

Приложение № 32
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «31» декабря 2020 г. № 2343

Лист № 1
Всего листов 26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Дагестан (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 напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), 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» и ПАО «ФСК ЕЭС», выполняющие функции сбора, хранения результатов измерений и их передачи на уровень ИВК;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя Центр сбора данных ОАО «РЖД» на базе программного обеспечения (ПО) «Энергия АЛЬФА 2», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия АЛЬФА 2», построенный на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware vSphere, сервер центра сбора и обработки данных ПАО «ФСК ЕЭС» на базе специализированного программного обеспечения (СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала.

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 - 39 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД

ОАО «РЖД», а с выходов счетчиков ИК №№ 40 - 42 – 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 ОАО «РЖД» передаются на сервер Центра сбора данных ОАО «РЖД», а с УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» - на сервер Центра сбора и обработки данных ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

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

Не реже одного раза в сутки сервер Центра сбора и обработки данных 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 5. СОЕВ включает в себя устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, сервер точного времени СТВ-01, часы сервера центра сбора данных ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера Центра сбора и обработки данных ПАО «ФСК ЕЭС», часы УСПД и счётчиков. Серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3 и сервер точного времени СТВ-01 осуществляют прием и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системой ГЛОНАСС/GPS, 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 ± 1 с (параметр программируемый).

Сервер центра сбора данных ОАО «РЖД» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. 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).

Сервер Центра сбора и обработки данных ПАО «ФСК ЕЭС» оснащен сервером точного времени СТВ-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 допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД ОАО «РЖД» синхронизируется от сервера Центра сбора данных 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 ± 2 с (параметр программируемый).

УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» синхронизируется от сервера Центра сбора и обработки данных 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 ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики №№ 1 – 39 синхронизируются от УСПД 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 №№ 40 – 42 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 допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 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.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 3.

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 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» и 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 4 - 6.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики

