

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «29» мая 2023 г. № 1095

Регистрационный № 89177-23

Лист № 1  
Всего листов 27

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителей (14 очередь)

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителей (14 очередь) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ (измерительные каналы (ИК) №№ 1-30) состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основные и/или резервные), филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье - Ивэнгерго» и АО «ЧЗМК»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье - Ивэнгерго», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

АИИС КУЭ (ИК №№ 31-41) состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2». ИВК в части сервера ОАО «РЖД» единомоментно работает либо на основном сервере, либо на резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье - Ивэнерго» создан на базе ПО «Пирамида-Сети».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 1-24 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), с выходов счетчиков ИК №№ 25-26 – на входы УСПД филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье - Ивэнерго», с выходов счетчиков ИК №№ 27-30 на входы УСПД АО «ЧЗМК», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков ИК №№ 1-24 любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. ИВКЭ ОАО «РЖД» единомоментно работает либо на основном УСПД, либо на резервном.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», с УСПД филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье - Ивэнерго» – на сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье - Ивэнерго», с УСПД АО «ЧЗМК» – на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Не реже одного раза в сутки сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье - Ивэнерго» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 31-41 при помощи технических средств приёма-передачи данных по каналу связи стандарта GSM поступает на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», где осуществляется обработка, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 6.

СОЕВ включает в себя серверы точного времени Метроном-50М, устройства синхронизации времени УСВ-3, устройство синхронизации времени УСВ-2, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье - Ивэнерго», часы УСПД и счётчиков.

Серверы точного времени Метроном-50М, устройства синхронизации времени УСВ-3, устройство синхронизации времени УСВ-2 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени (основного и резервного) типа Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна  $\pm 1$  с (параметр программируемый).

Уровень ИВК ОАО «РЖД» оснащен устройствами синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и соответствующим ему УСВ-3, а также между резервным сервером ОАО «РЖД» и соответствующим ему УСВ-3 осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину  $\pm 1$  с (параметр программируемый).

Уровень ИВК ПАО «Россети Центр и Приволжье - Ивэнерго» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-2. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину  $\pm 1$  с (параметр программируемый).

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от уровня ИВК ОАО «РЖД» (основной сервер). Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину  $\pm 2$  с (параметр программируемый).

Резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от уровня ИВК ОАО «РЖД» (резервный сервер). Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину  $\pm 2$  с (параметр программируемый).

УСПД филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье - Ивэнерго» синхронизируется от уровня ИВК филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье - Ивэнерго». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину  $\pm 2$  с (параметр программируемый).

УСПД АО «ЧЗМК», имеющее встроенный GPS(ГЛОНАСС)-приемник, осуществляет прием меток точного времени от спутников системы глобального позиционирования. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину  $\pm 2$  с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 1-24 синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину  $\pm 2$  с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 25, 26 синхронизируются от УСПД филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье - Ивэнерго». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину  $\pm 2$  с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 27-30 синхронизируются от УСПД АО «ЧЗМК». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину  $\pm 2$  с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 31-41 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчика и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину  $\pm 2$  с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину  $\pm 3$  с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 243. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. 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

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 – 4.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll )	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО «Пирамида-Сети»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Пирамида-Сети
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, BinaryPackControls.dll)	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CheckDataIntegrity.dll)	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ComIECFunctions.dll)	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ComModbusFunctions.dll)	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ComStdFunctions.dll)	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, DateTimeProcessing.dll)	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SafeValuesDataUpdate.dll)	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SimpleVerifyDataStatuses.dll)	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SummaryCheckCRC.dll)	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ValuesDataProcessing.dll)	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ», ПО «Пирамида-Сети» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

#### **Метрологические и технические характеристики**

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 5 – 7.

