

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» апреля 2022 г. № 1038

Регистрационный № 85364-22

Лист № 1
Всего листов 30

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Республики Удмуртия (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента..

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основное и/или резервное);

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

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

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

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

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 ИК при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

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

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

Передача информации об энергопотреблении от сервера 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 80020, 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 80020, 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 сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы УСПД и счётчиков. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени (основного и резервного) типа Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащен сервером синхронизации времени ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным источником сигналов точного времени является УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ССВ-1Г посредством ntp-сервера. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики ИК синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 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 ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ» 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, № Госреестра СИ	Обозначение, тип		ИВКЭ	ИВКЭ			
1	2	3		4	5	6			
1	ТПС 110 кВ Агрыз, Ввод 110 кВ Т-1, Т-3	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №16635-05	А	ТГФ110	RTU-327 Пер. № 41907-09, 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14		
				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	ЕА02RAL-РЗВ-4					
		2	ТПС 110 кВ Агрыз, Ввод 110 кВ Т-2	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-РЗВ-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ТПС 110 кВ Агрыз, РУ-10 кВ, ф. 6	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/5 №25433-08	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09, 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-ПГ Рег. № 58301-14
				B			
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RAL-B-3					
4	ТПС 110 кВ Агрыз, РУ-10 кВ, ф. 9	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B			
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RAL-B-3					
5	ПС 110 кВ Балезино-тяги, ввод 110 кВ в сторону АТ-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №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 №16666-07	ЕА02RALX-P3B-4W					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Балезино-тяги, ввод 110 кВ в сторону АТ-2	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =300/1 №16635-97	A	ТГФ-110	RTU-327 Рег. № 41907-09, 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТГФ-110		
				C	ТГФ-110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03,24218-08,24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-07	EA02RALX-P3B-4W					
7	ТПС 110 кВ Балезино, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Балезино - Кестым	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №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 №16666-07	EA02RALX-P3B-4W					
8	ТПС 110 кВ Балезино, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Балезино - Сегедур с отпайкой на ТПС Челца	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №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 №16666-07	EA02RALX-P3B-4W					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ТПС 110 кВ Балезино, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Балезино - Пибаньшур	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №16635-05	A	ТГФ110	RTU-327 Пер. № 41907-09, 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03,24218-08,24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-07	EA02RALX-P3B-4W					
10	ТПС 110 кВ Балезино, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Балезино - Юнда	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
11	ТПС 110 кВ Балезино, РУ 10 кВ, КВЛ 10 кВ ф.№1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/5 №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	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
12	ТПС 110 кВ Базезино, РУ 10 кВ, КВЛ 10 кВ ф.№4	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/5 №1261-02	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09, 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				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 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
13	ТПС 110 кВ Ижевск, ОРУ 27,5 кВ, Ввод 27,5 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №3689-73	A	ТФЗМ-35Б-1У1		
				B			
				C	ТФЗМ-35Б-1У1		
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65				
		B	ЗНОМ-35-65				
		C					
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
14	ТПС 110 кВ Ижевск, ШСН 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №15174-06	A	ТОП-0,66		
				B	ТОП-0,66		
				C	ТОП-0,66		
ТН							
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ТПС 110 кВ Закамская (Камбарка), ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Закамская-Кармановская ГРЭС I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Закамская-Карманово 1)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №16635-05	А	ТГФ110	RTU-327 Рег. № 41907-09, 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-07	В	ТГФ110		
		ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №16635-05	С	ТГФ110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-07	В	ТГФ110		
16	ТПС 110 кВ Закамская (Камбарка), ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Закамская-Кармановская ГРЭС II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Закамская-Карманово 2)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №16635-05	А	ТГФ110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	В	ТГФ110		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-07	С	ТГФ110		
		ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №16635-05	А	НАМИ-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	В	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-07	С	НАМИ-110 УХЛ1		
17	ТПС 110 кВ Закамская (Камбарка), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Закамская - Камбарка I цепь	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №16635-05	А	ТГФ110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	В	ТГФ110		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-07	С	ТГФ110		
		ТТ	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	В	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-07	С	НАМИ-110 УХЛ1		

