

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОРЭ ООО «Энергетическая сбытовая компания Башкортостана»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОРЭ ООО «Энергетическая сбытовая компания Башкортостана» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, ИВК «ИКМ-Пирамида», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени (далее – УСВ) УСВ-2, технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации и программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

Измерительные каналы (далее – ИК) 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 интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы контроллера SDM-TC65, откуда по каналу связи стандарта GSM с помощью службы передачи данных GPRS/CSD в ИВК «ИКМ-Пирамида», расположенный в центре сбора и обработки информации (далее – ЦСОИ) ООО «Энергетическая сбытовая компания Башкортостана», где выполняется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отобра-

жение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

Передача информации в ПАК ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием ЭЦП субъекта рынка.

Дополнительно на верхний уровень АИИС КУЭ поступает информация об энергопотреблении из АИИС КУЭ ООО «Башкирские распределительные электрические сети» (Госреестр № 41171-09), АИИС КУЭ ООО «Башкирская сетевая компания» (Госреестр № 41792-09), АИИС КУЭ ОАО «Челябэнерго» (Госреестр № 36349-07), АИИС КУЭ ООО «БГК» (Госреестр № 52559-13). Перечень точек измерений АИИС КУЭ со стороны смежного субъекта ОРЭ, сбор данных с которых производится в рамках соглашений об информационном обмене, указан в таблице 5. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с сервера ИВК настоящей системы с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в ИВК ОАО «Челябэнергосбыт» (Госреестре № 54203-13).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчики и ИВК). Устройство синхронизации времени УСВ-2, входящее в состав ИВК, обеспечивает автоматическую коррекцию часов ИВК «ИКМ-Пирамида». УСВ-2 синхронизирует собственное системное время к единому координированному времени по сигналам синхронизации времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника. Предел допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени составляет не более  $\pm 10$  мкс. ИВК «ИКМ-Пирамида» периодически (1 раз в час) сравнивает свое системное время с часами УСВ-2. Независимо от наличия расхождения, ИВК «ИКМ-Пирамида» производит синхронизацию собственного системного времени с часами УСВ-2.

Синхронизация часов счетчика производится от устройства синхронизации системного времени (УССВ), входящего в состав ИВК АИИС КУЭ ОАО «Учалинский ГОК». УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД RTU-325L и счетчика. УССВ синхронизирует собственное системное время к единому координированному времени по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Коррекция часов УСПД проводится при обнаружении расхождения больше  $\pm 2$  с внутреннего времени в УСПД от времени в УССВ. Сличение часов счетчика с часами УСПД осуществляется с периодичностью 1 раз в 3 минуты, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 2$  с, но не чаще одного раза в сутки.

Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

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

Журналы событий счетчика электроэнергии и ИВК «ИКМ-Пирамида» отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc2 3ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2 884f5b356a1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр № 21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 – 4, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Номер точки измерений в методике измерений	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
			ТТ	ТН	Счётчик	Сервер	
1	18	ПС «Узельга» 110/6 кВ, ОРУ-110 кВ, СШ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Межозерная-Узельга	ТФЗМ 110Б-I 200/5 Кл.т. 0,5 А: Зав. № 61694 В: Зав. № 61492 С: Зав. № 61483	НКФ-110-57 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 А: Зав. № 11543; 12234 В: Зав. № 12324; 11603 С: Зав. № 12298; 12301	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806102510	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 490	активная  реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ( $\pm \delta$ ), %			Погрешность в рабочих условиях, ( $\pm \delta$ ), %		
		$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
1 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	1,3	1,4	2,3	1,9	2,3	2,9
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,5	1,7	3,0	2,1	2,5	3,5
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	2,4	3,0	5,5	3,0	3,4	5,8

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ( $\pm \delta$ ), %			Погрешность в рабочих условиях, ( $\pm \delta$ ), %		
		$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
1 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	2,8	2,1	1,6	4,5	4,1	3,8
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	3,6	2,6	1,8	5,0	4,4	3,9
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	6,7	4,6	2,8	7,3	5,7	4,4

