

Приложение № 15
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» декабря 2020 г. № 2120

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Первый 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;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД), выполняющие функции сбора, хранения результатов измерений и их передачи на уровень ИВК;

Третий 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, устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется формирование и хранение информации.

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 4. СОЕВ включает в себя устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, часы сервера центра сбора данных ОАО «РЖД», сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», УСПД и счётчиков. Серверы точного времени Метроном-50М и устройство синхронизации времени УСВ-3 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 не превышает ± 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).

УСПД 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).

Счетчики синхронизируются от УСПД. 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 программного обеспечения (ПО) представлены в таблицах 1-2.

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

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» 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 3 - 5.

Таблица 3 - 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			
1	ТПС Барыш, РУ-10кВ, ф.КВ-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				В	ТПОЛ-10			
				С	ТПОЛ-10			
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	А	ЗНОЛ.06-10УЗ			
				В	ЗНОЛ.06-10УЗ			
				С	ЗНОЛ.06-10УЗ			
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3				
		2	ТПС Барыш, РУ-10кВ, ф.КВ-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №1261-08		А	ТПОЛ-10
							В	ТПОЛ-10
С	ТПОЛ-10							
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08			А	ЗНОЛ.06-10УЗ			
				В	ЗНОЛ.06-10УЗ			
				С	ЗНОЛ.06-10УЗ			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97			EA05RL-P1B-3				

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5
3	ТПС Барыш, РУ-10кВ, ф.КВ-3	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =800/5 №32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10	RTU-327 Per. № 41907-09 УСВ-3 Per. № 51644-12 Метроном-50М Per. № 68916-17
				В	ТОЛ-СЭЩ-10	
				С	ТОЛ-СЭЩ-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	А	ЗНОЛ.06-10УЗ	
				В	ЗНОЛ.06-10УЗ	
				С	ЗНОЛ.06-10УЗ	
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3				
4	ТПС Безводовка, КРУН- 10кВ, ф.2 ПТП	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Per. № 41907-09 УСВ-3 Per. № 51644-12 Метроном-50М Per. № 68916-17
				В	-	
				С	ТПОЛ-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	А	ЗНОЛ.06-10УЗ	
				В	ЗНОЛ.06-10УЗ	
				С	ЗНОЛ.06-10УЗ	
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3				
5	ТПС Должниково, РУ- 10кВ, ф.КВ-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Per. № 41907-09 УСВ-3 Per. № 51644-12 Метроном-50М Per. № 68916-17
				В	ТПОЛ-10	
				С	ТПОЛ-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06-10УЗ	
				В	ЗНОЛ.06-10УЗ	
				С	ЗНОЛ.06-10УЗ	
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3				

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5
6	ТПС Должниково, РУ-10кВ, ф.КВ-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТПОЛ-10	
				C	ТПОЛ-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06-10УЗ	
				B	ЗНОЛ.06-10УЗ	
				C	ЗНОЛ.06-10УЗ	
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3				
7	ТПС Инза, РУ-10кВ, ф.КВ-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
				B	ТПОЛ-10	
				C	ТПОЛ-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	EA05RL-P1B-3				
8	ТПС Инза, РУ-10кВ, ф.КВ-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-02	A	ТПОЛ 10	
				B	ТПОЛ 10	
				C	ТПОЛ 10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-1	
				B		
				C		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3				

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5
9	ТПС Канадей, РУ-10кВ, ф.КВ-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-	
				С	ТПОЛ-10	
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10	
				В		
				С		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3				
10	ТПС Канадей, РУ-10кВ, ф.КВ-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-	
				С	ТПОЛ-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10-1	
				В		
				С		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3				
11	ТПС Ключики, РУ-10кВ, ф.КВ-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-	
				С	ТПОЛ-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10-1	
				В		
				С		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3				

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5
12	ТПС Ключики, РУ-10кВ, ф.КВ-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10	<p>RTU-327 Рег. № 41907-09</p> <p>УСВ-3 Рег. № 51644-12</p> <p>Метроном-50М Рег. № 68916-17</p>
				В	-	
				С	ТПОЛ-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10	
				В		
				С		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3				
13	ТПС Коптевка, РУ-10кВ, ф.КВ-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10	
				В	-	
				С	ТПОЛ-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №70324-18	А	НАМИТ-10-2	
				В		
				С		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3				
14	ТПС Коптевка, РУ-10кВ, ф.КВ-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10	
				В	-	
				С	ТПОЛ-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10	
				В		
				С		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3				

