

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» Амурского предприятия МЭС Востока КТПН 10/0,4 кВ ОАО «Вымпел-Коммуникация»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» Амурского предприятия МЭС Востока КТПН 10/0,4 кВ ОАО «Вымпел-Коммуникация» (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 двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительный канал (ИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S и счетчики активной и реактивной электроэнергии Альфа А1800 класса точности 0,5S (в части активной электроэнергии) и 1,0 (в части реактивной электроэнергии), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Счетчик электрической энергии обеспечен энергонезависимой памятью для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 35 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а так же запрограммированных параметров.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера филиала ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» – МЭС Востока (филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока) не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники ОРЭ.

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройства синхронизации системного времени на базе приемника GPS; автоматизированных рабочих мест (АРМ) на базе ПК; каналобразующей аппаратуры; средств связи и передачи данных.

Измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК) состоят из двух 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 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 интервалах времени, длительность которых задается программно и может составлять 1, 2, 3, 5, 10, 15, 30 минут. В памяти счетчиков ведутся профили нагрузки и графики параметров сети.

Коммуникационный сервер ПО «Альфа-Центр» проводит автоматический опрос счетчика АИИС КУЭ ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» Амурского предприятия МЭС Востока КТПН 10/0,4 кВ ОАО «Вымпел-Коммуникация». Опрос выполняется по каналу связи, используя технологии передачи данных по сетям GSM с помощью GSM модема Wavocom.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически передает полученные данные в базу данных сервера БД ИВК ЦСОД МЭС Востока. В сервере БД ИВК ЦСОД МЭС Востока информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) построена на базе навигационного приемника глобальной системы позиционирования (GPS). GPS - приемник подключен к устройству синхронизации системного времени УССВ-35HVS, которое подключено по интерфейсу RS232 непосредственно к коммуникационному серверу ИВК. В программных настройках сервера ИВК установлен признак ведения времени от GPS.

УССВ синхронизирует внутренние часы сервера БД ИВК ЦСОД МЭС Востока при расхождении внутренних часов сервера и УССВ при расхождении на величину более  $\pm 2$  с.

Таким образом, СОЕВ АИИС ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» Амурского предприятия МЭС Востока КТПН 10/0,4 кВ ОАО «Вымпел-Коммуникация» обеспечивает погрешность часов компонентов в системе не хуже нормированного значения  $\pm 5$  секунд.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Журналы событий счетчика электроэнергии 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

Таблица 1. Идентификационные данные специализированного программного обеспечения (далее – СПО), установленного в ИВК (ЦСОД) АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Востока.

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
ПО «Альфа-Центр»	Программа – планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	11.07.01.01	e357189aea046 6e98b0221dee 68d1e12	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		745dc940a67cf eb3a1b6f5e4b1 7ab436	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		ed44f810b77a6 782abdaa6789 b8c90b9	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		0ad7e99fa2672 4e65102e2157 50c655a	MD5
	Библиотека шифрования пароля счетчиков А1700, А1140	encryptdll.dll		0939ce05295fb cbbba400eeae8 d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e3 4444170eee93 17d635cd	

- Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 2 нормированы с учетом ПО;!
- Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительного канала (ИК) и метрологические характеристики измерительно-информационного комплекса (ИИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2. Состав ИК и метрологические характеристики ИИК

Канал измерений		Состав ИКексов					Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Метрологические характеристики	
Номер ИИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип		Заводской номер	Основная относительная погрешность ИИК, ( $\pm\delta$ ) %				Относительная погрешность ИИК в рабочих условиях эксплуатации, ( $\pm\delta$ ) %	
			Ктт	Ктн			Ксч	$\cos \varphi = 0,87$ $\sin \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,5$ $\sin \varphi = 0,87$		
1	КТПН 10/0,4 кВ ОАО «Вымпел-Коммуникация»	ТТ	Кт=0,5S Ктт=50/5А №36382-07	А	Т-0,66 М	027723	10	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	активная реактивная	1,0 2,1	4,9 4,1
				В	Т-0,66 М	027724					
				С	Т-0,66 М	027725					
		ТН	-	А	-	-					
				В							
				С							
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01229692					

Примечания:

1. 1. В Таблице 2 в графе «Погрешность ИИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИИК при доверительной вероятности  $P=0,95$ ,  $\cos\varphi=0,5$  ( $\sin\varphi=0,87$ ), токе ТТ, равном 2 % от  $I_{ном}$  и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 15 °С до 30 °С.

2. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение (220±4,4) В; частота (50 ± 0,5) Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения (0,98 - 1,02) $I_{н}$ ; диапазон силы тока (1,0 - 1,2) $I_{н}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) – 0,87(0,5); частота (50 ± 0,5) Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ - от минус 40 °С до 50 °С; ТН- от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков: в части активной энергии (23±2) °С, в части реактивной энергии (20±2) °С; УСПД - от 15 °С до 25 °С;
- относительная влажность воздуха (70±5) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа.

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 - 1,1) $I_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока (0,01 (0,02) - 1,2) $I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) 0,5 - 1,0 (0,6 - 0,87); частота (50 ± 0,5) Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 30°С до 35°С;
- относительная влажность воздуха (70±5) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа.3

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 - 1,1) $I_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока (0,01 - 1,2) $I_{н2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) 0,5-1,0 (0,6 - 0,87); частота (50 ± 0,5) Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от 15 °С до 30 °С;
- относительная влажность воздуха (40-60) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220±10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от 15°С до 30°С;
- относительная влажность воздуха (70±5) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа

4. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» Амурского предприятия МЭС Востока КТПН 10/0,4 кВ ОАО «Вымпел-Коммуникация» как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа Альфа А1800 – не менее 120000 часов; среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 45000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- журналы событий счетчика фиксируют факты:
  - параметрирование;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчётчика;
- испытательной коробки;

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

- пароль на счетчике;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – С.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (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);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания: для счетчиков типа Альфа А1800 – не менее 30 лет;
- ИВК – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений – не менее 3,5 лет.

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» Амурского предприятия МЭС Востока КТПН 10/0,4 кВ ОАО «Вымпел-Коммуникация» типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» Амурского предприятия МЭС Востока КТПН 10/0,4 кВ ОАО «Вымпел-Коммуникация» представлена в таблице 3.

Таблица 3. Комплектность АИИС КУЭ ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» Амурского предприятия МЭС Востока КТПН 10/0,4 кВ ОАО «Вымпел-Коммуникация»

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт)
Трансформаторы тока Т-0,66 М	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный Альфа А1800	1
GSM-модем Siemens MC-35, GSM-модем Wavecom	2
УССВ 35HVS1	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

## **Поверка**

осуществляется по документу «МП 49726-12 Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» Амурского предприятия МЭС Востока КТПН 10/0,4 кВ ОАО «Вымпел-Коммуникация». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в марте 2012 года.

Перечень основных средств поверки:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Средства измерений МИ 3196-2009. «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- Счетчик 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.;
- 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;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20 до + 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений изложен в документе ЕМНК.466454.030-364.ИЭ «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» Амурского МСК (применительно к АИИС КУЭ ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» Амурского предприятия МЭС Востока КТПН 10/0,4 кВ ОАО «Вымпел-Коммуникация»). Инструкция по эксплуатации комплекса технических средств».

## **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» Амурского предприятия МЭС Востока КТПН 10/0,4 кВ ОАО «Вымпел-Коммуникация»**

- ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. 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 ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
- ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
- ЕМНК.466454.030-364.ИЭ «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ПС 220/35/28/10 кВ «Магдагачи» Амурского МСК»

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Закрытое акционерное общество «Метростандарт»  
(ЗАО «Метростандарт»)  
Юридический адрес:  
117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 65, стр. I  
Тел. 8(495) 745-21-70

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью "Электротехнические системы"  
(ООО "Электротехнические системы")  
Юридический адрес:  
680014, Хабаровск, переулок Гаражный, 30А  
Тел. (4212) 75-63-73  
Факс (4212) 75-63-75

**Испытатель**

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»  
(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. «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012г.