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Нормальные условия эксплуатации:
  - параметры сети: диапазон напряжения (0,99 – 1,01)  $U_{ном}$ ; диапазон силы тока (0,05 – 1,2)  $I_{ном}$ , частота (50 $\pm$ 0,15) Гц; коэффициент мощности  $\cos j = 0,5; 0,8; 0,9$  инд.;
  - температура окружающей среды:
    - ТТ и ТН от минус 45 °С до плюс 40 °С;
    - счетчиков от плюс 21 °С до плюс 25 °С;
    - ИВК от плюс 10 °С до плюс 25 °С;
  - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.
- 4 Рабочие условия эксплуатации:
  - для ТТ и ТН:
    - параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1)  $U_{Н1}$ ; диапазон силы первичного тока (0,05 – 1,2)  $I_{Н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos j$  ( $\sin j$ ) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50  $\pm$  0,4) Гц;
    - температура окружающего воздуха от минус 45 °С до плюс 40 °С.
  - для счетчиков электроэнергии:
    - параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1)  $U_{Н2}$ ; диапазон силы вторичного тока (0,02 – 1,2)  $I_{Н2}$ ; коэффициент мощности  $\cos j$  ( $\sin j$ ) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50  $\pm$  0,4) Гц;
    - температура окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 60 °С;
    - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.
- 5 Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos j = 0,5; 0,8; 0,9$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до плюс 35 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Перечень точек измерений АИИС КУЭ со стороны смежного субъекта ОРЭ, результаты измерений по которым получают в рамках соглашения об информационном обмене

№ пп	№ ИК в АИИС КУЭ	Наименование точки измерений	Наименование АИИС КУЭ	Наименование смежного по отношению к ООО «ЭСКБ» субъекта ОРЭМ	Номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2	3	4	5	6
1	106	БашРЭС-Уфа, ПС «б. Ока» 35/10 кВ, ВЛ-35 кВ Сажино – Б.Ока	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирские распределительные электрические сети»	ОАО «Свердловэнергосбыт»	41171-09
2	7	ПС 500/220/110/10 кВ Буйская ВЛ-110 кВ Буйская-Гожан 2	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирская сетевая компания» (АИИС КУЭ ООО «БСК»)	ОАО «Пермэнергосбыт»	41792-09
3	8	ПС 500/220/110/10 кВ Буйская ОВ-110 кВ			
4	56	БашРЭС-НЕФТЕКАМСК, ПС «Янаул» 110/35/6 кВ, ВЛ-110 Чернушка 3	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирские распределительные электрические сети»	ОАО «Пермэнергосбыт»	41171-09

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
5	57	БашРЭС-НЕФТЕКАМСК, ПС «Янаул» 110/35/6 кВ, ВЛ-110 Чернушка 4	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирские распределительные электрические сети»	ОАО «Пермэнергосбыт»	41171-09
6	58	БашРЭС-НЕФТЕКАМСК, ПС «Янаул» 110/35/6 кВ, ОВМ-110	Система автоматизированная информа- ционно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкир- ские распределительные электрические сети»	ОАО «Пермэнергосбыт»	41171-09
7	37	БашРЭС-НЕФТЕКАМСК, ПС «Сандугач» 110/6 кВ, ВЛ-110 ПС Гондырь	Система автоматизированная информа- ционно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкир- ские распределительные электрические сети»	ОАО «Пермэнергосбыт»	41171-09
8	42	БашРЭС-НЕФТЕКАМСК, ПС «Татышлы» 110/35/10 кВ, ВЛ-110 Чернушка 1	Система автоматизированная информа- ционно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкир- ские распределительные электрические сети»	ОАО «Пермэнергосбыт»	41171-09
9	43	БашРЭС-НЕФТЕКАМСК, ПС «Татышлы» 110/35/10 кВ, ВЛ-110 Чернушка 2	Система автоматизированная информа- ционно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкир- ские распределительные электрические сети»	ОАО «Пермэнергосбыт»	41171-09
10	44	БашРЭС-НЕФТЕКАМСК, ПС «Татышлы» 110/35/10 кВ, ОВ-110	Система автоматизированная информа- ционно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкир- ские распределительные электрические сети»	ОАО «Пермэнергосбыт»	41171-09

