

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Межрегионэнергосбыт»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Межрегионэнергосбыт» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, 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 – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включает в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,5 и 0,5S, трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,5 и счетчики активной и реактивной электроэнергии, класса точности 0,2S и 0,5S в режиме измерений активной электроэнергии и класса точности 0,5 и 1,0 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), представляющий из себя Центр сбора и обработки информации ОАО «Межрегионэнергосбыт» 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 устройство синхронизации системного времени УССВ.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из 1-ого и 2-ого 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на уровень ИВК, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, хранение, накопление и формирование измерительной информации, диагностика состояния средств и объектов измерений оформление справочных и отчетных документов.

ССД АИИС КУЭ, установленный в серверной офиса ОАО «Межрегионэнергосбыт» (административное здание ОАО «Нефтяной Дом»), 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 времени в АИИС КУЭ осуществляется следующим образом: ССД АИИС КУЭ, подключен к УССВ. Часы ССД синхронизированы с часами GPS-приемника, входящего в состав УССВ. Сличение часов ССД АИИС КУЭ с часами УССВ проводится 1 раз в 30 мин. Коррекция проводится при расхождении часов УССВ и часов ССД на значение, превышающее  $\pm 1$  с (программируемый параметр).

Часы счетчика синхронизируются от часов ССД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и часов ССД более чем на  $\pm 2$  с (программируемый параметр).

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с/сутки.

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 «Межрегионэнергосбыт».

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 MS SQL Server). 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 TCP/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 - Метрологические значимые модули 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
ПО «Энергосфера»	Модуль импорта - экспорта	expimp.exe	Не ниже 6.4	55277FA614BAE00F CDA8D65945267CE9	MD5
	Модуль ручного ввода данных	HandInput.exe	Не ниже 6.4	E2C7BBD88F67F3AB B781222B97DED255	
	Модуль сервера опроса	PSO.exe	Не ниже 6.4	E011E2E8D24FC146E 874E6EE713DB3D0	
	Модуль предотвращения сбоев	SrvWDT.exe	Не ниже 6.4	D098C0267DA9909E6 054EB98A6A10042	
	Редактор расчетных схем	AdmTool.exe	Не ниже 6.4	0E84F140A399FB01C 9162681FA714E4B	
	Модуль администрирования системы	adcenter.exe	Не ниже 6.4	9D9940380E62BC822 D29EAB0EE10E1AB	
	Модуль «АРМ Энергосфера»	ControlAge.exe	Не ниже 6.4	DD5985B2FA5995B1 851FE8AC862BC93A	

