЭ, об объемах поступившей и отпущенной электроэнергии в технологическом процессе функционирования ЕНЭС.

### 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) RTU-325T, устройство синхронизации системного времени (УССВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень включает в себя: сервер сбора ОАО «ФСК ЕЭС», сервер базы данных филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - «МЭС Сибири» и АРМы должностных лиц.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующее оборот электроэнергии (мощности);
- периодический (1 раз 30 минут, 1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учёта (30 минут);
- хранение данных об измеренных величинах и служебной информации в базе данных (БД), отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа;
- передачу информации в филиал Забайкальского предприятия МЭС Сибири (ЗБПМЭС);
- передачу информации в МЭС Сибири - филиал ОАО «ФСК ЕЭС»;
- передачу коммерческой информации в ИАСУ КУ (ОАО «АТС») о состоянии средств измерения, а так же результатов измерений;
- защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом уровне посредством опломбирования, а также на программном уровне посредством паролирования;
- диагностику, мониторинг и сбор статистики ошибок функционирования технических средств АИИС КУЭ;
- регистрацию, мониторинг событий в АИИС КУЭ на уровне ИВК (событий счетчиков, регламентных действий персонала, нарушений в системе информационной защиты, сбоев и др.);
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- обмен данными со смежными субъектами оптового рынка;
- возможность составления баланса целом по подстанции для обеспечения контроля достоверности показаний приборов учёта;
- единое время посредством системы обеспечения единого времени (СОЕВ) на всех уровнях иерархии;
- возможность контроля полноты и достоверности данных на уровне ИВКЭ;
- результатов измерений;
- состояния средств измерений.
- возможность контроля баланса объекту в целом;
- возможность использования замещающей информации о приращениях электроэнергии (например с АСУ ТП).

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.

Сбор информации со счетчиков в УСПД и далее на ИВК ОАО «ФСК ЕЭС» осуществляется по следующей схеме:

- от счетчика по интерфейсу RS-485 информация поступает на порт-сервер N-port, далее по протоколу ТСР/Р на УСПД;
- с УСПД RTU-325T по каналам связи (Сеть передачи данных ЕТССЭ, спутниковая связь) поступает на ИВК.

Синхронизация времени ИВКЭ производится с помощью УССВ.

Пользователи, находящийся в локальной сети, получают доступ к информации, хранящейся в базе данных.

Связь с ИВКЭ организована по основному (ЕТССЭ) и по резервным (спутниковый) каналам связи.

Пользователи, находящийся в локальной сети ИВК ЗБПМЭС, получают доступ к информации, хранящейся в базе данных по средствам ПО «АРМ мониторинга».

#### Описание программного обеспечения

В состав программного обеспечения АИИС КУЭ ПС 220/110/10кВ «Татаурово» входит:

- Системное ПО – операционная система (ОС);
- ПО Системы Управления Базой Данных (СУБД);
- Прикладное ПО, реализующее всю необходимую функциональность работы с данными.

В качестве системного ПО используется русская версия ОС Windows XP Professional, производства компании Microsoft.

В качестве СУБД используется СУБД «ORACLE»

В качестве прикладного ПО должен использоваться:

- программное обеспечение счётчиков Альфа А1800;
- программное обеспечение УСПД RTU-325T;
- программное обеспечение «Альфа Центр» АС\_РЕ;
- специализированное программное обеспечение «Метроскоп» в составе «АРМ Мониторинга» и «АРМ учета перетоков».