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
11	26	ПС Абзаково Ввод 10 кВ	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Челябэнерго»	ОАО «Челябэнергосбыт»	36349-07
12	27	ПС Абзаково ТСН 0,4 кВ	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Челябэнерго»	ОАО «Челябэнергосбыт»	36349-07
13	24	ПС Абзаково яч. № 7 ВЛ-10 кВ «Буревестник»	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Челябэнерго»	ОАО «Челябэнергосбыт»	36349-07
14	25	ПС Абзаково яч. № 8 ВЛ-10 кВ «Совхоз»	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Челябэнерго»	ОАО «Челябэнергосбыт»	36349-07
15	10	ПС 220/110/10 кВ Иремель ВЛ-110 кВ Уйская-Иремель	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирская сетевая компания» (АИИС КУЭ ООО «БСК»)	ОАО «Челябэнергосбыт»	41792-09
16	13	ПС 220/110/10 кВ Иремель ОВ-110 кВ	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирская сетевая компания» (АИИС КУЭ ООО «БСК»)	ОАО «Челябэнергосбыт»	41792-09

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
17	82	БашРЭС-Белорецк, ПС «Межозерная» 110/35/6 кВ, ЛЭП-110 ПС Узельга	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирские распределительные электрические сети»	ОАО «Челябэнергосбыт»	41171-09
18	83	БашРЭС-Белорецк, ПС «Межозерная» 110/35/6 кВ, ЛЭП-35 ПС Урляды	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирские распределительные электрические сети»	ОАО «Челябэнергосбыт»	41171-09
19	84	БашРЭС-Белорецк, ПС «Межозерная» 110/35/6 кВ, ЛЭП-35 ПС Карагайский бор	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирские распределительные электрические сети»	ОАО «Челябэнергосбыт»	41171-09
20	28	ПС Кизил ВЛ-35кВ «Водозабор»	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Челябэнерго»	ОАО «Челябэнергосбыт»	36349-07
21	88	БашРЭС-Белорецк, ПС «Сибайский ПП» 110/6 кВ, ВЛ-110 Кизил	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирские распределительные электрические сети»	ОАО «Челябэнергосбыт»	41171-09
22	89	БашРЭС-Белорецк, ПС «Сибайский ПП» 110/6 кВ, ВЛ-110 ОВ-110	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирские распределительные электрические сети»	ОАО «Челябэнергосбыт»	41171-09

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
23	30	ПС Агаповка ВЛ-110 кВ «ПС 90»	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Челябэнерго»	ОАО «Челябэнергосбыт»	36349-07
24	31	ПС Агаповка ВЛ-110 кВ «Сибай ППЗ»	Система автоматизированная информа- ционно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Челябэнер- го»	ОАО «Челябэнергосбыт»	36349-07
25	32	ПС Агаповка ОВ-110 кВ	Система автоматизированная информа- ционно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Челябэнер- го»	ОАО «Челябэнергосбыт»	36349-07
26	7	БашРЭС-УФА, ПС «Ново-Субай» 110/10 кВ, ВЛ-110 ПС Симская	Система автоматизированная информа- ционно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкир- ские распределительные электрические сети»	ОАО «Челябэнергосбыт»	41171-09
27	34	БашРЭС-УФА, ПС «Улу-Теляк» 110/10 кВ, ПС Симская	Система автоматизированная информа- ционно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкир- ские распределительные электрические сети»	ОАО «Челябэнергосбыт»	41171-09
28	63	БашРЭС-УФА, ПС «Казаяк» РУ-10 кВ, ВВ-10 2Т	Система автоматизированная информа- ционно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкир- ские распределительные электрические сети»	ОАО «Челябэнергосбыт»	41171-09

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
29	35	БашРЭС-УФА, ПС «Улу-Теляк» 110/10 кВ, АМЗ	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирские распределительные электрические сети»	ОАО «Челябэнергосбыт»	41171-09
30	62	БашРЭС-УФА, ПС «Казаяк» РУ-10 кВ, ВВ-10 1Т	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирские распределительные электрические сети»	ОАО «Челябэнергосбыт»	41171-09
31	10	БашРЭС-УФА, ПС «Ургала» 110/10 кВ, Ввод № 1	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирские распределительные электрические сети»	ОАО «Челябэнергосбыт»	41171-09
32	8	БашРЭС-УФА, ПС «Ургала» 110/10 кВ, ТСН-1	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирские распределительные электрические сети»	ОАО «Челябэнергосбыт»	41171-09
33	12	БашРЭС-УФА, ПС «Ново-Белокатай» 110/35/10 кВ, ВМ-110 1Т	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирские распределительные электрические сети»	ОАО «Челябэнергосбыт»	41171-09
34	13	БашРЭС-УФА, ПС «Ново-Белокатай» 110/35/10 кВ, ВМ-110 2Т	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирские распределительные электрические сети»	ОАО «Челябэнергосбыт»	41171-09