Таблица 5 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)	Обозначение, тип		УСПД	УССВ	
1	2	3	4		5	6	
1	ПС 110 кВ Зеленый Дол- Тяговая (ЭЧЭ-25), ОРУ 27,5 кВ, ввод 27,5 кВ Т-1	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =1500/5 №47959-11	A	ТОЛ-35 III-IV	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				B	ТОЛ-35 III-IV		
				C	ТОЛ-35 III-IV		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA05RAL-B-3		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16		
ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =1000/5 №3689-73	A	ТФЗМ-35Б-1У1			Метроном-50М Рег. № 68916-17	
		B	ТФЗМ-35Б-1У1				
		C	ТФЗМ-35Б-1У1				
ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65				
		B	ЗНОМ-35-65				
		C	-				
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Зеленый Дол-Тяговая (ЭЧЭ-25), ОРУ 27,5 кВ, ввод 27,5 кВ Т-3	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =1500/5 №47959-11	A	ТОЛ-35 III-IV	RTU-327 Рег. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12  УСВ-3 Рег. № 64242-16  Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОЛ-35 III-IV		
				C	ТОЛ-35 III-IV		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
4	ПС 110 кВ Зеленый Дол-Тяговая (ЭЧЭ-25), ОРУ 27,5 кВ, 1 СШ 27,5 кВ, Ф, ДПР	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =300/5 №56411-14	A	GIF 40,5		
				B	GIF 40,5		
				C	-		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
5	ПС 110 кВ Куркачи, ОРУ 27,5 кВ, ввод 27,5 кВ Т-1	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5S К <sub>ТТ</sub> =1000/5 №47124-11	A	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
				B	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
				C	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA05RAL-B-3					



Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Куркачи, ОРУ 27,5 кВ, ввод 27,5 кВ Т-2	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5S К <sub>ТТ</sub> =1000/5 №47124-11	A	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	RTU-327 Рег. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12  УСВ-3 Рег. № 64242-16  Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
				C	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
7	ПС 110 кВ ЭЧЭ-28 807 км, ОРУ 27,5 кВ, ввод 27,5 кВ Т-1	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =1500/5 №47959-11,62259-15,47959-11	A	ТОЛ-35 III-IV		
				B	ТОЛ-НТЗ-35-IV		
				C	ТОЛ-35 III-IV		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
8	ПС 110 кВ ЭЧЭ-28 807 км, ОРУ 27,5 кВ, ввод 27,5 кВ Т-3	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =1500/5 №47959-11	A	ТОЛ-35 III-IV		
				B	ТОЛ-35 III-IV		
				C	ТОЛ-35 III-IV		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Шемордан Тяговая (ЭЧЭ-47), ОРУ 27,5 кВ, ввод 27,5 кВ Т1	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =1000/5 №47959-11	A	ТОЛ-35 III-IV	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12  УСВ-3 Пер. № 64242-16  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТОЛ-35 III-IV		
				C	ТОЛ-35 III-IV		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =27500/100 №912-05,912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
10	ПС 110 кВ Шемордан Тяговая (ЭЧЭ-47), ОРУ 27,5 кВ, ввод 27,5 кВ Т3	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =1000/5 №47959-11	A	ТОЛ-35 III-IV		
				B	ТОЛ-35 III-IV		
				C	ТОЛ-35 III-IV		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =27500/100 №912-05	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
11	ПС 110 кВ Шемордан Тяговая (ЭЧЭ-47), ОРУ 27,5 кВ, 1 СШ 27,5 кВ, Ф.1ДПР	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5S К <sub>ТТ</sub> =200/5 №47124-11	A	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
				B	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
				C	-		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =27500/100 №912-05,912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Шемордан Тяговая (ЭЧЭ-47), ОРУ 27,5 кВ, 2 СШ 27,5 кВ, Ф.2ЦПР	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5S К <sub>ТТ</sub> =200/5 №47124-11	A	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12  УСВ-3 Пер. № 64242-16  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
				C	-		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =27500/100 №912-05	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA05RL-B-3					
13	ПС 110 кВ Казань, ОРУ 27,5 кВ, ввод 27,5 кВ Т1	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =800/5 №36291-11	A	ТЛО-35		
				B	ТЛО-35		
				C	-		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =27500/100 №51637-12	A	ТЈС 7		
				B	ТЈС 7		
				C	-		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-3					
14	ПС 110 кВ Казань, ОРУ 27,5 кВ, ввод 27,5 кВ Т2	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =800/5 №36291-07	A	ТЛО-35		
				B	ТЛО-35		
				C	-		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =27500/100 №51637-12	A	ТЈС 7		
				B	ТЈС 7		
				C	-		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
15	ТПС 110 кВ Аша, РУ 10 кВ, Ф.1 ПЭ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №2473-05	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №18178-99	А	НАМИТ-10-2		
				В			
				С			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
16	ТПС 110 кВ Аша, РУ 10 кВ, Ф.2 ПЭ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=150/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12  УСВ-3 Пер. № 64242-16  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №18178-99	А	НАМИТ-10-2		
				В			
				С			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
17	ТПС 110 кВ Миньяр, РУ 10 кВ, Ф.1 ПЭ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 №22944-02	А	ТПК-10		
				В	-		
				С	ТПК-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
18	ТПС 110 кВ Миньяр, РУ 10 кВ, Ф.2 ПЭ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=300/5 №2473-05	А	ТЛМ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12  УСВ-3 Пер. № 64242-16  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
19	ТПС 110 кВ Симская, РУ 10 кВ, Ф.1 ПЭ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
20	ТПС 110 кВ Симская, РУ 10 кВ, Ф.2 ПЭ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
21	ТПС 110 кВ Симская, РУ 10 кВ, Ф.6 Станционный	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12  УСВ-3 Пер. № 64242-16  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
22	ТПС 110 кВ Ерал, РУ 10 кВ, Ф.1 ПЭ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 №2473-05	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-1		
				B			
				C			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
23	ТПС 110 кВ Ерал, РУ 10 кВ, Ф.2 ПЭ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 №2473-05	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-1		
				B			
				C			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Усть-Катав-Г, КРУ 6 кВ, ф3 Пост ЭЦ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =75/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12  УСВ-3 Пер. № 64242-16  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
25	ПС 110 кВ Ивановская-1, РУ 6 кВ, 3 СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф.637	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =400/5 №2473-00	А	ТЛМ-10	СИКОН С70 Пер. № 28822-05	УСВ-2 Пер. № 41681-10  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =6000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
26	ПС 110 кВ Ивановская-1, РУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф.609	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =400/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	СИКОН С70 Пер. № 28822-05	Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
27	КТП-13 цех №8 6кВ, РУ-0,4кВ, вв.1, КЛ-0,4кВ ГСК-321	ТТ			-	ЭКОМ-3000 Per.№ 17049-14	Метроном-50М Per. № 68916-17
		ТН			-		
		Счетчик	Кт=1,0/2,0 Ксч=1 №50460-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.20			
28	КТП-13 цех №8 6кВ, РУ-0,4кВ, вв.2, КЛ-0,4кВ Филиал ГСК-321	ТТ			-		
		ТН			-		
		Счетчик	Кт=1,0/2,0 Ксч=1 №50460-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.20			
29	ЦРП 6 кВ ЧЗМК, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф.25-27 6 кВ	ТТ	Кт=0,5 КтТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	ТПОЛ-10		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	Кт=0,5 КтН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №80590-20	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN					



Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
30	ЦРП 6 кВ ЧЗМК, РУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф.20-22 6 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10	ЭКОМ-3000 Пер.№ 17049-14	Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТПОЛ-10		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				C			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №80590-20	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN					
31	Щиток освещения 0,4 кВ на проходной завода, гр.3-0,4кВ, КЛ-0,4 кВ ОАО "СМЭУ ГАИ	ТТ	-			Метроном-50М Пер. № 68916-17	
		ТН	-				
		Счетчик	Кт=1,0/1,0 Ксч=1 №61678-15	МИР С-05.10-230-5(80)-G-KNQ-D			
32	Ввод №1 КРУН 10 кВ яч 3 ООО "Продвижение"	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1500/5 №15128-03	A	ТОЛ 10-1		
				B	ТОЛ 10-1		
				C	ТОЛ 10-1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №16687-02	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №48266-11	Меркурий 234 ART2-00 P					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
33	Ввод №2 КРУН 10 кВ яч 10 ООО "Продвижение"	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 №15128-03	A	ТОЛ 10-1		
				B	ТОЛ 10-1		
				C	ТОЛ 10-1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №16687-02	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №48266-11	Меркурий 234 ART2-00 P					
34	КРУН-10 кВ ООО Продвижение, яч.2, КЛ1 10 кВ к ТП-64	ТТ	Кт=0,5 Ктт=50/5 №15128-01	A	ТОЛ 10-1		
				B	ТОЛ 10-1		
				C	ТОЛ 10-1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №16687-02	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №23345-07	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN					
35	КРУН-10 кВ ООО Продвижение, яч.11, КЛ2 10 кВ к ТП-64	ТТ	Кт=0,5 Ктт=50/5 №15128-01	A	ТОЛ 10-1		
				B	ТОЛ 10-1		
				C	ТОЛ 10-1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №16687-02	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №80590-20	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
36	ВКЛ 0,4 кВ Фекальная насосная, отпайка в сторону ВРУ 0,4 кВ Фекальная насосная	ТТ	Кт=0,5S Ктт=200/5 №52667-13	А	Т-0,66		
		В		Т-0,66			
		С		Т-0,66			
ТН	-	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №61678-15	МИР С-07.05S-230-5(10)-GR-Q-G-D			
37	ВКЛ 0,4 кВ от ТП Котельная 10 кВ, отпайка в сторону ВРУ 0,4 кВ КМОУ СОШ №1. Ввод 1	ТТ	-	-		-	Метроном-50М Per. № 68916-17
		ТН	-	-			
		Счетчик	Кт=1,0/1,0 Ксч=1 №61678-15	МИР С-04.10-230-5(100)-G-KQ-G-D			
38	ВКЛ 0,4 кВ от ТП Котельная 10 кВ, отпайка в сторону ВРУ 0,4 кВ КМОУ СОШ №1. Ввод 2	ТТ	-	-			
		ТН	-	-			
		Счетчик	Кт=1,0/1,0 Ксч=1 №61678-15	МИР С-04.10-230-5(100)-G-KQ-G-D			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
39	ТП-20 6 кВ, РУ 6 кВ, Яч.б, Ф.б.	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №323-49	А	НТМК-6-48		
				В			
				С			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №48266-11	Меркурий 234 ART-00 PR					
40	ГПП 35 кВ Агрегат Ввод 6 кВ СТ-1, Ввод 1, яч.23	ТТ	Кт=0,5 Ктт=2000/5 №1423-60	А	ТПШЛ-10		
				В	ТПШЛ-10		
				С	ТПШЛ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.02М.03					
41	ГПП 35 кВ Агрегат Ввод 6 кВ СТ-2, Ввод 2, яч.3	ТТ	Кт=0,5 Ктт=3000/5 №1423-60	А	ТПШЛ-10		
				В	ТПШЛ-10		
				С	ТПШЛ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №48266-11	Меркурий 234 ART-00 P					

Продолжение таблицы 5

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 5, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 6 метрологических характеристик.

3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.

