

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июля 2023 г. № 1463

Регистрационный № 89511-23

Лист № 1
Всего листов 28

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителей (15 очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителей (15 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) №№ 1-42) 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» - «Владимирэнерго»;

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» - «Владимирэнерго», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

АИИС КУЭ (ИК № 43) 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», сервер Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», 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» - «Владимирэнерго» создан на базе ПО «Пирамида 2000».

Сервер Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» 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 №№ 1-40 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 №№ 41, 42 – на входы УСПД филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков ИК №№ 1-40 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» - «Владимирэнерго» – на сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Цифровой сигнал с выхода счетчика ИК № 43 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на сервер Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», где осуществляется обработка, хранение поступающей информации и 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» - «Владимирэнерго» и сервер Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» 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».

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с использованием каналобразующего 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 7.

СОЕВ включает в себя серверы точного времени Метроном-50М, устройства синхронизации времени УСВ-3, источник первичный точного времени УКУС-ПИ 02ДМ, устройство синхронизации времени УСВ-2, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго», часы сервера Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», часы УСПД и счётчиков.

Серверы точного времени Метроном-50М, устройства синхронизации времени УСВ-3, источник первичный точного времени УКУС-ПИ 02ДМ, устройство синхронизации времени УСВ-2 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы 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 ± 1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК ОАО «РЖД» оснащён 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 ± 1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго» оснащён источником первичным точного времени УКУС-ПИ 02ДМ (далее – источник времени). Периодичность сравнения показаний часов сервера с источником времени 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 ± 1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» оснащён 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 ± 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 ± 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 ± 2 с (параметр программируемый).

УСПД филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго» синхронизируется от уровня ИВК филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго». 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 ± 1 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 1-40 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 ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 41, 42 синхронизируются от УСПД филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго». 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 ± 3 с (параметр программируемый).

Счетчик ИК № 43 синхронизируется от сервера Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад». 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 ± 3 с (параметр программируемый).

При использовании резервного канала сбора и передачи данных с любого счетчика сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с использованием каналобразующего оборудования 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 ± 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.

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 246. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1-5.

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 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Пирамида 2000
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.0.0
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

Таблица 5 - Идентификационные данные ПО «Пирамида-Сети»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Пирамида-Сети
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0.0.0
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 2000», 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 6-8.