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		ИВКЭ	УССВ	
1	2	3		4		5	6
1	ПС 110 кВ Карланорт-Тяговая, ввод 10 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №25433-06	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 / Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №51199-12	A	НТМИ-10 УЗ		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
2	ПС 110 кВ Карланорт-Тяговая, КРУН-10 кВ, Ф.ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =50/5 №2473-05	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №51199-12	A	НТМИ-10 УЗ		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Карланюрт-Тяговая, ввод 27,5 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	А	ТФНД-35М	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 / Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТФНД-35М		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
4	ПС 110 кВ Карланюрт-Тяговая, ввод 27,5 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №3689-73	А	ТФНД-35М		
				В	ТФНД-35М		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
5	ПС 110 кВ Карланюрт-Тяговая, РУ-27,5 кВ, Ф.ДПР-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3689-73	А	ТФНД-35М		
				В	ТФЗМ-35Б-1У1		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Карланюрт-Тяговая, КРУН-10 кВ, Ф.1-10 кВ пос. Кокрек	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/5 №29390-05	A	ТПЛ-10с	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 / Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛ-10с		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №51199-12	A	НТМИ-10 УЗ		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					
7	ПС 110 кВ Карланюрт-Тяговая, ввод 10 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1500/5 №25433-06	A	ТЛО-10		
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №51199-12	A	НТМИ-10 УЗ		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-07	EA05RAL-B-4					
8	ПС 110 кВ Шамхал-Тяговая, ввод 10 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =1500/5 №25433-07	A	ТЛО-10		
				B	ТЛО-10		
				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	EA05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Шамхал-Тяговая, РУ-27,5 кВ, Ф,ДПР-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №3689-73	А	ТФНД-35М	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 / Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТФНД-35М		
				С	-		
		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 №16666-97	EA05RL-B-3					
10	ПС 110 кВ Шамхал-Тяговая, РУ-27,5 кВ, Ф,ДПР-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №3689-73	А	ТФНД-35М		
				В	ТФНД-35М		
				С	-		
		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 №16666-97	EA05RL-B-3					
11	ПС 110 кВ Шамхал-Тяговая, ввод 10 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =1500/5 №25433-07	А	ТЛО-10		
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-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 №16666-97	EA05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
12	ПС 110 кВ Шамхал-Тяговая, ввод 27,5 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №3689-73	А	ТФНД-35М	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 / Метроном-50М Пер. № 68916-17		
				В	ТФНД-35М				
				С	-				
		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 №16666-97	EA05RAL-B-3					
		13	ПС 110 кВ Шамхал-Тяговая, ввод 27,5 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №3689-73			А	ТФНД-35М
								В	ТФНД-35М
С	-								
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 №16666-97			EA05RAL-B-3					
14	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, РУ-27,5 кВ, Ф, ДПР-1			ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №3689-73	А	ТФНД-35М		
						В	ТФНД-35М		
		С	-						
		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 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, РУ-27,5 кВ, Ф.ДПР-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №3689-73	А	ТФНД-35М	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 / Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТФНД-35М		
				С	-		
		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 №16666-97	EA05RL-B-3					
16	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ввод 27,5 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №3689-73	А	ТФНД-35М		
				В	ТФНД-35М		
				С	-		
		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 №16666-97	EA05RAL-P1B-4					
17	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ввод 27,5 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №3689-73	А	ТФНД-35М		
				В	ТФНД-35М		
				С	-		
		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 №16666-97	EA05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ЗРУ-10 кВ, Ф.4-10 кВ	ТТ	КГ=0,5 КГГ=75/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 / Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КГ=0,2 КГН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
19	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ввод 10 кВ Т-1	ТТ	КГ=0,5 КГГ=1000/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КГ=0,5 КГН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P1B-4					
20	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ввод 10 кВ Т-2	ТТ	КГ=0,5 КГГ=1000/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КГ=0,2 КГН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ЗРУ-10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 / Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
22	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ЗРУ-10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
23	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ЗРУ-10 кВ, Ф.1-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ЗРУ-10 кВ, Ф.2-10 кВ	ТТ	КГ=0,5 КГГ=50/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 / Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КГ=0,2 КГН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
25	ПС 110 кВ Каякент-Тяговая, ЗРУ-10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	КГ=0,5 КГГ=200/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КГ=0,2 КГН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-4					
26	ПС 110 кВ Каякент-Тяговая, ЗРУ-10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	КГ=0,5 КГГ=200/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КГ=0,5 КГН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
27	ПС 110 кВ Каякент-Тяговая, ввод 10 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №25433-07	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 / Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-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 №16666-07	EA05RAL-B-4					
28	ПС 110 кВ Каякент-Тяговая, ввод 10 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №25433-07	А	ТЛО-10		
				В	ТЛО-10		
				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 №16666-07	EA05RAL-B-4					
29	ПС 110 кВ Каякент-Тяговая, РУ-27,5 кВ, Ф, ДПР-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №17552-98	А	ТФМ-35-II		
				В	ТФМ-35-II		
				С	-		
		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 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
30	ПС 110 кВ Каякент-Тяговая, РУ-27,5 кВ, Ф.ДПР-2	ТТ	КГ=0,5 КГГ=100/5 №17552-98	А	ТФМ-35-П	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 / Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТФМ-35-П		
				С	-		
		ТН	КГ=0,5 КГН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
31	ПС 110 кВ Каякент-Тяговая, ввод 27,5 кВ Т-2	ТТ	КГ=0,5 КГГ=1000/5 №3689-73	А	ТФНД-35М		
				В	ТФНД-35М		
				С	-		
		ТН	КГ=0,5 КГН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
32	ПС 110 кВ Каякент-Тяговая, ввод 27,5 кВ Т-1	ТТ	КГ=0,5 КГГ=1000/5 №3689-73	А	ТФНД-35М		
				В	ТФНД-35М		
				С	-		
		ТН	КГ=0,5 КГН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Дербент-Тяговая, ввод 6 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №25433-07	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 / Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-P2B-4					
34	ПС 110 кВ Дербент-Тяговая, РУ-27,5 кВ, Ф, ДПР	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №3690-73	А	ТФЗМ-35А-У1		
				В	ТФЗМ-35А-У1		
				С	-		
		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 №16666-97	EA05RL-B-3					
35	ПС 110 кВ Дербент-Тяговая, ввод 27,5 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №3689-73	А	ТФНД-35М		
				В	ТФНД-35М		
				С	-		
		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 №16666-97	EA05RAL-P1B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Дербент-Тяговая, ввод 27,5 кВ Т-1	ТТ	КГ=0,5 КГГ=1000/5 №3689-73	А	ТФНД-35М	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 / Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТФНД-35М		
				С	-		
		ТН	КГ=0,5 КГН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P1B-4					
37	ПС 110 кВ Дербент-Тяговая, ввод 6 кВ Т-2	ТТ	КГ=0,5 КГГ=1000/5 №25433-07	А	ТЛО-10		
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КГ=0,5 КГН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
38	Тяговая подстанция Белиджи 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, Ф.А/Б №2	ТТ	КГ=0,5 КГГ=100/5 №2363-68,1856-63	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КГ=0,5 КГН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
39	Тяговая подстанция Белиджи 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, Ф.А/Б №1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 / Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВЛМ-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	EA05RAL-B-3					
40	ПС 110 кВ Белиджи (110/35/10 кВ) КРУН-10 кВ ІСШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.5	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =600/5 №51623-12	А	ТОЛ-СЭЩ	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-09	СТВ-01 Пер. № 49933-12
				В	ТОЛ-СЭЩ		
				С	ТОЛ-СЭЩ		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №51621-12	А	НАЛИ-СЭЩ		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
41	ПС 110 кВ Белиджи (110/35/10 кВ) КРУН-10 кВ ІСШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.10	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =600/5 №51623-12	А	ТОЛ-СЭЩ	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-09	СТВ-01 Пер. № 49933-12
				В	ТОЛ-СЭЩ		
				С	ТОЛ-СЭЩ		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №51621-12	А	НАЛИ-СЭЩ		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
42	ПС 110 кВ Белиджи (110/35/10 кВ) КРУН-10 кВ ПСШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.9	ТТ	К _Т =0,5S	А	ТОЛ-СЭЩ	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	СТВ-01 Рег. № 49933-12
			К _{ТТ} =300/5	В	ТОЛ-СЭЩ		
			№51623-12	С	ТОЛ-СЭЩ		
		ТН	К _Т =0,5	А	НАЛИ-СЭЩ		
			К _{ТН} =10000/100	В			
			№51621-12	С			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
	К _{сч} =1						
	№31857-06						

