



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 47638

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО "ФСК ЕЭС" -
МЭС Востока ПС 500 кВ "Владивосток"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 608

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Общество с Ограниченной Ответственностью "ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА"
(ООО "ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА"), г. Москва**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 50784-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 50784-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **03 августа 2012 г. № 551**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 006031

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Владивосток»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Владивосток» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 3х-уровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – измерительные каналы (далее – ИК), включающие измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,5S и 0,5, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,5 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа АЛЬФА А1800 класса точности 0,2S (в части активной электроэнергии), и класса точности 0,5 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа RTU-325H и технических средств приема-передачи данных.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ, включающий компьютер в серверном исполнении для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют 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.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производит опрос цифровых счетчиков.

Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Сервер базы данных (далее – сервер БД), установленный в ЦСиОД (Центр сбора и обработки данных) МЭС Востока, с периодичностью один раз в 30 минут производит опрос УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ создана на основе устройства синхронизации системного времени УССВ – 35HVS (далее – УССВ), в состав которого входит приемник сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Сличение времени часов УСПД происходит при каждом сеансе связи с УССВ. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сутки.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО "АльфаЦЕНТР", в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО "АльфаЦЕНТР" обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО "АльфаЦЕНТР".

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5	6
ПО «Альфа ЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	Не ниже 11.07.01.01	e357189aea0466e98b0221dee68d1e12	MD5
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		745dc940a67cfeb3a1b6f5e4b17ab436	
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		ed44f810b77a6782abdaa6789b8c90b9	
	Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	Библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

- Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР»;
- Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО;
- Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-ого, 2-ого уровней АИИС КУЭ и метрологические характеристики измерительно-информационных комплексов приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав 1-ого, 2-ого уровней АИИС КУЭ и метрологические характеристики измерительно-информационных комплексов.

Канал измерений		Состав 1-ого и 2-ого уровней АИИС КУЭ					Метрологические характеристики ИИК											
Номер ИИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской номер	УСПД	К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч}	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Основная относительная погрешность ИК ($\pm \delta$), %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm \delta$), %							
1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11						
001	ВЛ 35 кВ Кролевыцы - Владивосток	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 400/1 № 28402-04	A	GI-36	30475643	RTU-325H Госреестр № 44626-10 Зав. № 004769	140000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 4,8 ± 2,8						
				B	GI-36	30475641												
				C	GI-36	30475642												
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} =35000/√3:100/√3 № 28404-04	A	GE-36	30475807												
				B	GE-36	30475808												
				C	GE-36	30475806												
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{Сч} = 1 № 31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4		01196993												

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11							
002	ВЛ 35 кВ Соловей ключ - Владивосток	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 400/1 № 28402-04	A	GI-36	30475635	RTU-325H Госреестр № 44626-10 Зав. № 004769	140000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 1,1	± 4,8							
				B	GI-36	30475636													
				C	GI-36	30475637													
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} =35000/√3:100/√3 № 28404-04	A	GE-36	30475803													
				B	GE-36	30475805													
				C	GE-36	30475804													
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RAL-P4GB- DW-4		01196992							Реактивная	± 2,3	± 2,8				
		003	Ввод 0,4 кВ ТСН-5	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1250/5 № 31089-06	A							ASK 561.4	92362627	250	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 0,8	± 5,3
						B							ASK 561.4	92362637					
C	ASK 561.4					92362647													
ТН	-			A	-	-													
				B	-	-													
				C	-	-													
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06			A1802RALQ-P4GB- DW-4		01190731	Реактивная	± 1,9	± 2,6										
004	Ввод 0,4 кВ ТСН-6			ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1250/5 № 31089-06	A	ASK 561.4	92362641	250	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 0,8	± 5,3						
						B	ASK 561.4	92362643											
		C	ASK 561.4			92362645													
		ТН	-	A	-	-													
				B	-	-													
				C	-	-													
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB- DW-4		01190724	Реактивная	± 1,9						± 2,6					

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИИК 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 - 1,02) $U_{ном}$; ток (1 - 1,2) $I_{ном}$, $\cos\phi = 0,87$ инд.; температура окружающей среды $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.

4. Рабочие условия:

параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{ном}$; ток (0,02 - 1,2) $I_{ном}$; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\phi \leq 0,8 \text{ емк.}$

допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус $60 ^\circ\text{C}$ до $40 ^\circ\text{C}$, для счетчиков от минус $40 ^\circ\text{C}$ до $65 ^\circ\text{C}$; для УСПД от $0 ^\circ\text{C}$ до $50 ^\circ\text{C}$.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $0,02 \cdot I_{ном}$ ($0,05 \cdot I_{ном}$), $\cos\phi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10 до $30 ^\circ\text{C}$;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии 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. Замена оформляется актом в установленном в Филиале ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- электросчетчик типа Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 120000$ ч., время восстановления работоспособности $T_B = 24$ ч.;
- устройство сбора и передачи данных типа RTU-325H – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 55\ 000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $T_B = 24$ ч.

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г_АИИС} = 0,911$ – коэффициент готовности;

$T_{0_ИК(АИИС)} = 245$ ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Функции контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:

- параметрирование;
- пропадание напряжения;
- коррекция времени в счетчике.
- журнал событий ИВКЭ:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в УСПД.
- журнал событий ИВК:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на промконтроллер (УСПД);
 - установка пароля на сервер БД.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Владивосток».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Владивосток» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ

«Владивосток» представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Владивосток»

Наименование	Количество
Трансформатор тока типа GI-36	6 шт.
Трансформатор тока типа ASK 561.4	6 шт.
Трансформатор напряжения типа GE-36	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный типа АЛЬФА А1800	4 шт.
Устройство сбора и передачи данных типа RTU-325H	1 шт.
Сервер базы данных	1 шт.
АРМ оператора	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 50784-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Владивосток». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН – по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения $6\sqrt{3}...35$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации» и/или по ГОСТ 8.216-88 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- Счетчики типа Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- Устройства сбора и передачи данных типа RTU-325H – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки ДЯИМ.466215.005МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС в 2010 году;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ Владивосток», свидетельство об аттестации № 01.00225/206-135-12 от 06.07.2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Владивосток»

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. 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».
6. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
7. Эксплуатационная документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Владивосток» ТЕ.411711.608.ТП.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с Ограниченной Ответственностью «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА»
(ООО «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА»)

Юридический адрес:

107031, г. Москва, ул. Рождественка, д.5/7, стр.2, пом. V, комн. 18

Почтовый адрес: 121309, г. Москва, ул. Новозаводская д.18, стр.1, Тел./факс: +7 (495) 795-09-30

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46, тел./факс: 8(495) 437-55-77

Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е. Р. Петросян

М.п. «_____» _____ 2012 г.