Таблица 6 - 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 Обозерская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ Мудьюга	ТТ	К _т =0,5 К _{тт} =200/5 №9143-01	A	ТЛК10-5	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛК10-5		
		ТН	К _т =0,5 К _{тн} =10000/100 №16687-97	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	A2R-3-AL-C8-T+					
2	ПС 110 кВ Обозерская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.3 Прожекторная	ТТ	К _т =0,5 К _{тт} =200/5 №9143-83	A	ТЛК10		
				B	-		
				C	ТЛК10		
		ТН	К _т =0,5 К _{тн} =10000/100 №16687-97	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	A2R-4-AL-C29-T+					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Обозерская Тяговая, РУ 10 кВ, Ф.ЗПЭ Исакогорка	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №9143-83	A	ТЛК10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛК10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №16687-97	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C28-T+					
4	ПС 110 кВ Обозерская Тяговая, РУ 10 кВ, Ф.Компрессорная	ТТ	Кт=0,5 Ктт=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №16687-97	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T+					
5	ПС 110 кВ Мудьюга Тяговая, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ Обозерская	ТТ	Кт=0,5 Ктт=75/5 №9143-83	A	ТЛК10		
				B	-		
				C	ТЛК10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №16687-97	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-4-AL-C29-T+					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Коноша тяговая, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №3689-73, 3690-73	А	ТФНД-35М	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+					
7	ПС 110 кВ Коноша тяговая, РУ 10 кВ, ф.1 Коноша2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
8	ПС 110 кВ Коноша тяговая, РУ 10 кВ, ф.2- ЦРП СШ2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №8913-82	A	ТВК-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТВК-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-99	A2R-4-AL-C25-T+					
9	ПС 110 кВ Коноша тяговая, РУ 10 кВ, ф.3- ЦРП СШ1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №8913-82	A	ТВК-10		
				B	-		
				C	ТВК-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-99	A2R-3-AL-C28-T+					
10	ПС 110 кВ Поплавец, РУ 10 кВ, Яч.15, ф.2 Стеклозавод	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №1276-59, 25433-03	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05L-B-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
11	ПС 110 кВ Гряды, РУ 10 кВ, Ф.ПЭ1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-11	A	ТЛО-10	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	-		
				C	ТЛО-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	ЕА05РАL-B-4					
12	ПС 110 кВ Гряды, РУ 10 кВ, Ф.ПЭ2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-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	ЕА05РАL-B-4					
13	ПС 110 кВ Гряды, РУ 10 кВ, ввод 10 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=30/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-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	ЕА05РАL-B-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
14	ПС 110 кВ Гряды, РУ 10 кВ, ввод 10 кВ ТСН-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=30/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-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	ЕА05РАL-B-4					
15	ПС 110 кВ Бурга РУ 10 кВ ВЛ 10 кВ Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327 Per. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12 УСВ-3 Per. № 64242-16 Метроном-50М Per. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-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	ЕА05L-B-3					
16	ТПС 10 кВ Предузловая – Павловская, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №8913-82	A	ТВК-10		
				B	-		
				C	ТВК-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	ЕА05РАL-B-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
17	ТПС 10 кВ Чудово, РУ 10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/5 №25433-08	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-4					
18	ТПС 10 кВ Чудово, РУ 10 кВ, Ф.ПЭ-3	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-4					
19	ТПС 10 кВ Чудово, РУ 10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/5 №25433-03	A	ТЛО-10	ЕА05RAL-B-4	
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
20	ПС 110 кВ Вишера, РУ 10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №517-50, 1276-59	A	ТПФ	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	-		
				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	ЕА05РАL-B-4					
21	ПС 110 кВ Вишера, РУ 10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				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	ЕА05РАL-B-4					
22	ПС 110 кВ Вишера, РУ 10 кВ, Ф.Узел-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1261-02	A	ТПОЛ 10		
				B	-		
				C	ТПОЛ 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	ЕА05РАL-B-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
23	ПС 110 кВ Вишера, РУ 10 кВ, Ф.Узел-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =75/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					
24	ПС 110 кВ Боровенка, РУ 10 кВ, ф.ПЭ-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =75/5 №25433-11	А	ТЛО-10	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
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05РАL-РЗВN-3					
25	ПС 110 кВ Окуловка- тяговая, РУ 10 кВ ВЛ 10 кВ ПЭ-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =75/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05L-В-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
26	ПС 110 кВ Окуловка-тяговая, РУ 10 кВ ВЛ 10 кВ ф. Узел-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12
			КТТ=100/5 №1276-59	В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
			КТН=10000/100 №20186-05	В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-B-4					
27	ПС 110 кВ Окуловка-тяговая, РУ 10 кВ, ввод 10 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,2S	А	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16
			КТТ=75/5 №25433-11	В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
			КТН=10000/100 №20186-05	В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
28	ПС 110 кВ Красненка, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК10	Метроном-50М Пер. № 68916-17	
			КТТ=100/5 №9143-83	В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10		
			КТН=10000/100 №16687-97	В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
29	ПС 110 кВ Заозерье РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.ПЭ-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №9143-83	А	ТЛК10	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	ТЛК10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
30	ПС 110 кВ Мстинский мост, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.ПЭ-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №9143-83	А	ТЛК10		
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
31	ПС 110 кВ Мстинский мост, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.ПЭ-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №9143-83	А	ТЛК10		
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
32	ПС 110 кВ Мясной Бор, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №8913-82	A	ТВК-10	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	-		
				C	ТВК-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	EA05L-B-3					
33	ПС 110 кВ Мясной Бор, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №8913-82	A	ТВК-10		
				B	-		
				C	ТВК-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	EA05L-B-3					
34	ПС 110 кВ Волхово, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №9143-83	A	ТЛК10		
				B	-		
				C	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
35	ПС 110 кВ Угловка, РУ 10 кВ, Ф.7 ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09	
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05L-B-3					
36	ПС 110 кВ Угловка, РУ 10 кВ, Ф.1 ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =75/5 №814-53	A	ТПФМ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				B	-		
				C	ТПФМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
37	ПС 110 кВ Попово- тяговая, КВЛ 110 кВ Кривогаз - Попово-тяговая	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №61432-15	A	ТОГФ-110	RTU-327 Пер. № 41907-09	
				B	ТОГФ-110		
				C	ТОГФ-110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №47844-11	A	СРВ 123		
				B	СРВ 123		
				C	СРВ 123		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-20	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
				ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14		Метроном-50М Пер. № 68916-17	

