

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» февраля 2021 г. № 151

Регистрационный № 80900-21

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Татарстан (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), включающий 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), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД», выполняющие функции сбора, хранения результатов измерений и их передачи на уровень ИВК;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий 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 измерительных каналов (ИК) при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные с УСПД передаются на сервер Центра сбора данных ОАО «РЖД», 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.

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», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы 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 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).

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).

Счетчики 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).

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 - 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		ИВКЭ	УССВ	
1	2	3		4	5	6	
1	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, ВВ2-35 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
2	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, ОРУ- 27,5 кВ, ф.ДПР-27,5 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №19720-06	A	TB		
				B	TB		
				C	-		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-05	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
3	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, КРУН-110 10 кВ, ф.ПЭ-1-10кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-3					
4	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, КРУН-110 10 кВ, ф.ПЭ-2-10кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2473-69	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-3					
5	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, КРУН-110 10 кВ, ф.ПЭ-3-10кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2473-69	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
6	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, ОРУ- 110 кВ, ввод ТЗ 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №16635-05	A	ТГФ110	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4W					
7	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, КРУН- 10 кВ, ф.9-10 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
8	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, КРУН- 10 кВ, ф.11-10 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
9	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, КРУН- 10 кВ, ф.12-10 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/5 №25433-07	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
10	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, КРУН- 10 кВ, ф.13-10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №29390-05	A	ТПЛ-10с		
				B	-		
				C	ТПЛ-10с		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
11	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, ОРУ- 110 кВ, вводТ1, Т2 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №34096-07	A	ТГФ110-II*		
				B	ТГФ110-II*		
				C	ТГФ110-II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4W					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
12	ТП Зеленый дол 110/35/27,5/10 кВ, КРУН- 10 кВ, ф.6-10 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
13	ТП Куркачи 110/27,5/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, ф.ПЭ-1-10 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =200/5 №1261-02	A	ТПОЛ 10		
				B	-		
				C	ТПОЛ 10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
14	ТП Куркачи 110/27,5/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, ф.ПЭ-2-10 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =200/5 №1261-02	A	ТПОЛ 10		
				B	-		
				C	ТПОЛ 10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
15	ТП Куркачи 110/27,5/10 кВ, ф.14-10 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =100/5 №1261-02	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 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
16	ТП Куркачи 110/27,5/10 кВ, ф.5-10 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =200/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
17	ТП Куркачи 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод Т1 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №36672-08, 16635-05, 16635-05	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		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 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4W			

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
18	ТП Куркачи 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод Т2 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №16635-05	A	ТГФ110	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03, 24218-03, 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4W					
19	ТП Шемордан 110/27,5/10 кВ, ф. ДПР-1-27,5 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №3690-73	A	ТФ3М-35А-У1		
				B	ТФ3М-35А-У1		
				C	-		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-05	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					
20	ТП Шемордан 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод Т1 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №16635-05	A	ТГФ110		
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
21	ТП Шемордан 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод ТЗ 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №16635-05	A	ТГФ110	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4					
22	ТП Шемордан 110/27,5/10 кВ, ф. ДПР-2-27,5 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1		
				B	ТФЗМ-35А-У1		
				C	-		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-05	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
23	ТП Шемордан 110/27,5/10 кВ, КРУН-10 кВ, ф.1-10 кВ ХПП	ТТ	ф.А К _Т =0,5 ф.С К _Т =0,5S К _{ТТ} =150/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
24	ТП Шемордан 110/27,5/10 кВ, КРУН-10 кВ, ф.2-10 кВ XIII	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №7069-02	А	ТОЛ 10	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТОЛ 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	ЕА05RAL-B-3					
25	ТП Шемордан 110/27,5/10 кВ, КРУН-10 кВ, ф.3-10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-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	ЕА05RL-B-3					
26	ТП Шемордан 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ОМВ-110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №16635-05	А	ТГФ110		
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
27	ТП 807 км 110/27,5/10 кВ, КРУН-10 кВ, ф.1 ПЭ-10 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/5 №25433-06	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					
28	ТП 807 км 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Киндери тяговая	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №53344-13	A	ТОГФМ-110		
				B	ТОГФМ-110		
				C	ТОГФМ-110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
29	ТП 807 км 110/27,5/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Киндери-оптика П	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №53344-13	A	ТОГФМ-110		
				B	ТОГФМ-110		
				C	ТОГФМ-110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
30	ТП 807 км 110/27,5/10 кВ, КРУН-10 кВ, ф.2 ПЭ-10 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =200/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-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	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
2 - 5, 10, 19, 22 - 25	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
6, 11, 17, 18, 20, 21, 26	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
7 - 9, 12, 27	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
13 - 16, 30	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
28, 29	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$.</p> <p>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.</p>			

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ <p>температура окружающей среды, °C:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83 	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87</p> <p>от +21 до +25</p> <p>от +21 до +25 от +18 до +22</p>

Продолжение таблицы 5

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 - для УСВ-3 - для Метроном-50М 	<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 -25 до +60 от +15 до +30</p>
<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>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, 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 72</p> <p>50000 72</p> <p>35000 24</p> <p>0,99 1</p>
<p>Глубина хранения информации 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 6.

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	STSM-38	3 шт.
Трансформаторы тока	ТВ	2 шт.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ110	17 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	16 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	2 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ110-II*	3 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 II*	1 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	2 шт.

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТОГФМ-110	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	8 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	24 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	27 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	3 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Методика поверки	МП-312235-124-2020	1 экз.
Формуляр	13526821.4611.158.ЭД.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 Республики Татарстан».

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

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

