

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «б» апреля 2022 г. № 869

Регистрационный № 85151-22

Лист № 1
Всего листов 33

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счётчики активной и реактивной электрической энергии (счётчики), 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» (основные и/или резервные) и ПАО «ФСК ЕЭС»;

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

АИИС КУЭ, включающая ИК №№ 51-52, состоит из двух уровней:

1-й уровень – ИИК, включает в себя ТТ, ТН, счётчики, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – ИВК, включает в себя серверы ПАО «ФСК ЕЭС» и ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», 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 ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» создан на базе ПО «Метроскоп».

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 №№ 1-28 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. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Допускается опрос счётчиков в составе ИК №№ 1-28 любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее по основному каналу связи данные с УСПД 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 ИК №№1-28 опрашиваются по резервному с использованием каналобразующего оборудования стандарта GSM.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 29-50, №№ 53-55 по проводным линиям связи (интерфейс RS-485) поступает на входы УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации. Далее по выделенному (основному) каналу связи данные с УСПД передаются на сервер ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется оформление отчетных документов. При отказе основного канала связи опрос выполняется по резервному. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически опрашивает счётчики в составе ИК №51-52 с помощью выделенного (основного) канала связи. При отказе основного канала опрос счётчиков выполняется по резервному.

Не реже одного раза в сутки сервер ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 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 6.

СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, СТВ-01 или РСТВ-01-01, часы серверов, УСПД и счётчиков.

Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, СТВ-01 или РСТВ-01-01 осуществляют приём 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» оснащён УССВ типа 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 устройством коррекции времени может быть УСВ-3. Корректировка времени 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).

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащён УССВ типа 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 допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от 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 допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от резервного 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 допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 1-28 синхронизируются от УСПД ОАО «РЖД» (основных и/или резервных). 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).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики ИК №№ 1 – 28 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи. 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 ± 3 с (параметр программируемый).

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» оснащен УССВ на базе сервера точного времени СТВ-01 или радиосервера точного времени РСТВ-01-01. Периодичность сравнения показаний часов сервера и УССВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» синхронизируется от сервера ПАО «ФСК ЕЭС». Периодичность сравнения показаний часов сервера и УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов УСПД происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счётчики ИК №№ 29 – 50, №№ 53-55 синхронизируются от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счётчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов счётчиков происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счётчики ИК №№ 51-52 синхронизируются от сервера ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов происходит при каждом сеансе связи. 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 ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счётчиков, 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 - 4.

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

Таблица 4 - Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ», СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 5 - 7.

Таблица 5 - 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	СОЕВ					
1	2	3	4		5	6					
1	ПС 110 кВ Волжская-Тяговая, ввод 110 кВ Т-1 (ВЛ-110 кВ №265)	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =300/5 №15651-96	A	TG 145	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12				
				B	TG 145						
				C	TG 145						
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1						
				B	НКФ-110-57 У1						
				C	НКФ-110-57 У1						
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4							
		2	ПС 110 кВ Волжская-Тяговая, ввод 110 кВ Т-1 (ВЛ-110 кВ №211)	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =300/5 №15651-96			A	TG 145	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14
								B	TG 145		
C	TG 145										
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94			A	НКФ-110-57 У1						
				B	НКФ-110-57 У1						
				C	НКФ-110-57 У1						
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06			A1802RALQ-P4GB-DW-4							
							Метроном-50М Пер. № 68916-17				