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
38	ПС Пудость- тяговая 35/10кВ 2СШ-35кВ, Л.Пудость-2	ТТ	К _T =0,2S К _{ТТ} =300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Per. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12 УСВ-3 Per. № 64242-16 Метроном-50М Per. № 68916-17
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	К _T =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _T =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
39	ПС Пудость- тяговая 35/10кВ 1СШ-35кВ, Л.Гагчинская-5	ТТ	К _T =0,2S К _{ТТ} =300/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	К _T =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _T =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
40	ПС Пудость- тяговая 35/10кВ, Т-4-35 кВ	ТТ	К _T =0,2S К _{ТТ} =150/5 №62786-15	A	ТЛ-ЭК-35		
				B	ТЛ-ЭК-35		
				C	ТЛ-ЭК-35		
		ТН	К _T =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _T =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-07	EA02RAL-P4B-4W					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
41	ПС Ундол 110/35/10кВ, РУ-10 кВ, 1СШ-10кВ, ВЛ-10 кВ фидер №108	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №8913-82	А	ТВК-10	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УКУС-ПИ 02ДМ Рег. № 60738-15 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВК-10		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
42	ПС Ундол 110/35/10кВ, РУ-10 кВ, 2СШ-10кВ, ВЛ-10 кВ фидер №116	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УКУС-ПИ 02ДМ Рег. № 60738-15 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
43	ПС 110 кВ Вохтога (р), ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Вохтога (Районная) - Вохтога (Тяговая)	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =400/5 №16635-05	А	ТГФ110	-	УСВ-2 Рег. № 41681-10 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №15853-06	А	СРВ 123		
				В	СРВ 123		
				С	СРВ 123		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01					

Продолжение таблицы 6

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 6, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 7 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 7 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1-10, 16, 20-23, 25, 26, 28-30, 32, 33, 35, 36	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
11-15, 24, 27	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
17, 19	Активная	0,8	2,6
	Реактивная	1,4	4,0
18, 31, 34, 41, 42	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
37	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
38	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
39	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
40	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,8	3,5
43	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0
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 $2(5)\% I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +35°C.			

Таблица 8 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ <p>температура окружающей среды, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков активной энергии ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 26035-83, ТУ 4228-001-29056091-94 ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012, ТУ 4228-011-29056091-11 	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87</p> <p>от +21 до +25</p> <p>от +18 до +22</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 (рег. № 19495-03) - для УСПД RTU-327 (рег. № 41907-09) - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСПД СИКОН С1 - для УСВ-3 - для УСВ-2 - для УКУС-ПИ 02ДМ - для Метроном-50М 	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0</p> <p>от -40 до +35 от -40 до +55 от 0 до +75 от +1 до +50 от 0 до +40 от -10 до +50 от -25 до +60 от -10 до +50 от +5 до +40 от +15 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-97):</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>счетчики электроэнергии ЕвроАльфа (рег. № 16666-07):</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>счетчики электроэнергии Альфа А1800:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>счетчики электроэнергии Альфа:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 	<p>50000 72</p> <p>80000 72</p> <p>120000 72</p> <p>140000 72</p> <p>90000 72</p> <p>35000 72</p>

Продолжение таблицы 8

1	2
УСПД RTU-327 (рег. № 19495-03): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327 (рег. № 41907-09): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД СИКОН С1: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	40000 24 35000 24 100000 24 70000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

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 9.

Таблица 9 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	STSM-38	6
Трансформаторы тока	ТВК-10	12
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТГФ110	3
Трансформаторы тока	ТЛК10	16
Трансформаторы тока	ТЛК10-5	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	21
Трансформаторы тока	ТЛ-ЭК-35	3
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	10
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТПФ	1
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	4
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	1
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	6
Трансформаторы напряжения	СРВ 123	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	15

Продолжение таблицы 9

1	2	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	1
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	28
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	4
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	5
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С1	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Источники первичные точного времени	УКУС-ПИИ 02ДМ	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	2
Формуляр	13526821.4611.246.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 (15 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

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7

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, стр. 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.