- 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 <sub>ТТ</sub> ·К <sub>ТН</sub> ·К <sub>Сч</sub>	Наименование измеряемой величины	Метрологические характеристики ИК					
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреestra 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				
001	ОАО «Нефтяной Дом» 0,4 кВ КТП-1 Ввод-1	ТТ К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 3000/5 № 26101-03	A	ТА600	2010.03301	600	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 1,0	± 5,5				
			B	ТА600	2010.03302									
			C	ТА600	2010.03303									
		ТН	-	A	-						-			
				B										
				C										
		Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>Сч</sub> = 1 № 23345-07	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN							05379696	Реактивная	± 2,1	± 4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
002	ОАО «Нефтяной Дом» 0,4 кВ КТП-1 Ввод-2	ТТ	К <sub>T</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 3000/5 № 26101-03	A	ТА600	2010.03304	600	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 1,0	± 5,5
				B	ТА600	2010.03305					
				C	ТА600	2010.03306					
		ТН	-	A	-	-					
				B							
				C							
Счетчик	К <sub>T</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 23345-07	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN		05270678	Энергия реактивная	± 2,1	± 4,0				
003	ОАО «Нефтяной Дом» 0,4 кВ КТП-2 Ввод-1	ТТ	К <sub>T</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 3000/5 № 26100-03	A	TC12	35381	600	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 1,0	± 5,5
				B	TC12	35378					
				C	TC12	35380					
		ТН	-	A	-	-					
				B							
				C							
Счетчик	К <sub>T</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 23345-07	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN		04456040	Энергия реактивная	± 2,1	± 4,0				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
004	ОАО «Нефтяной Дом» 0,4 кВ КТП-2 Ввод-2	ТТ	К <sub>T</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 3000/5 № 26100-03	A	TC12	35373	600	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 1,0	± 5,5
				B	TC12	35374					
				C	TC12	35364					
		ТН	-	A	-	-					
				B							
				C							
Счетчик	К <sub>T</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 23345-07	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN		04445035	Энергия реактивная	± 2,1	± 4,0				
005	ОАО «Нефтяной Дом» 0,4 кВ КТП-3 Ввод-1	ТТ	К <sub>T</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 3000/5 № 26100-03	A	TC12	35375	600	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 1,0	± 5,5
				B	TC12	35369					
				C	TC12	35363					
		ТН	-	A	-	-					
				B							
				C							
Счетчик	К <sub>T</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 23345-07	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN		04456049	Энергия реактивная	± 2,1	± 4,0				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
006	ОАО «Нефтяной Дом» 0,4 кВ КТП-3 Ввод-2	ТТ	К <sub>T</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 3000/5 № 26100-03	A	ТС12	35377	600	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	± 1,0 ± 2,1	± 5,5 ± 4,0
				B	ТС12	35376					
				C	ТС12	35367					
		ТН	-	A	-	-					
				B							
				C							
Счетчик	К <sub>T</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 23345-07	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN		04444997							
007	ОАО «Башкирэнерго» СТЭЦ, ГПП, РУ 6 кВ, яч. 11, ф.1. Салаватнефтемаш	ТТ	К <sub>T</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 2000/5 № 1423-60	A	ТПШЛ-10	4023	24000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 5,5 ± 2,7
				B	-	-					
				C	ТПШЛ-10	4430					
		ТН	К <sub>T</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 6000/100 № 831-53	A	НТМИ-6	7142					
				B							
				C							
Счетчик	К <sub>T</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104062231							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
008	ОАО «Башкирэнерго» СТЭЦ, ГПС, РУ 6 кВ, яч. 9, ф.2. Салаватнефтемаш	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 2000/5 № 1423-60	А	ТПШЛ-10	4745	24000	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 1,1	± 5,5
				В	-	-					
				С	ТПШЛ-10	4591					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 6000/100 № 831-53	А	НТМИ-6	7142					
В											
С											
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0103060090		Реактивная	± 2,3	± 2,7			
009	ОАО «Башкирэнерго» СТЭЦ, ГПС, РУ 6 кВ, яч. 12, ф.12. Салаватнефтемаш	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 № 518-50	А	ТПОФ-10	43980	12000	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 1,1	± 5,5
				В	-	-					
				С	ТПОФ-10	43935					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 6000/100 № 831-53	А	НТМИ-6	7287					
В											
С											
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0103062096		Реактивная	± 2,3	± 2,7			
010	ОАО «Башкирэнерго» СТЭЦ, ГПС, РУ 6 кВ, яч. 38, ф.38. Салаватнефтемаш	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 № 518-50	А	ТПОФ-10	112807	12000	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 1,1	± 5,5
				В	-	-					
				С	ТПОФ-10	112810					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 6000/100 № 831-53	А	НТМИ-6	1460					
В											
С											
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0109063179		Реактивная	± 2,3	± 2,7			



Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
011	ОАО «Салаватнефтемаш» РП-2, РУ-6кВ, 2 СШ, яч.15, (ввод 3 с ГПП СТЭЦ, ф.1)	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 400/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10 У3	22946	4800	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 1,1	± 4,8
				B	-	-					
				C	ТПОЛ-10 У3	22948					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10 УХЛ2	2716110000002					
				B							
				C							
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 15697-09	Хитон X1QU-3КМЕ-Т2-00		11311805	Реактивная	± 2,5	± 3,9				
012	ОАО «Салаватнефтемаш» РП-2, РУ-6кВ, 1 СШ, яч.11, (ввод 2 с ГПП СТЭЦ, ф.2)	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10 У3	22933	7200	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 1,1	± 4,8
				B	-	-					
				C	ТПОЛ-10 У3	22934					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10 УХЛ2	2716110000003					
				B							
				C							
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 15697-09	Хитон X1QU-3КМЕ-Т2-00		11311804	Реактивная	± 2,5	± 3,9				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
013	ОАО «Салаватнефтемаш» РП-2, РУ-6кВ, 1 СШ, яч.3, (ввод 1 с ГПП СТЭЦ, ф.12А)	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 75/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10 У3	4089	900	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 1,1	± 4,8
				B	-	-					
				C	ТПОЛ-10 У3	4093					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10 УХЛ2	2716110000003					
				B							
				C							
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 15697-09	Хитон X1QU-3КМЕ-Т2-00		11311803	Реактивная	± 2,5	± 3,9				
014	ОАО «Салаватнефтемаш» РП-1, РУ-6кВ, 1 СШ, яч.1, (ввод 1 с ГПП СТЭЦ, ф.12Б)	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 100/5 № 22192-07	A	ТПЛ-10 М У2	4872	1200	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 1,1	± 4,8
				B	-	-					
				C	ТПЛ-10 М У2	4874					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10 УХЛ2	2716110000001					
				B							
				C							
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 15697-09	Хитон X1QU-3КМЕ-Т2-00		11311801	Реактивная	± 2,5	± 3,9				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
015	ОАО «Салаватнефтемаш» РП-1, РУ-6кВ, 2 СШ, яч.10, (ввод 2 с ГПП СТЭЦ, ф.38А)	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 75/5 № 22192-07	A	ТПЛ-10 М У2	4709	900	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 1,1	± 4,8
				B	-	-					
				C	ТПЛ-10 М У2	5027					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10 УХЛ2	2716110000001					
B											
C											
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 15697-09	Хитон X1QU-3КМЕ-Т2-00		11311802	Реактивная	± 2,5	± 3,9				
016	ОАО «Салаватнефтемаш» РП-2, РУ-6кВ, 2 СШ, яч.24, (ввод 4 с ГПП СТЭЦ, ф.38Б)	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10 У3	5084	2400	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 1,1	± 4,8
				B	-	-					
				C	ТПОЛ-10 У3	5081					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10 УХЛ2	2716110000002					
B											
C											
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 15697-09	Хитон X1QU-3КМЕ-Т2-00		11311806	Реактивная	± 2,5	± 3,9				