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
18	ТПС 110 кВ Закамская (Камбарка), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Закамская - Камбарка 2 цепь	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №16635-05	A	ТГФ110	RTU-327 Рег. № 41907-09, 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				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 №16666-07	EA02RALX-P3B-4W					
19	ТПС 110 кВ Закамская (Камбарка), ОРУ-110 кВ, ОМВ - 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №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 №16666-07	EA02RALX-P3B-4W					
20	ТПС 110 кВ Закамская (Камбарка), РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ ф.3	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B			
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,2 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					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
21	ТПС 110 кВ Закамская (Камбарка), РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ ф.4	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09, 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				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					
22	ТПС 110 кВ Закамская (Камбарка), РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ ф.5	ТТ	К _Т =0,2S 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	EA05RL-B-3					
23	ТПС 220 кВ Кожиль, ввод Т1 220 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №36671-12	A	ТГФМ-220П*		
				B	ТГФМ-220П*		
				C	ТГФМ-220П*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4G-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
24	ТПС 220 кВ Кожиль, ввод Т2 220 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №36671-12	A	ТГФМ-220П*	RTU-327 Пер. № 41907-09, 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТГФМ-220П*		
				C	ТГФМ-220П*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4G-DW-4					
25	ТПС 220 кВ Кожиль, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Кожиль - Яр	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №3689-73	A	ТФНД-35М		
				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 =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					
26	ТПС 220 кВ Кожиль, РУ 10 кВ, КВЛ 10 кВ ф.4	ТТ	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 №16687-02	A	НАМИТ-10-1		
				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
27	ТПС 110 кВ Кузьма, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Кузьма - Верещагино	ТТ	К _T =0,2S К _{ТТ} =600/5 №30489-05	A	TG145	RTU-327 Пер. № 41907-09, 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	TG145		
				C	TG145		
		ТН	К _T =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _T =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
28	ТПС 110 кВ Кузьма, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Кузьма - Зюкай	ТТ	К _T =0,2S К _{ТТ} =600/5 №30489-05	A	TG145		
				B	TG145		
				C	TG145		
		ТН	К _T =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _T =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
29	ТПС 110 кВ Пибаньшур, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _T =0,2S К _{ТТ} =100/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _T =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _T =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
30	ТПС 110 кВ Пибаньшур, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 П*	RTU-327 Пер. № 41907-09, 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 П*		
				C	ТГФМ-110 П*		
		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 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
31	ТПС 110 кВ Пычас, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №34096-07	A	ТГФ110-П*		
				B	ТГФ110-П*		
				C	ТГФ110-П*		
		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 №16666-07	EA02RALX-P3B-4W					
32	ТПС 110 кВ Пычас, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №34096-07	A	ТГФ110-П*		
				B	ТГФ110-П*		
				C	ТГФ110-П*		
		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-4W					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
33	ТПС 110 кВ Сарапул, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Кама - Сарапул-гяга 1 цепь	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =200/1 №16635-97	А	ТГФ-110	RTU-327 Пер. № 41907-09, 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТГФ-110		
				С	ТГФ-110		
		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	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
34	ТПС 110 кВ Сарапул, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Кама - Сарапул-гяга 2 цепь	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №36672-08,16637-97,16637-97	А	ТГФМ-110 П*		
				В	ТГФ-110		
				С	ТГФ-110		
		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	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
35	ТПС 220 кВ Саркуз, ввод АТ-1 220 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №36671-12	А	ТГФМ-220П*		
				В	ТГФМ-220П*		
				С	ТГФМ-220П*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
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
36	ТПС 220 кВ Саркуз, ввод АТ-2 220 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №36671-12	A	ТГФМ-220П*	RTU-327 Пер. № 41907-09, 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТГФМ-220П*		
				C	ТГФМ-220П*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
37	ТПС 220 кВ Саркуз, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Саркуз - Кизнер 1 цепь	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №34096-07	A	ТГФ110-П*		
				B	ТГФ110-П*		
				C	ТГФ110-П*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
38	ТПС 220 кВ Саркуз, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Саркуз - Кизнер 2 цепь	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №34096-07	A	ТГФ110-П*		
				B	ТГФ110-П*		
				C	ТГФ110-П*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
39	ТПС 220 кВ Саркуз, ОРУ 110 кВ, ОВ 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №34096-07	A	ТГФ110-П*	RTU-327 Пер. № 41907-09, 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-П Пер. № 58301-14
				B	ТГФ110-П*		
				C	ТГФ110-П*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
40	ТПС 220 кВ Саркуз, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ ф.1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B			
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					
41	ТПС 220 кВ Саркуз, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ ф.2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B			
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				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
42	ТПС 220 кВ Саркуз, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ ф.3	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/5 №25433-06	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09, 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-П Рег. № 58301-14
				B			
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					
43	ТПС 220 кВ Саркуз, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ ф.4	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10		
				B			
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					
44	ТПС 110 кВ Чепца, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Балезино - Сегедур с отпайкой на ТПС Чепца	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =75/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
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
45	ТПС 110 кВ Чепца, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Сегедур – Пибаньшур с отпайкой на ТПС Чепца	ТТ	К _T =0,2S К _{TT} =75/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 П*	RTU-327 Рег. № 41907-09, 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-ПГ Рег. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 П*		
				C	ТГФМ-110 П*		
