

Регистрационный № 92226-24

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Чувашская энергосбытовая компания» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, а также автоматизированного сбора, хранения, обработки и передачи информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АО «Чувашская энергосбытовая компания», устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчика электрической энергии. В счетчике электрической энергии мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электрической энергии вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации представляется как:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на второй - верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача,

оформление отчетных документов, отображение информации, передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «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 электронно-цифровой подписи.

Сервер АО «Чувашская энергосбытовая компания» обеспечивает в автоматизированном режиме прием/передачу измерительной информации от АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, в виде макетов XML, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ обеспечивает синхронизацию шкал времени всех компонентов системы с национальной шкалой времени UTC(SU).

В качестве основного источника синхронизации используются сигналы глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС, по которым синхронизируется УССВ типа РСТВ-01-01, обеспечивающее формирование и передачу шкалы времени, синхронизированной с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

В качестве резервного источника синхронизации используются NTP-серверы ФГУП «ВНИИФТРИ» (первого уровня, Stratum 1), обеспечивающие передачу информации о точном времени через глобальную сеть Интернет. По данным NTP-серверам, по NTP протоколу синхронизируются сервер АО «Чувашская энергосбытовая компания». Таким образом обеспечивается постоянное обновление данных о текущем значении времени на всех компонентах АИИС КУЭ. Резервный источник синхронизации используется при выходе из строя основного.

Синхронизация часов сервера АО «Чувашская энергосбытовая компания» осуществляется УССВ. Коррекция часов сервера происходит при расхождении часов сервера и времени УССВ более чем на $\pm 0,5$ с.

Сервер АО «Чувашская энергосбытовая компания» осуществляет синхронизацию времени счетчиков. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера происходит не реже 1 раза в сутки. Коррекция осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 2 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отражают факты коррекции времени с указанием времени (включая секунды) коррекции указанных устройств, величины коррекции корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 001 средства измерений указывается в формуляре. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». ПО «Пирамида 2.0» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2.0 Пром»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.8
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CalcClients.dll)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CalcLeakage.dll)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CalcLosses.dll)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, Metrology.dll)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ParseBin.dll)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ParseIEC.dll)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ParseModbus.dll)	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ParsePiramida.dll)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SynchronSI.dll)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, VerifyTime.dll)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ
1		2	3	4	5
1	ПС ЯМЗ 110/35/10 кВ, I СШ 10 кВ, яч.55	ТФЗМ-35А-У1 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69	ТЕ3000.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12
2	ПС ЯМЗ 110/35/10 кВ, II СШ 10 кВ, яч.56	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69	ТЕ3000.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	
3	ПС ЯМЗ 110/35/10 кВ, Ввод 0,4 ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 71031-18	-	ТЕ3000.06 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	
4	ПС 110 кВ Кокшайск, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Кабельная-Кокшайск участок Уржумка- Кокшайск	ф. А, С ТФЗМ-110Б-1У1 ф. В ТФЗМ 110Б-1 Кл. т. 0,5 600/5 ф. А, С Рег. № 2793-71 ф. В Рег. № 26420-04	НКФ110-83У1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84	ТЕ3000.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	
5	ПС 110 кВ Уржумка, 1 СШ 6 кВ, яч.3, ВЛ 6 кВ Уржумка - Черное Озеро	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 51623-12	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05	ТЕ3000.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	
6	ПС 110 кВ Сидельниково, ввод 6 кВ Т1	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87	ТЕ3000.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
7	ПС 110 кВ Сидельниково, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 50/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12
8	ПС 110 кВ Россия, 1 СШ 10 кВ, яч.15	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
9	ПС 110 кВ Россия, 2 СШ 10 кВ, яч.14	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	ТЕ3000.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	
10	ПС 110 кВ Россия, ввод 0,23 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 36382-07	-	ТЕ3000.06 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	
11	ПС 110 кВ Россия, ввод 0,23 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
12	ПС 110 кВ Сундырь, 1 СШ 10 кВ, яч.15	ф. А, С ТЛК ф. В ТЛК-10 Кл. т. 0,5 1000/5 ф. А, С Рег. № 42683-09 ф. В Рег. № 9143-06	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	ТЕ3000.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
13	ПС 110 кВ Сундырь, 2 СШ 10 кВ, яч.18	ф. А, С ТЛК ф. В ТЛК-10 Кл. т. 0,5 1000/5 ф. А, С Рег. № 42683-09 ф. В Рег. № 9143-06	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	ТЕ3000.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12
14	ПС 110 кВ Сундырь, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-02	-	ТЕ3000.06 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	
15	ПС 110 кВ Сундырь, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-02	-	ТЕ3000.06 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	
16	ПС 110 кВ Сундырь, 2 СШ 10 кВ, яч.10, ВЛ 10 кВ №28 Дружба	ТЛК10 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	ТЕ3000.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	
17	ПС 110 кВ Сундырь, 2 СШ 10 кВ, яч.12, ВЛ 10 кВ №26 Сила	ТЛК10 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	ТЕ3000.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	
18	ПС 110 кВ Катраси, 1 СШ 110 кВ, яч.3, ВЛ 110 кВ Катраси – Еласы I цепь	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 150/5 Рег. № 2793-71	НКФА Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 49583-12	ТЕ3000.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	
19	ПС 110 кВ Катраси, 2 СШ 110 кВ, яч.4, ВЛ 110 кВ Катраси – Еласы II цепь	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 150/5 Рег. № 2793-71	НКФА Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 49583-12	ТЕ3000.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
20	ПС 110 кВ Северная, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.12, 2 КЛ 6 кВ	ТЛК10-5 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 9143-01	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	ТЕ3000.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12
21	ПС 110 кВ Северная, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч.45, 2 КЛ 6 кВ	ТЛК10-5 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 9143-01	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05	ТЕ3000.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	
22	ЦРП-2 6 кВ, яч.9, 2 КЛ 6 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59	НТМК-6-48 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 323-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
23	КТП №3/160 10 кВ, ввод 0,4 кВ ТМ-160	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 150/5 Рег. № 67928-17	-	РиМ 489.30 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64195-16	
24	КТП №1/63 10 кВ, ввод 0,4 кВ ТМ-63	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 75/5 Рег. № 67928-17	-	РиМ 489.30 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64195-16	
25	КТП №1/100 10 кВ, ввод 0,4 кВ ТМ-100/10	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 75/5 Рег. № 67928-17	-	РиМ 489.30 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64195-16	
26	КТП №2/250 10 кВ, ввод 0,4 кВ ТМ-250/10	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 75/5 Рег. № 67928-17	-	РиМ 489.30 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64195-16	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
27	КТП №3/160 10 кВ, ввод 0,4 кВ ТМ-160/10	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 75/5 Рег. № 67928-17	-	РиМ 489.30 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64195-16	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12
28	КТП №4/63 10 кВ, ввод 0,4 кВ ТМ-63/10	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5 Рег. № 67928-17	-	РиМ 489.30 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64195-16	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1, 2, 4, 5, 20, 21	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
3, 7, 10, 11, 14, 15	Активная	0,8	5,3
	Реактивная	1,9	2,8
6, 9, 12, 13, 16-19	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,0	2,8
8, 22	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,8
23-28	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,1	4,0
Пределы допускаемых смещений шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU), с		± 5	
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	28
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С 	<p>от 98 до 102</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 0,5 инд. до 0,8 емк.</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 0,5 инд. до 0,8 емк.</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от -40 до +65</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
- температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С - температура окружающей среды для сервера, °С	от -40 до +60 от +15 до +35
Надежность применяемых компонентов: Электросчетчики ТЕ3000 (рег. № 77036-19), СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03 (рег. № 27524-04): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Электросчетчики РиМ 489.30 (рег. № 64195-16): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Радиосервер точного времени РСТВ-01-01 (рег. № 40586-12): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	220000 2 90000 2 180000 2 55000 0,99 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее ИВК: - хранение результатов измерений, состояний средств измерений (функция автоматизирована), лет, не менее	45 30 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания ИВК 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 сервера:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;