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 60 °С до 40°С, для счетчиков от минус 40 °С до 55 °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 «Межрегионэнергосбыт» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

С использованием ИВК АИИС КУЭ ОАО «Межрегионэнергосбыт» проводится информационный обмен с ИВК смежных АИИС КУЭ, указанных в таблице 3.

Таблица 3. Наименование смежных АИИС КУЭ

№ п.п.	Наименование смежных АИИС КУЭ	Номер в Госреестре
1	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Башкирэнерго» (ООО «БГК»)	46521-10
2	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»	35502-07
3	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»	39615-08
4	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ – «ПС 500 кВ Демьянская»	46475-10
5	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ВЛ 110 кВ «Оленья-Песцовая»	45047-10

Примечание:

1. 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 в соответствии с ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;

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;

– электросчётчик Меркурий 230ART – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 150\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в} = 2$  ч;

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 90\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в} = 2$  ч;

– электросчётчик «Хитон» – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70\,000$  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 сбоя 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;
- сервера;

– защита информации на программном уровне:

- результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);

- установка пароля на счетчик;
- 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;
- 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 «Межрегионэнергосбыт» типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Межрегионэнергосбыт» представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Межрегионэнергосбыт»

Наименование	Кол-во, шт.
1	2
Трансформатор тока ТА600	6
Трансформатор тока ТС12	12
Трансформатор тока ТПШЛ-10	4
Трансформатор тока ТПОФ-10	4
Трансформатор тока ТПОЛ-10 У3	8
Трансформатор тока ТПЛ-10 М У2	4
Трансформатор напряжения НТМИ-6	4
Трансформатор напряжения НАМИТ-10 УХЛ2	6
Счётчик электрической энергии Меркурий 230	6
Счётчик электрической энергии Хитон Х1QU-3КМЕ-Т2-00	6
Счётчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03	4
Сервер HP Proliant DL380R05	2

Продолжение таблицы 4

1	2
Коммутатор HP ProCurve Switch 2512	1
Ethernet сервер устройств NPort 5610	1
Источник бесперебойного питания APC Smart-UPS 5000VA/3750W	1
НКУ Метроника МС-225 – шкаф УССВ	1
Модем AnCom STF/D40011/105	1
GSM – модем Ancom RM	1
Преобразователь интерфейса RS-485/RS-232	1
АРМ с установленным специализированным ПО	2
Методика поверки	1
Руководство по эксплуатации	1

## Поверка

Осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Межрегионэнергосбыт». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в августе 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или по МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6√3...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации»;
- Счетчики электрической энергии Меркурий 230 - по документу "Методика поверки" АВЛГ.411152.021 РЭ1, согласованному с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 мая 2007 г.;
- Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- Счетчики электрической энергии трехфазные электронные многофункциональные «Хитон» - по документу «Счетчики электрической энергии электронные трехфазные многофункциональные «Хитон». Методика поверки АЛБН 001-00-00-00ИП», утвержденному ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева в июле 2003 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 «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Межрегионэнергосбыт».

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Межрегионэнергосбыт»**

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".

«Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета ОАО «Межрегионэнергосбыт».

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

Осуществление торговли и товарообменных операций.

#### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Роспроект-инжиниринг»

ООО «Роспроект-инжиниринг»

Адрес: 150054, г. Ярославль, ул. Тургенева, д. 17, оф. 602-620

Тел.: (4852)58-11-75

Факс: (4852)58-11-73

E-mail: [info@rospi.ru](mailto:info@rospi.ru)

WWW: [www.rospi.ru](http://www.rospi.ru)



**Заявитель**

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](http://www.mrg-sbyt.ru)

**Испытательный центр**

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

Ф.В.Булыгин

М.П.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.