4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 6 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ( $\pm\delta$ ), %	Границы погрешности в рабочих условиях ( $\pm\delta$ ), %
1	2	3	4
1-3, 7-10, 15-24	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
4	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
5, 6, 11, 12	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
13, 14	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
25	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,0	2,8
26	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
27, 28	Активная	1,1	3,4
	Реактивная	2,2	5,5
29, 30, 32-35, 39-41	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
31, 37, 38	Активная	1,1	3,4
	Реактивная	1,1	3,3
36	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,1	3,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие  $P = 0,95$ .

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока  $2(5,10)\% I_{ном}$ ,  $\cos\varphi = 0,5_{инд}$  и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +35°C.

Таблица 7 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - ток, % от <math>I_{ном}</math> - коэффициент мощности, <math>\cos\phi</math> температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52322-2005, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.21-2012 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 26035-83 ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012, ТУ 4228-011-29056091-11</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87  от +21 до +25  от +18 до +22  от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - ток, % от <math>I_{ном}</math> - коэффициент мощности, <math>\cos\phi</math> - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСПД СИКОН С70 - для УСВ-3 - для УСВ-2 - для Метроном-50М</p>	<p>от 90 до 110 от 2(5,10) до 120 от 0,5 до 1,0  от -40 до +35 от -40 до +55 от +1 до +50 от 0 до +40 от -10 до +50 от -25 до +60 от -10 до +50 от +15 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Меркурий 230 (рег. № 23345-07): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Меркурий 230 (рег. № 80590-20): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.02М, Меркурий 234: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p>	<p>150000 72 210000 72 50000 72 120000 72 140000 72 220000 72</p>

Продолжение таблицы 7

1	2
<p>счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК:            - среднее время наработки на отказ, ч, не менее            - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p> <p>счетчики электроэнергии МИР С-04, МИР С-05, МИР С-07:            - среднее время наработки на отказ, ч, не менее            - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p> <p>УСПД RTU-327:            - среднее время наработки на отказ, ч, не менее            - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p> <p>УСПД ЭКОМ-3000:            - среднее время наработки на отказ, ч, не менее            - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p> <p>УСПД СИКОН С70:            - среднее время наработки на отказ, ч, не менее            - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p> <p>ИВК:            - коэффициент готовности, не менее            - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p>	<p>165000 72 290000 72 35000 24 100000 24 70000 24 0,99 1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>ИИК:            - счетчики электроэнергии:              - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>ИВКЭ:            - УСПД:              - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее</p> <p>ИВК:            - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45 45 3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, 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;
  - УСПД;
  - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - установка пароля на счетчики электрической энергии;
  - установка пароля на УСПД;
  - установка пароля на серверы.

**Возможность коррекции времени в:**

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

**Возможность сбора информации:**

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

**Цикличность:**

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

**Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

**Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	GIF 40,5	2
Трансформаторы тока	T-0,66	3
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	10
Трансформаторы тока	ТЛО-35	4
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-35 III-IV	17
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-35-IV	1
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	10
Трансформаторы тока	ТПК-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	10
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	3
Трансформаторы напряжения	ТЭС 7	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	16

Продолжение таблицы 8

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-1	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	4
Трансформаторы напряжения	НТМК-6-48	1
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	22
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	4
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	1
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Счетчики электрической энергии	МИР С-04	2
Счетчики электрической энергии	МИР С-05	1
Счетчики электрической энергии	МИР С-07	1
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	3
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	4
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	2
Формуляр	13526821.4611.243.ЭД.ФО	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителей (14 очередь)», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений**

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

**Правообладатель**

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»  
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)  
ИНН 7706284124  
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, с. 3  
Телефон: +7 (495) 926-99-00  
Факс: +7 (495) 287-81-92

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»  
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)  
ИНН 7706284124  
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, с. 3  
Телефон: +7 (495) 926-99-00  
Факс: +7 (495) 287-81-92

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью ИНВЕСТИЦИОННО-  
ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)  
Адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-кт Ленина, д. 124, оф. 15  
Телефон: +7 (982) 282-82-82  
Факс: +7 (982) 282-82-82  
E-mail: carneol@bk.ru  
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312601.