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с точностью не хуже  $\pm 5,0$  с/сутки. 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  $\pm 2$  с.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ  $\pm 5$  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-110 кВ Тагаурово-Прибайкальская (ТП-128)	Siemens SB 0.8 Кл. т. 0,5S 1000/5 Зав.№ 08043202 Зав.№ 08043208 Зав.№ 08043204 Госреестр № 20951-08	НДКМ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3 Зав.№ 56 Зав.№ 57 Зав.№ 58 Госреестр № 38002-08	A1802-RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01198810 Госреестр № 31857-06	RTU-325T Зав. № 5088 Госреестр № 44626-10	Активная Реактивная
2	ВЛ-110 кВ Тагаурово-Мандрик (ТМ-119)	Siemens SB 0.8 Кл. т. 0,5S 1000/5 Зав.№ 08043190 Зав.№ 08043193 Зав.№ 08043188 Госреестр № 20951-08	НДКМ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3 Зав.№ 30 Зав.№ 31 Зав.№ 59 Госреестр № 38002-08	A1802-RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01198813 Госреестр № 31857-06		Активная реактивная
3	ВЛ-35 кВ Мандрик-Итанца с отпайкой ПС Тагаурово (МИ - 324)	ТОЛ-СЭЩ-10-21 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав.№ 04343-09 Зав.№ 04344-09 Зав.№ 04336-09 Госреестр № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав.№ 01139 Зав.№ 01132 Зав.№ 01136 Госреестр № 35956-07	A1802-RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01198835 Госреестр № 31857-06		Активная реактивная
4	ф.Т4 Тагаурово	ТОЛ-СЭЩ-10-21 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав.№ 40127-08 Зав.№ 37735-08 Зав.№ 13194-08 Госреестр № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав.№ 01139 Зав.№ 01132 Зав.№ 01136 Госреестр № 35956-07	A1802-RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01198829 Госреестр № 31857-06		Активная реактивная
5	ф.Т5 Тагаурово	ТОЛ-СЭЩ-10-21 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав.№ 03849-09 Зав.№ 03850-09 Зав.№ 03848-09 Госреестр № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав.№ 01130 Зав.№ 01141 Зав.№ 01131 Госреестр № 35956-07	A1802-RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01198830 Госреестр № 31857-06		Активная реактивная
6	ф.Т6 Ст. Тагаурово	ТОЛ-СЭЩ-10-21 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав.№ 40221-08 Зав.№ 35919-08 Зав.№ 35086-08 Госреестр № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав.№ 01139 Зав.№ 01132 Зав.№ 01136 Госреестр № 35956-07	A1802-RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01198820 Госреестр № 31857-06		Активная реактивная
7	ф.Т7 Еловка	ТОЛ-СЭЩ-10-21 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав.№ 40313-08 Зав.№ 40275-08 Зав.№ 40111-08 Госреестр № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав.№ 01130 Зав.№ 01141 Зав.№ 01131 Госреестр № 35956-07	A1802-RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01198818 Госреестр № 31857-06		Активная реактивная

Таблица 2

Границы допускаемой относительной погрешности измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
№ ИИК	знач. $\cos\varphi$	$\delta_{1(2)\%}$ , $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%}$ , $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%}$ , $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%}$ , $I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1,2 ТТ-0,5S ТН-0,2 Сч-0,2S	1,0	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
	0,9	$\pm 2,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	0,8	$\pm 2,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
	0,7	$\pm 3,1$	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
	0,5	$\pm 4,7$	$\pm 2,8$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
3-7 ТТ-0,5S ТН-0,5 Сч-0,2S	1,0	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	0,9	$\pm 2,1$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
	0,8	$\pm 2,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
	0,7	$\pm 3,2$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	0,5	$\pm 4,8$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$	$\pm 2,3$

Границы допускаемой относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
№ ИИК	знач. $\cos\varphi/\sin\varphi$	$\delta_{1(2)\%}$ , $I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%}$ , $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%}$ , $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%}$ , $I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1,2 ТТ-0,5S ТН-0,2 Сч-0,5	0,9/0,44	$\pm 6,1$	$\pm 3,5$	$\pm 2,4$	$\pm 2,4$
	0,8/0,6	$\pm 3,8$	$\pm 2,2$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
	0,7/0,71	$\pm 3,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$
	0,5/0,87	$\pm 2,2$	$\pm 1,3$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
3-7 ТТ-0,5S ТН-0,5 Сч-0,5	0,9/0,44	$\pm 6,2$	$\pm 3,8$	$\pm 2,8$	$\pm 2,8$
	0,8/0,6	$\pm 3,9$	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
	0,7/0,71	$\pm 3,2$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
	0,5/0,87	$\pm 2,3$	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$

**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  $(0,98...1,02) \cdot U_{ном}$ , ток  $(1 \div 1,2) \cdot I_{ном}$ ,  $\cos\varphi=0,9$  инд;
  - температура окружающей среды  $(20 \pm 5)$  °С.
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ :
  - напряжение питающей сети  $(0,9...1,1) \cdot U_{ном}$ , ток  $(0,01...1,2) \cdot I_{ном}$ ;
  - 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 55000 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 220/110/10 кВ «Татаурово». Методика поверки». МП-853/446-2010 утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 2010 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТГ – 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 RTU-325T – по методике поверки ДЯИМ.466215.005 МП утверждённой ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 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°С, цена деления 1°С.

## 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 220/110/10 кВ «Татаурово».

## 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.

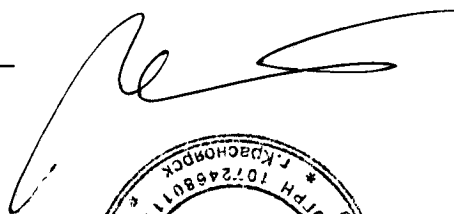
6 ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5.

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

### ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО «Сибирский инжиниринговый центр»  
660062, г. Красноярск, пр. Свободный, д. 66 а, офис 423  
Тел. (391) 252-48-90

Заместитель генерального директора –  
главный инженер



А.И. Циттель

