

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменская энергосбытовая компания» с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменская энергосбытовая компания» с Изменением № 1 является обязательным дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменская энергосбытовая компания», свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 54426, регистрационный № 56762-14 от 13.03.2014 г., и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений №№ 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменская энергосбытовая компания» с Изменением № 1 (далее по тексту - АИИС КУЭ ОАО «ТЭК» с Изменением № 1) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

АИИС КУЭ ОАО «ТЭК» с Изменением № 1 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 ОАО «ТЭК» с Изменением № 1 представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ ОАО «ТЭК» с Изменением № 1 включает в себя следующие уровни:

Первый уровень состоит из трансформаторов тока (далее – ТТ) класса точности 0,5, трансформаторов напряжения 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.

Второй 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.

Третий 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 ОАО «ТЭК» с Изменением № 1 оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). Синхронизация часов АИИС КУЭ осуществляется следующим образом: ССД АИИС КУЭ ОАО «ТЭК» с Изменением № 1, подключен к источнику частоты и времени/серверу синхронизации времени ССВ-1Г.03 (Госреестр № 39485-08, зав. № 82). Сличение часов ССД АИИС КУЭ ОАО «ТЭК» с Изменением № 1 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 ИК АИИС КУЭ ОАО «ТЭК» с Изменением № 1 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 «ТЭК» с Изменением № 1.

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

Измерительная информация, в том числе с ИВК смежных АИИС КУЭ, записывается в базу данных (под управлением СУБД ORACLE). ССД АИИС КУЭ ОАО «ТЭК» с Изменением № 1 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 TCP/IP.

Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Программное обеспечение

В составе АИИС КУЭ ОАО «ТЭК» 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 «Высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав и метрологические характеристики дополнительных измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО «ТЭК» с Изменением № 1 приведены в таблице 2

Таблица 2

Канал измерений		Состав дополнительных ИК АИИС КУЭ ОАО «ТЭК» с Изменением № 1				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		
3	яч.3 1СШ РУ-10 кВ ЦРП-2	ТТ К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 9143-01	A	ТЛК-10-5	07372	2000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ± 3,4	
			B	-	-						
			C	ТЛК-10-5	07374						
		ТН К _{ТН} = 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10 УЗ	5694						
			B	ЗНОЛ.06-10 УЗ	6321						
			C	ЗНОЛ.06-10 УЗ	1629						
		Счетчик К _Т = 0,5S/1,0 К _{Сч} = 1 № 27779-04	ПСЧ-4ТМ.05		0307078060						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
4	яч.18 2СШ РУ-10 кВ ЦРП-2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 300/5 № 9143-01	A	ТЛК-10-5	09924	6000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 1,2	± 5,7
				B	-	-					
				C	ТЛК-10-5	09923					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10 УЗ	5608					
				B	ЗНОЛ.06-10 УЗ	5537					
				C	ЗНОЛ.06-10 УЗ	5718					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27779-04	ПСЧ-4ТМ.05		0305060116	Реактивная	± 2,5	± 3,4				
5	яч.4 1СШ РУ-10 кВ ЦРП-2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 300/5 № 9143-01	A	ТЛК-10-5	09820	6000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 1,2	± 5,7
				B	-	-					
				C	ТЛК-10-5	09828					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10 УЗ	5694					
				B	ЗНОЛ.06-10 УЗ	6321					
				C	ЗНОЛ.06-10 УЗ	1629					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27779-04	ПСЧ-4ТМ.05		0305060044	Реактивная	± 2,5	± 3,4				
6	яч.17 2СШ РУ-10 кВ ЦРП-2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 9143-01	A	ТЛК-10-5	07732	2000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 1,2	± 5,7
				B	-	-					
				C	ТЛК-10-5	07735					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10 УЗ	5608					
				B	ЗНОЛ.06-10 УЗ	5537					
				C	ЗНОЛ.06-10 УЗ	5718					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27779-04	ПСЧ-4ТМ.05		0305060001	Реактивная	± 2,5	± 3,4				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
7	РП-56, РУ-10кВ, яч.11, ф. 10кВ "ТП-1038-1"	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 9143-01	A	ТЛК-10-5	12029	2000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ± 4,2
				B	ТЛК-10-5	11961					
				C	ТЛК-10-5	11965					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 16687-02	A	НАМИТ-10	1135					
B											
C											
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01		0806101321							
8	РП-56, РУ-10кВ, яч.26, ф. 10кВ "ТП-1038-2"	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 9143-01	A	ТЛК-10-5	09147	2000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ± 4,2
				B	ТЛК-10-5	11815					
				C	ТЛК-10-5	19245					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 16687-02	A	НАМИТ-10	0979					
B											
C											
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01		0806101433							
9	РП-56, РУ-10кВ, яч.15, ф. 10кВ "ТП-1161-1"	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 9143-01	A	ТЛК-10-5	15108	2000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ± 4,2
				B	ТЛК-10-5	15143					
				C	ТЛК-10-5	15168					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 16687-02	A	НАМИТ-10	0991					
B											
C											
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01		0806101349							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
10	РП-56, РУ-10кВ, яч.20, ф. 10кВ "ТП-1161-2"	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 9143-01	A	ТЛК-10-5	15159	2000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ± 4,2
				B	ТЛК-10-5	15157					
				C	ТЛК-10-5	15170					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 16687-02	A	НАМИТ-10	0942					
				B							
				C							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01		0806101412							

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 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83, 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 ОАО «ТЭК» как его неотъемлемая часть.

С использованием ИВК АИИС КУЭ ОАО «ТЭК» с Изменением № 1 проводится информационный обмен с ИВК смежных АИИС КУЭ, указанных в таблице 3.

Таблица 3 - Перечень смежных АИИС КУЭ

Наименование смежных АИИС КУЭ	Регистрационный номер Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений
1	2
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Северная энергетическая компания»	44832-10
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Оборонэнергосбыт" по Тюменской области № 1 (ГТП Антипино, Кыштырла, Онохино)	48631-11
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Оборонэнергосбыт" по Тюменской области № 2 (ГТП Белинская, Мансийская)	48695-11

Продолжение таблицы 3

1	2
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЮТЭК-Югорск»	50432-12
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменьэнергосбыт»	51404-12
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Тюменьэнергосбыт» - филиал ОАО «ЭК «Восток»	57804-14

Примечание:

Допускается изменение состава смежных АИИС КУЭ (в части ИК), внесенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ ОАО «ТЭК» с Изменением № 1 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 ПСЧ-4ТМ.05 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М – 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» с Изменением № 1 типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «ТЭК» с Изменением № 1 представлена в таблице 4.

Таблица 4

Наименование	Кол-во, шт.
1	2
Трансформатор тока ТЛК10-5	20
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06-10 УЗ	12
Трансформаторы напряжения НАМИТ-10	4

Продолжение таблицы 4

1	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М	4
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 56762-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета 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».
- Трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки».
- Счетчиков электрической энергии многофункциональных ПСЧ-4ТМ.05 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.126 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.126 РЭ. Методика поверки, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 ноября 2005 г.
- 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 комплекс 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 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей».
- Средства измерений МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей».

- 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 «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменская энергосбытовая компания».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменская энергосбытовая компания» с Изменением № 1

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.

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». Технорбочий проект. МРЭС.411711.1804.ТРП.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

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

С.С. Голубев

М.п. «___» _____ 2015 г.