

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мордовская энергосбытовая компания» (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 и ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83 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 электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ТОК-С (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру.

3 -й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) состоит из двух центров сбора и обработки информации – ЦСОИ ОАО «Мордовэнерго» и ЦСОИ ОАО «Мордовская энергосбытовая компания».

ЦСОИ ОАО «Мордовэнерго» включает в себя сервер сбора данных ОАО «Мордовэнерго», устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УССВ-35 HVS, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

ЦСОИ ОАО «Мордовская энергосбытовая компания» включает в себя сервер сбора данных ОАО «Мордовская энергосбытовая компания», устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав. № 1495), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из трех 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.

Для ИК № 1, 2 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД ТОК-С, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы по основному и резервному каналам сотовой связи стандарта GSM, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-232 поступает на GSM-модем, далее по сотовым каналам связи стандарта GSM поступает непосредственно в ЦСОИ ОАО «Мордовэнерго», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Из ЦСОИ ОАО «Мордовэнерго» данные по сети Internet передаются в ЦСОИ ОАО «Мордовская энергосбытовая компания», где импортируются в базу данных и передаются в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

Передача информации по группам точек поставки 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе УСВ-1. УСВ-1 синхронизирует собственное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ-1. Предел допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени составляет не более 0,5 с. Сервер сбора данных ОАО «Мордовская энергосбытовая компания» периодически (1 раз в 1 час) сравнивает своё системное время с УСВ-1, корректировка часов сервера сбора данных осуществляется независимо от наличия расхождения.

УССВ-35 HVS синхронизирует часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника, с ошибкой  $\pm 1$  мкс. Вне зависимости от наличия расхождения сервер сбора данных ОАО «Мордовэнерго» производит синхронизацию собственного системного времени с УССВ.

Во время сеанса связи (4 раза в сутки) сервера сбора данных ОАО «Мордовэнерго» с УСПД ТОК-С осуществляется сравнение и синхронизация системного времени.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД ТОК-С производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка осуществляется при обнаружении расхождения показаний часов счетчиков и УСПД ТОК-С (или ИВК для ИК № 3-12), но не чаще 1 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, УСПД и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО 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 – Метрологические значимые модули 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	ParsePiramide.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	530d9b0126f7cdc23 ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e28 84f5b356a1d1e75	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».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 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	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	ИВКЭ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС Березники 110/35/10 кВ, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 9	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 8132 Зав. № 7827	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав. № 791	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0603110254	ТОК-С Зав. № 8168	активная  реактивная
2	ПС Березники 110/35/10 кВ, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 16	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 6719 Зав. № 5070	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав. № 782	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 08072755		активная  реактивная
3	ПС «Пичеуры» 35/10 кВ, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 2	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Зав. № 53647 Зав. № 23289	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав. № 829	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 08072736	—	активная  реактивная
4	ПС «Пичеуры» 35/10 кВ, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 10	ТОЛ 10-1 Кл.т. 0,5 75/5 Зав. № 6871 Зав. № 1041	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 5088	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 04070319	—	активная  реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ПС 110/35/10 «Бедно-демьяновск» ОРУ-35 кВ 1 СШ яч. 1 ВЛ-35 кВ «Беднодемьяновск-Ачадово»	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 38310 Зав. № 14613	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000:√3/100:√3 Зав. № 1149718 Зав. № 1149720 Зав. № 1134562	EA05RAL-P3C-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01013382	—	активная реактивная
6	ПС Ардатов 110/35/10 2 СШ ОРУ-110 кВ ВЛ-110 кВ «Ардатов – Хмельмаш»	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 51682 Зав. № 62160 Зав. № 51722	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 51298 Зав. № 51128 Зав. № 49310	EA05RAL-P3S-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01013371	—	активная реактивная
7	ПС Теньгушево 110/35/10 кВ 2 СШ ВЛ-110 кВ «Новосельская – Теньгушево»	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 51824 Зав. № 59991 Зав. № 353	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 32956 Зав. № 32914 Зав. № 32982	EA05RAL-P2C-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01083312	—	активная реактивная
8	ПС 110/6 кВ Первомайск; ВЛ-110 кВ «Первомайск – Ельники»	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 42474 Зав. № 42479 ТФНД-110М Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 5758	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 24143 Зав. № 23884 НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 5686	EA05RAL-P2C-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01082657	—	активная реактивная

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	ПС 110/6 кВ Первомайск; ВЛ-110 кВ «Первомайск – Темников»	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 58060 Зав. № 58067 Зав. № 58064	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 24143 Зав. № 23884 НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 5686	EA05RAL-P2C-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01082656	—	активная  реактивная
10	ПС 110/6 кВ Первомайск; ОМВ-110 кВ	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 25224 Зав. № 25266 Зав. № 25260	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 1101317 Зав. № 24149 Зав. № 24146	EA05RAL-P2C-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01082660	—	активная  реактивная
11	ПС 110/35/10 кВ Починки; ВЛ-110 кВ «Починки – Ичалки»	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 1003 Зав. № 6154 Зав. № 6159	НКФ-110-57 Кл.т. 1 110000:√3/100:√3 Зав. № 762054 Зав. № 762052 Зав. № 702049	EA05RAL-P3C-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01083321	—	активная  реактивная
12	ПС 35/10 кВ Б. Болдино; ВЛ-35 кВ «Б. Болдино – Б. Игнатово»	ТФНД-35М Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 8754 Зав. № 8747	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000:√3/100:√3 Зав. № 1273443 Зав. № 1410296 Зав. № 1134934	EA05RALX-P1C-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01032152	—	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 0,2; Сч 0,5S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	1,1	1,2	2,0	1,7	1,9	2,5
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,4	1,6	2,8	1,9	2,2	3,2
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	2,5	2,9	5,4	2,8	3,2	5,6
2,3 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	1,1	1,2	2,0	1,7	1,9	2,5
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,4	1,6	2,8	1,9	2,2	3,2
	$0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	2,3	2,9	5,4	2,6	3,2	5,6
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$	2,5	3,0	5,4	2,8	3,3	5,6
4-10, 12 (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	1,8	2,0	2,7
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,5	1,7	3,0	2,0	2,3	3,3
	$0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	2,4	2,9	5,5	2,7	3,3	5,7
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$	2,6	3,1	5,6	2,9	3,4	5,7
11 (ТТ 0,5; ТН 1; Сч 0,5S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	1,7	1,9	3,2	2,1	2,4	3,5
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,9	2,2	3,7	2,3	2,6	4,0
	$0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	2,6	3,2	5,9	2,9	3,5	6,1
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$	2,8	3,3	6,0	3,1	3,6	6,1

