

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменская энергосбытовая компания»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменская энергосбытовая компания» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

АИИС КУЭ также предназначена для сбора, накопления, обработки и хранения измерительной информации об электроэнергии (30-минутные приращения активной и реактивной электроэнергии), поступающей от смежных систем автоматизированных информационно-измерительных коммерческого учета электроэнергии контрагентов (далее по тексту – смежных АИИС КУЭ), формирования отчетных документов и передачи информации как в центр сбора и обработки информации оптового рынка, так и в центры сбора и обработки информации прочих организаций в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации и действующими регламентами оптового рынка электрической энергии и мощности (далее по тексту - ОРЭМ).

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень состоит из трансформаторов тока (далее – ТТ) класса точности 0,5 и счетчиков активной и реактивной электроэнергии, класса точности 0,5S в режиме измерений активной электроэнергии и класса точности 1,0 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), состоящий из устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа ЭКОМ-3000 (Госреестр № 17049-09, зав. № 08135037) и коммутационного оборудования.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), представляющий из себя Центр сбора и обработки информации ОАО «Тюменская энергосбытовая компания» и включающий в себя каналобразующую аппаратуру; Сервер Сбора данных (далее – ССД); коммуникационное оборудование, обеспечивающее связь с системами автоматизированными информационно-измерительными организаций субъектов оптового рынка электроэнергии; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе IBM PC, специализированное программное обеспечение (далее – ПО) и источник частоты и времени/сервер синхронизации времени ССВ-1Г.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные 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 сбора данных (далее – ССД).

ССД АИИС КУЭ, установленный в серверной офиса ОАО «Тюменская энергосбытовая компания» с периодичностью раз в сутки или по запросу получает от ИВК смежных АИИС КУЭ коммерческие данные по каждому каналу учета за сутки. Измерительные сигналы содержат информацию о 30-минутных приращениях активной и реактивной электроэнергии, состоянии средств измерений на соответствующих смежных АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). Синхронизация часов АИИС КУЭ осуществляется следующим образом: ССД АИИС КУЭ, подключен к источнику частоты и времени/серверу синхронизации времени ССВ-1Г.03 (Госреестр № 39485-08, зав. № 82). Сличение часов ССД АИИС КУЭ с часами ССВ-1Г.03 проводится ежесекундно. Коррекция проводится при расхождении часов ССВ-1Г.03 и часов ССД на значение, превышающее ± 1 с (программируемый параметр).

Часы УСПД синхронизируются от часов ССД, сличение часов УСПД с часами ССД проводится 1 раз в 30 минут. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и часов ССД более чем на ± 1 с (программируемый параметр).

Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и часов УСПД более чем на ± 1 с (программируемый параметр).

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Смежные АИИС КУЭ (таблица 3) оснащены собственными СОЕВ. Коррекция часов в смежных АИИС КУЭ осуществляется в соответствии с принятыми проектными решениями на каждом иерархическом уровне и в соответствии с описанием типа каждой конкретной смежной АИИС КУЭ. Программируемые параметры коррекции времени в смежных АИИС КУЭ не ниже, чем указанные для АИИС КУЭ ОАО «Тюменская энергосбытовая компания».

Информационный обмен с ИВК смежных АИИС КУЭ (таблица 3) осуществляется с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСП/IP.

Измерительная информация, в том числе с ИВК смежных АИИС КУЭ, записывается в базу данных (под управлением СУБД ORACLE). ССД АИИС КУЭ в автоматическом режиме раз в сутки формирует отчеты в формате XML. Отправка сформированных отчетов в формате XML как в автоматическом, так и автоматизированном режиме (по команде оператора), производится по выделенному каналу связи в ПАК коммерческого оператора оптового рынка и другим заинтересованным субъектам ОРЭМ.

Передача данных в ПАК коммерческого оператора оптового рынка и другим заинтересованным субъектам ОРЭ осуществляется по стеку протоколов ТСП/IP.

Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Программное обеспечение

В составе АИИС КУЭ используется ПО «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Энергосфера» 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 «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Наименование файла	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
Модуль импорта - экспорта	Не ниже 6.4	70B4312ECB466FB019C 5442CED6C4C18	expimp.exe	MD5
Модуль ручного ввода данных	Не ниже 6.4	CD6B2AC5AF4CFCD9E D1B52AFFA058EB7	HandInput.exe	
Модуль сервера опроса	Не ниже 6.4	64E39379E41654E81E50 9B84A9D219FA	PSO.exe	
Модуль предотвращения сбоев	Не ниже 6.4	D098C0267DA9909E605 4EB98A6A10042	SrvWDT.exe	
Редактор расчетных схем	Не ниже 6.4	B81EFA370FC16F881721 80DD35514531	AdmTool.exe	
Модуль администрирования системы	Не ниже 6.4	BE1FDADF3ED6DC7D2 218024AFC91C63E	adcenter.exe	
Модуль «АРМ Энергосфера»	Не ниже 6.4	18847CE8EB3558BAA86 F51470853A1D2	ControlAge.exe	

– Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК 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 уровня АИИС КУЭ и метрологические характеристики измерительных каналов приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ и метрологические характеристики измерительных каналов

Канал измерений		Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ					К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч}	Наименование измеряемой величины	Метрологические характеристики ИК				
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской номер	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			
1	РУ-0,4 кВ АБК ОАО «ТЭК» Ввод №1	ТТ К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 400/5 № 15173-06	A	ТШП-0,66	2089960	80	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 1,0	± 5,5			
			B	ТШП-0,66	2089982								
			C	ТШП-0,66	2090463								
		ТН -	A	-	-								
			B										
			C										
		Счетчик К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.09		0810100663						Активная	± 2,1	± 4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
2	РУ-0,4 кВ АБК ОАО «ТЭК» Ввод №2	ТТ	К _T = 0,5 К _{ТТ} = 400/5 № 15173-06	A	ТШП-0,66	2091134	80	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,0 ± 2,1	± 5,5 ± 4,1
				B	ТШП-0,66	2082720					
				C	ТШП-0,66	2091121					
		ТН	-	A	-	-					
				B							
				C							
		Счетчик	К _T = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.09		0810101597					

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 - 1,02) $U_{ном}$; ток (1 - 1,2) $I_{ном}$, $\cos\phi = 0,87$ инд.; температура окружающей среды (18 – 25) °С.
4. Рабочие условия:
параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{ном}$; ток (0,05 - 1,2) $I_{ном}$; 0,5 инд. $\leq \cos\phi \leq 0,8$ емк.
допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 45 °С до 50°С, для счетчиков от минус 40 °С до 60 °С.
5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\phi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10° С до 30° С.
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 Р 52425-2005 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 2. Замена оформляется актом в установленном в ОАО «Тюменская энергосбытовая компания» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

С использованием ИВК АИИС КУЭ ОАО «Тюменская энергосбытовая компания» проводится информационный обмен с ИВК смежных АИИС КУЭ, указанных в таблицах 3, 4.

Таблица 3 - Перечень смежных АИИС КУЭ с указанием отдельных присоединений, по которым проводится обмен информацией

Наименование смежных АИИС КУЭ	Наименование присоединений	Номер по Госреестру
1	2	3
Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК Омскэнерго»	ПС Орехово ВЛ-10кВ Фидер №13	33347-06
	ПС Малая Бича ВЛ 10 кВ фидер 3 (Малая Бича-Ишаир)	
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «МРСК Урала»	ПС Карабашка, ввод 10 кВ Т1	38057-08
	ПС Карабашка, ввод 10 кВ Т2	
	ПС Чапаевская, ввод 10кВ Т1	
	ПС Карабашка ТСН-1, ТСН-2	
	ПС Чапаевская ТСН-1	
	ПС Кармар ВЛ-110 кВ Кармак-Гужево	