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 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 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 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-5, 9, 10, 12-17, 19, 21, 23, 26, 29-37, 39	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
6	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
7, 28, 38	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
8, 11	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,2	4,4
18, 20, 22, 24, 25	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
27	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	4,2
40-42	Активная	1,1	4,8
	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 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83 ГОСТ Р 52425-2005	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +18 до +23 от +21 до +25

Продолжение таблицы 6

1	2
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для СТВ-01 	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк.</p> <p>от -40 до +40 от -40 до +65 от 0 до +75 от -10 до +50 от -25 до +60 от +15 до +30 от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>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>УСПД RTU-327:</p> <ul style="list-style-type: none"> - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более <p>УСПД ЭКОМ-3000:</p> <ul style="list-style-type: none"> - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 	<p>50000 72</p> <p>80000 72</p> <p>120000 72</p> <p>40000 24</p> <p>75000 24</p> <p>0,99 1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>ИИК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - счетчики электроэнергии: <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее <p>ИВКЭ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - УСПД: <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее 	<p>45</p> <p>45</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТЛО-10	30 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	10 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	29 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	1 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	2 шт.
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	9 шт.
Трансформаторы тока	ТФМ-35-П	4 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	1 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	9 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10 У3	1 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	20 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	6 шт.
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ	2 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	35 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	4 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазны многофункциональные	Альфа А1800	3 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы точного времени	СТВ-01	1 шт.
Методика поверки	МП-312235-116-2020	1 экз.
Формуляр	13526821.4611.151.ЭД.ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП-312235-116-2020 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Дагестан. Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 24.11.2020 г.

Основные средства поверки:

– трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;

– трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;

– счетчиков электрической энергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-97) – в соответствии с методикой поверки с помощью установок МК6800, МК6801 для счетчиков классов точности 0,2 и 0,5 и установок ЦУ 6800 для счетчиков классов точности 1,0 и 2,0;

– счетчиков электрической энергии ЕвроАльфа (рег. № 16666-07) - в соответствии с документом «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональный ЕвроАльфа. Методика поверки», согласованным с ФБУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.;

– счетчиков электрической энергии Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19.05.2006 г.;

– УСПД RTU-327 – в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г.;

– УСПД ЭКОМ-3000 - в соответствии с документом ПБКМ.421459.003 МП «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-300. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г.;

– устройств синхронизации времени УСВ-3 – в соответствии с документом «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки. ВЛСТ.240.00.000МП», утвержденным руководителем ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.;

– серверов точного времени Метроном-50М – в соответствии с документом М0050-2016-МП «Сервер точного времени Метроном-50М. Методика поверки», утвержденным ФГБУ «ГНМЦ» Минобороны России 10.04.2017 г.;

– серверов точного времени СТВ-01 - в соответствии с документом МП 49933-12 с изменением № 2 «Комплексы измерительно-вычислительные СТВ-01. Методика поверки», утвержденным ФБУ «Пензенский ЦСМ» 14.12.2017 г.;

– радиочасы МИР РЧ-02.00 (рег. № 46656-11);

– прибор комбинированный Testo 622 (рег. № 53505-13);

– при поверке измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, применяются средства поверки, указанные в методиках поверки, утвержденных при утверждении типа измерительных компонентов.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

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 Республики Дагестан», аттестованном ООО «Энергокомплекс», аттестат аккредитации № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

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

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) 280-04-50

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН:7444052356
Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, 2
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.