

УТВЕРЖДЕНО  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «25» февраля 2022 г. № 470

Регистрационный № 84723-22

Лист № 1  
Всего листов 32

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Мурманской области

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Мурманской области (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 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) ООО «ХЭСК», ПАО «ФСК ЕЭС», ОАО «РЖД» (основное типа ЭКОМ-3000 и/или резервное типа RTU-327);

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

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

Сервер ООО «ХЭСК» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР».

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» создан на базе специализированного программного обеспечения (СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

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 измерительных каналов (ИК) №№ 1-61 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Далее по основному каналу связи, данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на серверы ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

При отказе основного канала связи счетчики опрашиваются по резервному каналу с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

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

Цифровой сигнал с выходов счётчика ИК № 62 по каналу связи стандарта GSM поступает на входы УСПД (типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации.

Далее информация из УСПД по каналу связи Ithernet поступает на сервер ООО «ХЭСК», где происходит оформление отчетных документов.

Не реже одного раза в сутки сервер ООО «ХЭСК» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 63-64 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы, УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации.

Далее по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные с УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» передаются на сервер ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Не реже одного раза в сутки сервер ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

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 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, 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 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, 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 сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, устройство синхронизации системного времени УССВ-2, серверы точного времени Метроном-50М, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, часы сервера ПАО «ФСК ЕЭС», часы сервера ООО «ХЭСК», часы серверов ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы УСПД и счётчиков. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, устройство синхронизации системного времени УССВ-2, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер 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).

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащён сервером синхронизации времени ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным источником сигналов точного времени является УСВ-3. Корректировка времени 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).

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащён устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени 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).

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» оснащён сервером точного времени СТВ-01 или радиосервером точного времени РСТВ-01-01. 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).

Сервер ООО «ХЭСК» синхронизируется от УСПД. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется с цикличностью один раз в час, но 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 сервера ССВ-1Г посредством ntp-сервера. 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 сервера ОАО «РЖД». 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 ООО «ХЭСК» синхронизируется от УССВ-2. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется с цикличностью один раз в час, но 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).

УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» синхронизируется от сервера ПАО «ФСК ЕЭС». 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 №№ 1-61 синхронизируются от УСПД (основных и 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).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики ИК №№ 1-61 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).

Счетчик ИК № 62 синхронизируются от УСПД ООО «ХЭСК». 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  $\pm 2$  с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 63 - 64 синхронизируются от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». 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 допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину  $\pm 2$  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. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

### 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 СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218

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», СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

### 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 337 Пяйве 35/10 кВ, ввод Т 35 кВ	ТТ КТ=0,2S КТТ=40/1 №37491-08	А	STSM-38	RTU-327 Пер. № 41907-09	ССВ-1Г Пер. № 58301-14
			В	STSM-38		
			С	STSM-38		
		ТН КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1		
			В			
			С			
Счетчик КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
2	ПС 343 Печенга 35/10 кВ, ввод ВЛ-35 кВ ОМ- 105/343	ТТ КТ=0,2S КТТ=40/1 №37491-08	А	STSM-38	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12
			В	STSM-38		
			С	STSM-38		
		ТН КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1		
			В			
			С			
Счетчик КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4		Метроном-50М Пер. № 68916-17			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
3	ПС 410 Нял 35/10 кВ, Т-2, ВВОД 35 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =40/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
4	ПС 410 Нял 35/10 кВ, Т-1, ВВОД 35 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =40/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
5	ПС 110 кВ Имандра (ПС 13), ОРУ 110кВ, ВЛ 110 кВ Л-146	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =400/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Имандра (ПС 13), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-144	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =400/1 №23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
7	ПС 110 кВ Питкуль (ПС 16), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-115	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =600/1 №23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
8	ПС 110 кВ Питкуль (ПС 16), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-111	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =600/1 №23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					



Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Питкуль (ПС 16), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-112	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =600/1 №23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
10	ПС 110 кВ Питкуль (ПС 16), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-114	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =600/1 №23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
11	ПС 110 кВ Кица (ПС 58), Т-2, ввод 10 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =1000/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Кица (ПС 58), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-127	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =600/1 №60541-15	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
13	ПС 110 кВ Кица (ПС 58), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-126	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =600/1 №60541-15	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
14	ПС 110 кВ Кица (ПС 58), Ф-7 10 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
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
15	ПС 110 кВ Кица (ПС 58), Ф-6 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
16	ПС 110 кВ Кица (ПС 58), Т-1, ввод 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
17	ПС 110 кВ Хибины (ПС 60), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-146	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №60541-15	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Хибины (ПС 60), Т-1, ввод 10 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
19	ПС 110 кВ Хибины (ПС 60), Т-2, ввод 10 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
20	ПС 110 кВ Хибины (ПС 60), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-109	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =600/1 №60541-15	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Африканда (ПС 61), Т-1, ввод 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4					
22	ПС 110 кВ Африканда (ПС 61), Т-2, ввод 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4					
23	ПС 110 кВ Африканда (ПС 61), Ф-2 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Африканда (ПС 61), Ф-1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
25	ПС-8 Мурманск (ПС Мурманская №8), Ф-4 б кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №9143-01	А	ТЛК10-6		
				В	-		
				С	ТЛК10-6		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
26	ПС-8 Мурманск (ПС Мурманская №8), ввод-2 6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №9143-01	А	ТЛК10-6		
				В	-		
				С	ТЛК10-6		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
27	ПС-8 Мурманск (ПС Мурманская №8), Ф-9 б кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =200/5 №9143-01	А	ТЛК10-6	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛК10-6		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA05RL-B-3					
28	ПС-8 Мурманск (ПС Мурманская №8), ввод-1 б кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =1500/5 №9143-01	А	ТЛК10-6		
				В	-		
				С	ТЛК10-6		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
29	ПС 110 кВ Ковда (ПС 85), ОРУ 110 кВ, ввод Л-85	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =400/1 №23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
30	ПС 110 кВ Ковда (ПС 85), ОРУ 110 кВ, ввод ЛЛ-86	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =400/1 №23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
31	ПС 110 кВ Пояконда (ПС 86), ОРУ 110 кВ, ввод ЛЛ-87	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =400/1 №23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
32	ПС 110 кВ Пояконда (ПС 86), ОРУ 110 кВ, ввод ЛЛ-86	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =400/1 №23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					



Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Лопарская (ПС 9), ОРУ-110 кВ, Т 1 110 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =50/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
34	ПС 110 кВ Лопарская (ПС 9), ОРУ-110 кВ, Т 2 110 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =50/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
35	ПС 110 кВ Лопарская (ПС 9), Ф-6 6 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =400/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				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
36	ПС 110 кВ Лопарская (ПС 9), Ф-1 6 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =400/5 №1261-02	А	ТПОЛ 10	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ 10		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
37	ПС 110 кВ Лопарская (ПС 9), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-126	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =600/1 №60541-15	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
38	ПС 110 кВ Лопарская (ПС 9), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-97	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =600/1 №60541-15	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Тайбола (ПС 10), ОРУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Л-128	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
40	ПС 110 кВ Тайбола (ПС 10), ввод ВЛ 35 кВ М-61	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =40/5 №3689-73	A	ТФНД-35М		
				B	ТФНД-35М		
				C	-		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =35000/√3/100/√3 №912-05	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
41	ПС 110 кВ Тайбола (ПС 10), ОРУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Л-138	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-06	A1802RAL-P4G-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
42	ПС 110 кВ Тайбола (ПС 10), ОРУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Л-127	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
43	ПС 110 кВ Оленегорск 12 (ПС 12), ОРУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Л-70	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4					
44	ПС 110 кВ Оленегорск 12 (ПС 12), ОРУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Л-110	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
45	ПС 110 кВ Оленегорск 12 (ПС 12), ввод ВЛ 110 кВ Л-139	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17		
				В	ТБМО-110 УХЛ1				
				С	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4							
46	ПС 110 кВ Оленегорск 12 (ПС 12), ОРУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Л-119	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1			RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1				
				С	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4							
47	ПС 110 кВ Оленегорск 12 (ПС 12), ОРУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Л-118	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17		
				В	ТБМО-110 УХЛ1				
				С	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Оленегорск 12 (ПС 12), ввод ВЛ 110 кВ ЛЛ-137	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	ЕА02RAL-P3B-4					
49	ПС 110 кВ Апатиты (ПС 14), Ф-11 10 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =600/5 №9143-01	А	ТЛК10-6		
				В	-		
				С	ТЛК10-6		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 №18178-99	А	НАМИТ-10-2		
				В			
				С			
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
50	ПС 110 кВ Апатиты (ПС 14), ОРУ 110 кВ, ввод ОЛ-115	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-06	А1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
51	ПС 110 кВ Апатиты (ПС 14), ОРУ 110 кВ, ввод ОЛ-114	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
52	ПС 110 кВ Белое Море (ПС 48А), КЛ 10 кВ Фидер связи	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =200/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA05L-B-3					
53	ПС 110 кВ Белое Море (ПС 48А), ОРУ-110 кВ, ввод Т-1	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =200/1 №79483-20, 79483-20, 23256-11	A	ТБМО-110-УХЛ1		
				B	ТБМО-110-УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
54	ПС 110 кВ Белое Море (ПС 48А), ОРУ-110 кВ, ввод Т-2	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =200/1 №79483-20	А	ТБМО-110-УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТБМО-110-УХЛ1		
				С	ТБМО-110-УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4					
55	ПС 110 кВ Полярные Зори (ПС 62), Т-1, ввод 110 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =200/1 №79483-20	А	ТБМО-110-УХЛ1		
				В	ТБМО-110-УХЛ1		
				С	ТБМО-110-УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					
56	ПС 110 кВ Полярные Зори (ПС 62), Т-2 ввод 110 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =200/1 №79483-20, 23256-05, 79483-20	А	ТБМО-110-УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110-УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					



Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
57	ПС 110 кВ Кильдин (ПС 7), Т-3 ввод 10 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =1000/5 №6009-77	А	ТОЛ-10 УТ2	RTU-327 Пер. № 41907-09  ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14  УСВ-3 Пер. № 51644-12  Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТОЛ-10 УТ2		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
58	ПС 110 кВ Кильдин (ПС 7), ОРУ 110 кВ, ввод Л-124	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
59	ПС 110 кВ Кильдин (ПС 7), ОРУ 110 кВ, ввод Л-97	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6	
60	ПС 110 кВ Княжая (ПС 84), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-145	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09	ССВ-1Г Пер. № 58301-14	
				В	ТБМО-110 УХЛ1			
				С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-03, 24218-03, 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1			
				В	НАМИ-110 УХЛ1			
				С	НАМИ-110 УХЛ1			
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4		ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12			
61	ПС 110 кВ Княжая (ПС 84), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-85	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =400/1 №23256-05			А	ТБМО-110 УХЛ1	Метроном-50М Пер. № 68916-17
						В	ТБМО-110 УХЛ1	
						С	ТБМО-110 УХЛ1	
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 №24218-03			А	НАМИ-110 УХЛ1	
						В	НАМИ-110 УХЛ1	
				С	НАМИ-110 УХЛ1			
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4						
62	ПС-356, КРУ-6 кВ, яч. 25, ВЛ-6 кВ ф. 25	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09	УССВ-2 Пер. № 54074-13	
				В	-			
				С	ТПЛ-10			
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66			
				В				
				С				
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	А1805RLQ-Р4GB-DW-4						

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
63	ПС 330 кВ Выходной, ЗРУ-6 кВ, 1С 6 кВ, яч.23, ВЛ 6 кВ Ф-23	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =300/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-325T Пер. № 44626-10	СТВ-01 Пер. № 49933-12  РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 №2611-70 / 831-53	А	НТМИ-6-66/ НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
64	ПС 330 кВ Выходной, ЗРУ-6 кВ, 2С 6 кВ, яч.18, ВЛ 6 кВ Ф-18	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 №2611-70 / 831-53	А	НТМИ-6-66/ НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

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 ( $\pm\delta$ ), %
1-3	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
4	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
5-10, 12, 13, 17, 20, 29-34, 37, 38, 42	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
11, 14-16, 18, 19, 23-28, 35, 36, 40, 49, 57	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
21, 22	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
39, 41, 43-48, 50, 51, 53, 54, 58-61	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
52	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
55, 56	Активная	0,8	2,6
	Реактивная	1,4	4,0
62	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
63, 64	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
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  $2(5)\% I_{ном}$ ,  $\cos\varphi = 0,5_{инд}$  и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 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\varphi</math> температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005, ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87  от +21 до +25  от +21 до +25 от +18 до +22</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - ток, % от <math>I_{ном}</math> - коэффициент мощности, <math>\cos\varphi</math> - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСПД RTU-325Т - для УСВ-3 - для ССВ-1Г - для Метроном-50М - для УССВ-2 - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01</p>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0  от -40 до +35 от -40 до +65 от +1 до +50 от 0 до +40 от 0 до +50 от -25 до +60 от +5 до +40 от +15 до +30 от -10 до +55 от +10 до +30 от -40 до +60</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: 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 УСПД RTU-327: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более УСПД RTU-325Т: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p>	<p>50000 72 120000 72 35000 24 100000 24 55000 24 0,99 1</p>

Продолжение таблицы 7

1	2
<p>Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p>	45
<p>ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее</p>	45
<p>ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	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 8.

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	STSM-38	12 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	101 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110-УХЛ1	10 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	12 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК10-6	10 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 УТ2	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	84 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	5 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	7 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	32 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	32 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	3 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325T	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	2 шт.
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы точного времени	СТВ-01	1 шт.
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.192.ФО	1 экз.

### **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 ОАО «РЖД» в границах Мурманской области», аттестованном ООО «Энергокомплекс», аттестат аккредитации № RA.RU.312235 от 01.06.2017 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Мурманской области.**

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

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»  
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)

ИНН 7706284124

Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

### **Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»  
(ООО «Энергокомплекс»)

ИНН:7444052356

Адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, строение 2

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

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