Продолжение таблицы 3

1	2	3
	ПС Кармак Ввод ОВМ-110 кВ	
	ПС Липчинская Ввод ВЛ-110 кВ Устье-Молчаново	
	ПС Атымья Ввод ВЛ-110 кВ Атымья-Картопя-2	
	ПС Атымья Ввод ВЛ-110 кВ Атымья-Картопя-1	
	ПС Атымья Ввод ОМВ-110кВ	
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/10 кВ «Тавда» - АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Тавда»	ПС Тавда Ввод ВЛ-110кВ Тавда-Сотник-1 (Тавда-МДФ)	42360-09
	ПС Тавда ОМВ-110кВ	
	ПС Тавда ВЛ-110кВ Тавда-Сотник-2	
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии межсистемных перетоков ОАО «Тюменьэнерго»	ПС Чугунаево ввод ВЛ-110 Увал (ВЛ-110 Велижаны – Увал)	45450-10
	ПС Перевалово ввод ВЛ-110 Верховино (ВЛ-110 Перевалово-Верховино)	
	ПС Выстрел ВЛ-110 Майка-Мангут С-135	
	ПС Ново-Андреевская ВЛ-110 Майка-Н.Андреевская С-136	
	ПС Каргалы ВЛ-110 Каргалы – Усть-Ишим С-80	

Таблица 4 - Перечень смежных АИИС КУЭ

Наименование смежных АИИС КУЭ	Номер по Госреестру
1	2
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Муниципального предприятия «Городские электрические сети» муниципального образования г. Ханты-Мансийск (МП «ГЭС»)	39073-08
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МП «ГЭС»	47789-11
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Нижневартовская энергосбытовая компания»	51097-12
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменьэнергосбыт», зав. № 001	51404-12
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменьэнергосбыт», зав. № 002	51601-12

Примечание:

Допускается изменение состава смежных АИИС КУЭ (в части ИК), внесенных в Государственный реестр средств измерений утвержденных типов.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и измерительных трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 7746-2001 и ГОСТ 1983-2001 соответственно, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчики электрической энергии многофункциональные – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- УСПД ЭКОМ-3000 – среднее время наработки на отказ не менее $75\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- Источник частоты и времени/сервер синхронизации времени ССВ-1Г – среднее время наработки на отказ не менее $15\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- ССД – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО «Энергосфера»;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники 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 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.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД
 - сервера;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;

- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на ССД.

Глубина хранения информации:

- электросчетчики - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 90 суток.
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии 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 учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменская энергосбытовая компания» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Тюменская энергосбытовая компания» представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Тюменская энергосбытовая компания»

Наименование	Кол-во, шт.
1	2
Трансформатор тока ТШП-0,66	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М.09	2
Устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000	1
Источник частоты и времени/серверы синхронизации времени ССВ-1Г	1
Сервер HP Compaq Proliant DL380G4	2
Источник бесперебойного питания	1
GSM/GPRS модем PGC.02	1
АРМ с установленным специализированным ПО «Энергосфера»	1
Методика поверки	1
Руководство по эксплуатации	1

Поверка

Осуществляется по документу МП 56762-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменская энергосбытовая компания». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в январе 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- Трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки».

- Счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки», согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.
- Устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 – в соответствии с документом «ГСИ. Программно-технический измерительный комплект ЭКОМ. Методика поверки. МП 26-262-99», утвержденным УНИИМ в декабре 1999 г.
- Источник частоты и времени/сервер синхронизации времени ССВ-1Г – в соответствии с документом «Источники частоты и времени/серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-08 МП, утвержденным ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 г.
- Средства измерений по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений».
- Средства измерений МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений».
- 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 с счетчиками системы.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ОАО «Тюменская энергосбытовая компания» Техноробочий проект. МРЭС.411711.1804.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменская энергосбытовая компания»

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

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.

ГОСТ 7746–2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

МИ 3000-2006 "Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки".

«Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ОАО «Тюменская энергосбытовая компания» Технорабочий проект. МРЭС.411711.1804.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

– при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Межрегионэнергосбыт»
ОАО «Межрегионэнергосбыт»
Адрес: 119526, г. Москва, пр-т Вернадского, д. 101, корп. 3
Тел.: (495) 428-40-90
Факс: (495) 428-40-95
WWW: www.mrg-sbyt.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;
E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___»_____2014 г.