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5
15	ТПС Коромысловка, ЗРУ-10кВ, ф.КВ-2	ТТ	К _T =0,5 К _{ТТ} =600/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-	
				С	ТПОЛ-10	
		ТН	К _T =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06-10УЗ	
				В	ЗНОЛ.06-10УЗ	
				С	ЗНОЛ.06-10УЗ	
Счетчик	К _T =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3				
16	ТПС Налейка, РУ-10кВ, ф.КВ-1	ТТ	К _T =0,5 К _{ТТ} =600/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-	
				С	ТПОЛ-10	
		ТН	К _T =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	А	ЗНОЛ.06-10УЗ	
				В	ЗНОЛ.06-10УЗ	
				С	ЗНОЛ.06-10УЗ	
Счетчик	К _T =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3				
17	ТПС Налейка, РУ-10кВ, ф.КВ-2	ТТ	К _T =0,5 К _{ТТ} =600/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-	
				С	ТПОЛ-10	
		ТН	К _T =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	А	ЗНОЛ.06-10УЗ	
				В	ЗНОЛ.06-10УЗ	
				С	ЗНОЛ.06-10УЗ	
Счетчик	К _T =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3				

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5
18	ТПС Новоспасская, ОРУ-35кВ, ф.КВ-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 41907-09 UCB-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	STSM-38	
				C	STSM-38	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-07	A	3НОМ-35-65	
				B	3НОМ-35-65	
				C	3НОМ-35-65	
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4				
19	ТПС Новоспасская, ОРУ-35кВ, ф.КВ-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №37491-08	A	STSM-38	
				B	STSM-38	
				C	STSM-38	
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №37493-08	A	NTSM-38	
				B	NTSM-38	
				C	NTSM-38	
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4				
20	ТПС Пагряево, ЗРУ-10кВ, ф.КВ-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
				B	ТПОЛ-10	
				C	ТПОЛ-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	EA05RL-P1B-3				

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5
21	ТПС Пагрикеево, ЗРУ-10кВ, ф.КВ-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №25433-03	А	ТЛО-10	
				В	ТЛО-10	
				С	ТЛО-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06-10УЗ	
				В	ЗНОЛ.06-10УЗ	
				С	ЗНОЛ.06-10УЗ	
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3				
22	ТПС Пагрикеево, ЗРУ-10кВ, ф.КВ-3	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =800/5 №7069-07	А	ТОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТОЛ-10	
				С	ТОЛ-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 №20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2-14				
23	ТПС Репьевка, РУ-10кВ, ф.КВ-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10	
				В	-	
				С	ТПОЛ-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10	
				В		
				С		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-3				

Продолжение таблицы 3

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

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1 – 6, 8, 10 – 17, 21, 23	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
7, 9, 20, 22	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
18	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
19	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
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 5 – 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 $^{\circ}\text{C}$: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +18 до +23
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, $^{\circ}\text{C}$: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСВ-3 - для Метроном-50М магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -40 до +35 от -40 до +55 от +1 до +50 от -25 до +60 от +15 до +30 0,5

Продолжение таблицы 5

1	2
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики электроэнергии Альфа А1800:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>счетчики электроэнергии ЕвроАльфа:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.02:</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>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 	<p>120000</p> <p>72</p> <p>50000</p> <p>72</p> <p>90000</p> <p>72</p> <p>35000</p> <p>24</p> <p>0,99</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>ИИК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее <p>ИВКЭ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - УСПД RTU-327 - 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;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - УСПД;

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 6.

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	2	3
Трансформаторы тока	STSM-38	6 шт
Трансформаторы тока	ТЛО-10	3 шт
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	3 шт
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	3 шт
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	43 шт
Трансформаторы напряжения	NTSM-38	3 шт
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3 шт
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10У3	27 шт
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	3 шт
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	3 шт
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-1	3 шт
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1 шт
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	ЕвроАльфа	20 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02.2-14	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Методика поверки	МП-312235-108-2020	1 экз.
Формуляр	13526821.4611.143.ЭД.ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП-312235-108-2020 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Ульяновской области. Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 24.07.2020 г.

Основные средства поверки:

– в соответствии с методиками поверки средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ;

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

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

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 Ульяновской области», 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 Ульяновской 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) 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.