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
35	11	БашРЭС-УФА, ПС «Ургала» 110/10 кВ, Ввод № 2	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирские распределительные электрические сети»	ОАО «Челябэнергосбыт»	41171-09
36	9	БашРЭС-УФА, ПС «Ургала» 110/10 кВ, ТСН-2	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирские распределительные электрические сети»	ОАО «Челябэнергосбыт»	41171-09
37	6	ПС Нязепетровск ВЛ-35 кВ «Белокатай»	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Челябэнерго»	ОАО «Челябэнергосбыт»	36349-07
38	104	БашРЭС-Уфа, ПС «Еланлино» 35/10 кВ, ВЛ-35 М.ЛОГ	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирские распределительные электрические сети»	ОАО «Челябэнергосбыт»	41171-09
39	38	ПС Первогорская ВЛ-35 кВ «Бурлы»	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Челябэнерго»	ОАО «Челябэнергосбыт»	36349-07
40	39	ПС Первогорская ВЛ-6 кВ «Ишимбаево-1»	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Челябэнерго»	ОАО «Челябэнергосбыт»	36349-07

Окончание таблицы 5

1	2	3	4	5	6
41	40	ПС Первогорская ВЛ-6 кВ «Ишимбаево-2»	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Челябэнер-го»	ОАО «Челябэнергосбыт»	36349-07
42	5	ПС Перевоз ВЛ-10 кВ «Белянка»	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Челябэнер-го»	ОАО «Челябэнергосбыт»	36349-07
43	107	БашРЭС-Уфа, ТП-394 10/0,4 кВ, ВЛТ 0,4 кВ	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирские распределительные электрические сети»	ОАО «Челябэнергосбыт»	41171-09
44	70	БашРЭС-УФА, ПС «Малояз» 110/35/10 кВ, Илек	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирские распределительные электрические сети»	ОАО «Челябэнергосбыт»	41171-09
45	41	КТП 10/0,4 кВ д. Лука Ввод 10 кВ	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Челябэнер-го»	ОАО «Челябэнергосбыт»	36349-07
46	33	ПС Пионерлагерь ВЛ-35 кВ «Ахуново»	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Челябэнер-го»	ОАО «Челябэнергосбыт»	36349-07
47	2.7	КГРЭС; СШ-500 кВ; ВЛ-500 кВ КГРЭС - Удмуртская	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «БГК»	ОАО «Татэнергосбыт»	52559-13

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в} = 2$  ч;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 35000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в} = 2$  ч;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в} = 2$  ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- 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 ИВК «ИКМ-Пирамида»:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и ИВК «ИКМ-Пирамида»;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - ИВК «ИКМ-Пирамида».
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчика;
  - ИВК «ИКМ-Пирамида».

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК «ИКМ-Пирамида» (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОРЭ ООО «Энергетическая сбытовая компания Башкортостана» типографским способом.

### Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-1	26420-04	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	14205-05	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Комплексы информационно-вычислительные	ИКМ-Пирамида	45270-10	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 58406-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОРЭ ООО «Энергетическая сбытовая компания Башкортостана». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июле 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»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- УСВ-2 – по документу «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ. 237.00.001И1», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – по документу «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки. ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2010 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 °С до плюс 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 «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии ОРЭ ООО «Энергетическая сбытовая компания Башкортостана» и измерительно-информационных комплексов ОРЭ ООО «Энергетическая сбытовая компания Башкортостана» », аттестованной ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

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

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.

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

- при осуществлении торговли.

#### **Изготовитель**

ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д.8

Тел.: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 42-45-02

E-mail: [st@sicon.ru](mailto:st@sicon.ru)

#### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Центр энергетических решений»

ООО «Центр энергетических решений»

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 40

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»  
(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел/факс: (495)437-55-77 / 437 56 66

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://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.