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, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра на систему АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт
1	2	3
Трансформатор тока	ТФЗМ-35А-У1	2
Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10	4
Трансформатор тока	Т-0,66	31
Трансформатор тока измерительный	ТФЗМ-110Б-1У1	2
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-І	1
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10	6
Трансформатор тока	ТЛК	4
Трансформатор тока	ТЛК-10	2
Трансформатор тока	ТЛК10	4
Трансформатор тока измерительный	ТФНД-110М	6
Трансформатор тока	ТЛК10-5	4
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформатор напряжения антирезонансный трехфазный	НАМИ-10-95УХЛ2	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	4
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформатор напряжения	НКФА	6
Трансформатор напряжения измерительный, трехфазный, двухобмоточный, с масляным заполнением, стационарный, с номинальным напряжением 6000 и 3000 В	НТМК-6-48	1
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный - измеритель ПКЭ	ТЕ3000.02	14
Счетчик электрической энергии многофункциональный - измеритель ПКЭ	ТЕ3000.06	4
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	2

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	2
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	РиМ 489.30	6
Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1
Программное обеспечение	Пирамида 2.0	1
Формуляр	ЧЭСК.151123.021 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Чувашская энергосбытовая компания», аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», г. Магнитогорск, уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314868.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»

Правообладатель

Акционерное общество «Чувашская энергосбытовая компания»

(АО «Чувашская энергосбытовая компания»)

ИНН 2128700232

Юридический адрес: 428020, Чувашская Республика - Чувашия, г. Чебоксары, ул. Федора Гладкова, д. 13, к. а

Телефон: +7 (8352) 36-80-04

Факс: +7 (8352) 56-05-38

E-mail: priem@ch-sk.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Чувашская энергосбытовая компания»

(АО «Чувашская энергосбытовая компания»)

ИНН 2128700232

Адрес: 428020, Чувашская Республика - Чувашия, г. Чебоксары, ул. Федора Гладкова, д. 13, к. а

Телефон: +7 (8352) 36-80-04

Факс: +7 (8352) 56-05-38

E-mail: priem@ch-sk.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

ИНН 7444052356

Адрес места осуществления деятельности: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск,
ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 23

Телефон: +7 (351) 951-02-67

E-mail: encomplex@yandex.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312235