

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «01» марта 2021 г. №197

Лист № 1
Всего листов 16

Регистрационный № 80971-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Томской 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 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 - 28 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», а с выходов счетчиков ИК №№ 29 - 30 – 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, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, 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, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01 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» оснащён 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 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 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 допустимой 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 допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики №№ 1 - 28 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 допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 29 - 30 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 ± 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

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, 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		ИВКЭ	ИВК	
1	2	3	4		5	6	
1	ПС 110/35/10 кВ Межениновка, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Межениновка-Сураново (С-12)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3, рег. № 51644-12, Метроном-50М, рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
2	ПС 110/35/10 кВ Межениновка, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Предтеченск-Межениновка (С-11)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3, рег. № 51644-12, Метроном-50М, рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110/35/10 кВ Межениновка, РУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ ф. 35-17	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =300/5 № 26417-04	A	ТФЗМ 35А-У1	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3, рег. № 51644-12 / Метроном-50М, рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТФЗМ 35А-У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-54, 912-70	A	ЗНОМ-35		
				B	ЗНОМ-35		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
4	ПС 110/35/10 кВ Межениновка, РУ-10 кВ ф. 1 ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 № 25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
5	ПС 110/35/10 кВ Межениновка, РУ-10 кВ ф. 2 ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
6	ПС 110/35/10 кВ Межениновка, РУ-10 кВ ф. 3	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-53	A	НТМИ-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
7	ПС 110/35/10 кВ Межениновка, РУ-10 кВ ф. 5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3, рег. № 51644-12 / Метроном-50М, рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10				
		В					
		С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					
8	ПС 110/10 кВ Предтеченск, ОРУ-110 кВ ВЛ 110 кВ Зональная- Предтеченск (С-86)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1				
		В	НАМИ-110 УХЛ1				
		С	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	А1802РАLХQ-Р4GB-DW-4					
9	ПС 110/10 кВ Предтеченск, ОРУ-110 кВ ВЛ 110 кВ Предтеченск- Межениновка (С-11)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1				
		В	НАМИ-110 УХЛ1				
		С	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	А1802РАLХQ-Р4GB-DW-4					
10	ПС 110/10 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ ф. 1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 № 2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10				
		В					
		С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
11	ПС 110/10 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ ф. 2 ПЭ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09	
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10- 95УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-07	EA02RALX-P3B-4					
12	ПС 110/10 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ ф. 3	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/5 № 25433-07, 25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
13	ПС 110/10 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ ф. 4	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10- 95УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
14	ПС 110/10 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ, ф. 5	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10- 95УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-4					

УСВ-3, рег. № 51644-12 /
Метроном-50М, рег. № 68916-17

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110/10 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ ф. 6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3, рег. № 51644-12 / Метроном-50М, рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
16	ПС 110/10 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ ф. ПР-7 "Томскнаб"	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 № 25433-07	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
17	ПС 110/10 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ ф. 9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10		
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
18	ПС 35/10 кВ Томск-2, ОРУ-35 кВ ф. 35-71	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №52619-13	A	ТВГ-УЭТМ		
				B	ТВГ-УЭТМ		
				C	ТВГ-УЭТМ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-54	A	ЗНОМ-35		
				B	ЗНОМ-35		
				C	ЗНОМ-35		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
19	ПС 35/10 кВ Томск-2, ОРУ-35 кВ ф. 35-72	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/5 №52619-13	A	ТВГ-УЭТМ	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3, рег. № 51644-12 / Метроном-50М, рег. № 68916-17
				B	ТВГ-УЭТМ		
				C	ТВГ-УЭТМ		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-54	A	ЗНОМ-35		
				B	ЗНОМ-35		
				C	ЗНОМ-35		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-4					
20	ПС 35/10 кВ Томск-2, РУ- 10кВ, ф. 1 ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					
21	ПС 35/10 кВ Томск-2, РУ- 10кВ, ф. 2 ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66У3		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-4					
22	ПС 35/10 кВ Томск-2, РУ- 10кВ, ф. 3 ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
23	ПУ-ПС 35/10 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 4	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3, рег. № 51644-12 / Метроном-50М, рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66У3		
B							
C							
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-4					
24	ПУ-ПС 35/10 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 5	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
B							
C							
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-07	ЕА05RL-P1В-4					
25	ПУ-ПС 35/10 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 6	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66У3		
B							
C							
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-4					
26	ПУ-ПС 35/10 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 7	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
B							
C							
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-07	ЕА05RL-P1В-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		6	7		
27	ПС 35/10 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 8	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3, рег. № 51644-12 / Метроном-50М, рег. № 68916-17		
				B	-				
				C	ТПЛМ-10				
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66У3						
		B							
		C							
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-4							
28	ПС 35/10 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 9	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10			RTU-325Т Рег. № 44626-10	РСТВ-01-01, рег. № 40586-12,/ СТВ-01, рег. №49933-12,
				B	-				
				C	ТПЛ-10				
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-53	A	НТМИ-10						
		B							
		C							
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-4							
29	ПС 220 кВ Восточная (220/110/35/10 кВ), ОРУ-35 кВ, ВЛ-35кВ Восточная – Томск-2 с отпайкой (на РОЛТОМ) (3524)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №42663-09, 3689-73	A	ТОЛ-СВЭЛ	RTU-325Т Рег. № 44626-10	РСТВ-01-01, рег. № 40586-12,/ СТВ-01, рег. №49933-12,		
				B	-				
				C	ТФНД-35М				
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65						
		B	ЗНОМ-35-65						
		C	ЗНОМ-35-65						
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4							
30	ПС 220 кВ Восточная (220/110/35/10 кВ), ОРУ-35 кВ, ВЛ-35кВ Восточная – Томск-2 с отпайкой (на РОЛТОМ) (3523)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =300/5 №3690-73, 664-51	A	ТФЗМ-35А-У1			RTU-325Т Рег. № 44626-10	РСТВ-01-01, рег. № 40586-12,/ СТВ-01, рег. №49933-12,
				B	-				
				C	ТФН-35				
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65						
		B	ЗНОМ-35-65						
		C	ЗНОМ-35-65						
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4							
<p>Примечания:</p> <p>1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.</p> <p>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.</p> <p>3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.</p> <p>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.</p>									

Таблица 5 – 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, 2, 8, 9	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
3 – 7, 10, 13 – 15, 17, 20 – 23, 25, 27, 28	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
11	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,8	3,5
12, 16, 18, 19	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
24, 26	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
29, 30	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 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 Р 52425-2005, ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22

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 RTU-325Т - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01 	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк.</p> <p>от -40 до +35 от -40 до +65 от +1 до +50 от 0 до +50 от -25 до +60 от +15 до +30 от +10 до +30 от +5 до +50</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 RTU-325Т:</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>35000 24</p> <p>55000 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	ТГФМ-110 П*	12 шт.
Трансформаторы тока	ТВГ-УЭТМ	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛЮ-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	10 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	20 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35А-У1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ	1 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	1 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	12 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	8 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	7 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66 У3	1 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	24 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	6 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325Т	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Сервер точного времени	СТВ-01	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Методика поверки	МП-312235-119-2020	1 экз.
Формуляр	13526821.4611.156.ПФ	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 Томской области».

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