		ТН	К _T =0,2 К _{TН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _T =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
46	ТПС 110 кВ Чепца, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Чепца-тяги - Пибаньшур	ТТ	К _T =0,5 К _{TT} =150/5 №3689-73	A	ТФНД-35М		
				B			
				C	ТФНД-35М		
		ТН	К _T =0,5 К _{TН} =35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	К _T =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					
47	ТПС 110 кВ Чепца, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Чепца-тяги - Полом	ТТ	К _T =0,5 К _{TT} =75/5 №26417-06	A	ТФЗМ 35А-У1		
				B	ТФЗМ 35А-У1		
				C	ТФЗМ 35А-У1		
		ТН	К _T =0,5 К _{TН} =35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	К _T =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
48	ТПС 110 кВ Чеша, РУ 10 кВ, КВЛ 10 кВ ф.1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =75/5 №814-53	А	ТПФМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09, 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-П Рег. № 58301-14
				В			
				С	ТПФМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					
49	ТПС 110 кВ Чеша, РУ 10 кВ, КВЛ 10 кВ ф.5	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =75/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В			
				С	ТПФМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					
50	ТПС 110 кВ Чеша, РУ 10 кВ, КВЛ 10 кВ ф.6	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =75/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10		
				В			
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
51	ТПС 110 кВ Кез, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Сегедур - Кузьма I цепь с отпайкой на ТПС Кез	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 П*	RTU-327 Рег. № 41907-09, 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-П Рег. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 П*		
				C	ТГФМ-110 П*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	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					
52	ТПС 110 кВ Кез, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Сегедур - Кузьма II цепь с отпайкой на ТПС Кез	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 П*		
				B	ТГФМ-110 П*		
				C	ТГФМ-110 П*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	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					
53	ТПС 110 кВ Кез, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Кез - Заря	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №3690-73	A	ТФН-35М		
				B			
				C	ТФН-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 =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
54	ТПС 110 кВ Кез, РУ 10 кВ, КВЛ 10 кВ ф.1	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =300/5 №29390-10	A	ТПЛ-10с	RTU-327 Рег. № 41907-09, 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-ПГ Рег. № 58301-14
				B			
				C	ТПЛ-10с		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
55	ТПС 110 кВ Кез, РУ 10 кВ, КВЛ 10 кВ ф.6	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/√3/100/√3 №3344-08	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					
56	ТПС 110 кВ Кез, РУ 10 кВ, КВЛ 10 кВ ф.5	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B			
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
57	ТПС 110 кВ Кузьма, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Сегедур - Кузьма I цепь с отпайкой на ТПС Кез	ТТ	К _T =0,2S К _{ТТ} =600/5 №30489-05	A	TG145	RTU-327 Пер. № 41907-09, 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	TG145		
				C	TG145		
		ТН	К _T =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _T =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
58	ТПС 110 кВ Кузьма, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Сегедур - Кузьма II цепь с отпайкой на ТПС Кез	ТТ	К _T =0,2S К _{ТТ} =600/5 №30489-05	A	TG145		
				B	TG145		
				C	TG145		
		ТН	К _T =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _T =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RAL-P4G-DW-4					
59	ТПС 110 кВ Кузьма, РУ 10 кВ, КВЛ 10 кВ ф.3	ТТ	К _T =0,5 К _{ТТ} =50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10У3		
				B			
				C	ТПЛ-10У3		
		ТН	К _T =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _T =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6				
60	ТПС 110 кВ Кузьма, РУ 10 кВ, КВЛ 10 кВ ф.4	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =75/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09, 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14				
				B							
				C	ТПОЛ-10						
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	A	ЗНОЛ.06						
				B	ЗНОЛ.06						
				C	ЗНОЛ.06						
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3							
		<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, 32	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
5-10, 15-19, 23-24, 27-31, 33-39, 44-45, 51-52, 57-58	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,1
3-4, 11-12, 20-22, 40-42	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
13, 25-26, 43, 46-50, 53-56, 59-60	Активная	1,0	2,9
	Реактивная	1,8	2,8
14	Активная	0,8	2,9
	Реактивная	2,2	4,4
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 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005, ТУ 4228-011-29056091-05 ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г</p>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от -40 до +35 от -40 до +60 от +1 до +50 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p>	<p>50000 72 120000 72 35000 24 100000 24 0,99 1</p>

Продолжение таблицы 6

1	2
<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 	45
<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 	45
<p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее 	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	STSM-38	3 шт.
Трансформаторы тока	TG145	12 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ110	36 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ-110	3 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ110-II*	6 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ-110 II*	9 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 II*	21 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-220II*	12 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	18 шт.
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	3 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10У3	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35А-У1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	4 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	18 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	8 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	63 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	12 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-1	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	4 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	40 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	20 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	3 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	3 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.217.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 Удмуртия», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

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

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

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

ИНН 7706284124

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

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью инвестиционно-инжиниринговая группа «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15

Телефон: +7 (982) 282-82-82

Факс: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Регистрационный № RA.RU.312601 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации, дата внесения 06.12.2018 г.