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	2	3	4	5	6	7	8
1 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	2,5	1,9	1,5	4,0	3,7	3,5
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	3,4	2,5	1,7	4,6	4,0	3,6
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	6,3	4,5	2,7	7,1	5,5	4,1
2,3 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	2,2	1,6	1,1	2,4	1,8	1,3
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	3,2	2,3	1,4	3,4	2,4	1,6
	$0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	6,2	4,3	2,4	6,4	4,4	2,6
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$	6,2	4,3	2,5	6,5	4,5	2,7
4 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	2,7	2,0	1,4	2,4	2,0	1,4
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	3,6	2,5	1,7	3,1	2,6	1,7
	$0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	6,5	4,5	2,7			
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$	6,6	4,6	2,8	5,6	4,6	2,8
5-10, 12 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	2,6	2,1	1,6	3,1	2,6	2,1
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	3,5	2,7	1,8	4,1	3,1	2,3
	$0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	6,4	4,3	2,5	6,9	4,9	3,2
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$	6,4	4,7	2,9	7,3	5,3	3,6

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
11 (ТТ 0,5; ТН 1; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	3,6	2,8	2,0	4,0	3,1	2,4
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	4,3	3,2	2,2	4,8	3,6	2,6
	$0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	6,8	4,7	2,8	7,3	5,2	3,4
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$	6,8	5,0	3,1	7,7	5,6	3,7

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) Уном; диапазон силы тока (0,01 – 1,2) Ином; частота (50±0,15) Гц; коэффициент мощности  $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 0,9$  инд.;

- температура окружающей среды:

- ТТ и ТН от минус 40 °С до плюс 35 °С;

- счетчиков от плюс 21 °С до плюс 25 °С;

- УСПД от плюс 15 °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 (0,01 – 1,2)  $I_{Н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 ± 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 (0,01 – 1,2)  $I_{Н2}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 ± 0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха: от минус 40 °С до плюс 55 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 0,9$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 °С до плюс 30 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД 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.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

- счётчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.02 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 90\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

- счётчик электрической энергии ЕвроАЛЬФА – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 50\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

- устройство сбора и передачи данных ТОК-С – среднее время наработки на отказ

- не менее  $T = 80\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч;
- устройство синхронизации времени УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 35\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
  - сервер IBM xSeries 345/2 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 35\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.
  - сервер HP Proliant DL360 G5 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 256\ 554$  часов, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 0,5$  ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания серверов и УСПД 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 УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - серверов;
  - УСПД.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчика;
  - сервера;
  - УСПД.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (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 ЕвроАЛЬФА - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях (4 канала) 74 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- электросчетчик ПСЧ-4ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.02 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;

- УСПД - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу - 40 суток; при отключении питания - не менее 3 лет;
- сервер IBM xSeries 345/2 - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована);
- сервер HP Proliant DL360 G5 - 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) ОАО «Мордовская энергосбытовая компания» типографским способом.

### Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2473-69	4
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	1856-63	2
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-І	15128-03	2
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	3690-73	2
Трансформаторы тока климатического исполнения VI, ХЛ1	ТФЗМ-110Б-1У1	2793-88	11
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М ТФЗМ-110Б-1У1	2793-71	7
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	3689-73	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	11094-87	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-00	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	912-70	6
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	1188-84	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	14205-94	5
Трансформаторы напряжения	НКФ-110	26452-04	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	1188-58	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07	1
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	20175-01	3
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	16666-97	8
Устройства сбора и передачи данных	ТОК-С	13923-09	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

## **Поверка**

осуществляется по документу МП 58486-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мордовская энергосбытовая компания». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в августе 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 ПСЧ-4ТМ.05М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20 ноября 2007 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02 – в соответствии с документом «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087РЭ1», согласованным с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 08 января 2004 г.;
- счетчиков ЕвроАЛЬФА – в соответствии с документом Методика поверки «Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА)», утвержденному ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 1998 г.;
- устройств сбора и передачи данных ТОК-С – в соответствии с разделом «Указания по поверке» документа «Устройство сбора данных «ТОК-С». Инструкция по эксплуатации. АМР1.00.00 ИЭ», согласованным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 1994 г.;
- устройства синхронизации времени УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 15 декабря 2004 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 ОАО «Мордовская энергосбытовая компания» для оптового рынка электрической энергии (АИИС КУЭ ОАО «Мордовская энергосбытовая компания»)), 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) ОАО «Мордовская 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.

**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.