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Жутово-тяговая, ВЛ 110 кВ Заливская – ЭЧЭ-24 РЖД (Ввод №2 ВЛ 110 кВ № 94)	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =300/5 №15651-96	A	TG 145	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	TG 145		
				C	TG 145		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
4	ПС 110 кВ Жутово-тяговая, ВЛ 110 кВ Заливская – ЭЧЭ-24 РЖД (Ввод №1 ВЛ 110 кВ № 95)	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =300/5 №15651-96	A	TG 145		
				B	TG 145		
				C	TG 145		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5К _{сч} =1№31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
5	ПС 110 кВ Зензеватка - тяговая, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/5 №61432-15	A	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-110		
				B	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-110		
				C	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-110		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Зензеватка - тяговая, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/5 №61432-15	A	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-110	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-110		
				C	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-110		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
7	ПС 110 кВ Зензеватка, ВЛ- 110 кВ №464	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №26422-04	A	ТФЗМ 110Б-IV		
				B	ТФЗМ 110Б-IV		
				C	ТФЗМ 110Б-IV		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №1188-84,1188-84, №14205-94	A	НКФ110-83У1		
				B	НКФ110-83У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4					
8	ПС 110 кВ Зензеватка, ВЛ- 110 кВ №465	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №26422-04	A	ТФЗМ 110Б-IV		
				B	ТФЗМ 110Б-IV		
				C	ТФЗМ 110Б-IV		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94, 1188-84, 1188-84	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ110-83У1		
				C	НКФ110-83У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Зензеватка, ОВ-110 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №26422-04	A	ТФЗМ 110Б-IV	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТФЗМ 110Б-IV		
				C	ТФЗМ 110Б-IV		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94, 1188-84, 1188-84	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ110-83У1		
				C	НКФ110-83У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4					
10	ПС 220 кВ Иловля-2, ВЛ 220 кВ Волга - Иловля-2 - Арчеда (ВЛ 220 кВ Волга - Иловля-2)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №61432-15	A	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-220		
				B	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-220		
				C	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-220		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №52061-12	A	ЗНГА-220		
				B	ЗНГА-220		
				C	ЗНГА-220		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
11	ПС 220 кВ Иловля-2, ВЛ 220 кВ Волга - Иловля-2 - Арчеда (ВЛ 220 кВ Арчеда - Иловля-2)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №61432-15	A	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-220		
				B	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-220		
				C	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-220		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №52061-12	A	ЗНГА-220		
				B	ЗНГА-220		
				C	ЗНГА-220		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
12	ПС 220 кВ Иловля-2, ВЛ 110 кВ Иловля-2 - Котлубань №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ №56)	ТТ	К _T =0,5 К _{ТТ} =600/5 №26422-04	A	ТФЗМ 110Б-IV	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17		
				B	ТФЗМ 110Б-IV				
				C	ТФЗМ 110Б-IV				
		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					
		13	ПС 220 кВ Иловля-2, ВЛ 110 кВ Иловля-2 - Котлубань №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ №543)	ТТ	К _T =0,5 К _{ТТ} =600/5 №26422-04			A	ТФЗМ 110Б-IV
								B	ТФЗМ 110Б-IV
C	ТФЗМ 110Б-IV								
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					
14	ПС 220 кВ Иловля-2, ВЛ 110 кВ Лог - Иловля-2 №1 с отпайкой на ПС Иловля (ВЛ 110 кВ №545)			ТТ	К _T =0,5 К _{ТТ} =600/5 №26422-04	A	ТФЗМ 110Б-IV		
						B	ТФЗМ 110Б-IV		
		C	ТФЗМ 110Б-IV						
		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					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
15	ПС 220 кВ Иловля-2, ВЛ 110 кВ Лог - Иловля-2 №2 с отпайкой на ПС Иловля (ВЛ 110 кВ №552)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №26422-06	А	ТФЗМ 110Б-IV	RTU-327 Per. № 41907-09	УСВ-3 Per. № 51644-12		
				В	ТФЗМ 110Б-IV				
				С	ТФЗМ 110Б-IV				
		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 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4							
16	ПС 220 кВ Иловля-2, ОВГ 110 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №26422-06	А	ТФЗМ 110Б-IV			ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	ССВ-1Г Per. № 58301-14
				В	ТФЗМ 110Б-IV				
				С	ТФЗМ 110Б-IV				
		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 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4							
17	ТПС 220 кВ Канальная, ВЛ 220 кВ Южная-Канальная I цепь (ВЛ 220 кВ Канальная-1)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =300/5 №15651-96	А	TG 245	Метроном-50М Per. № 68916-17			
				В	TG 245				
				С	TG 245				
		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 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
18	ТПС 220 кВ Канальная, ВЛ 220 кВ Южная- Канальная II цепь (ВЛ 220 кВ Канальная-2)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =300/5 № 15651-96	A	TG 245	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17		
				B	TG 245				
				C	TG 245				
		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					
		19	ТПС 110 кВ Котельниково, ВЛ-110 кВ Котельниково - ЭЧЭ-25 РЖД №2 (ВЛ 110 кВ Тяговая 2 (Ввод Т-1))	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =300/5 №15651-96			A	TG 145
								B	TG 145
C	TG 145								
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-05			A	НКФ-110-57				
				B	НКФ-110-57				
				C	НКФ-110-57				
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06			A1802RALQ-P4GB-DW-4					
20	ТПС 110 кВ Котельниково, ВЛ-110 кВ Котельниково - ЭЧЭ-25 РЖД №1 (ВЛ 110 кВ Тяговая 1 (Ввод Т-2))			ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/5 №61432-15,15651-96, 15651-96	A	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-110		
						B	TG 145		
		C	TG 145						
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-05	A	НКФ-110-57				
				B	НКФ-110-57				
				C	НКФ-110-57				
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Котлубань- Тяговая, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =300/5 №15651-96	A	TG 145	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				B	TG 145		
				C	TG 145		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14		
22	ПС 110 кВ Котлубань- Тяговая, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =300/5 №15651-96, 61432-15, 15651-96			A	TG 145
						B	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-110
						C	TG 145
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94			A	НКФ-110-57 У1
						B	НКФ-110-57 У1
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		Метроном-50М Пер. № 68916-17			
23	ПС 110 кВ Петров Вал- Тяговая, ВЛ 110 кВ Петров Вал-Петров Вал-Тяговая (ВЛ 110 кВ №440)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №36672-08		A	ТГФМ-110 II*	
					B	ТГФМ-110 II*	
					C	ТГФМ-110 II*	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94		A	НКФ-110-57 У1	
					B	НКФ-110-57 У1	
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Петров Вал-тяговая, ВЛ 110 кВ Петров Вал-Тяговая-Таловка (ВЛ 110 кВ №463)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
25	ПП 110 кВ М.Горького, отпайка ВЛ 110 кВ Садовая - ПП М.Горького (ВЛ 110 кВ №71)	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =600/5 №15651-96	A	TG 145		
				B	TG 145		
				C	TG 145		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №15853-96	A	CPB 123		
				B	CPB 123		
				C	CPB 123		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
26	ПП 110 кВ М.Горького, отпайка ВЛ 110 кВ Садовая - Советская (ВЛ 110 кВ №72)	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =600/5 №15651-96	A	TG 145		
				B	TG 145		
				C	TG 145		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №15853-96	A	CPB 123		
				B	CPB 123		
				C	CPB 123		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
27	ПП 110 кВ М.Г.орького, ввод 1, ВЛ 110 кВ Гумрак-ПП М.Г.орького (ВЛ 110 кВ № 70)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №15651-96	A	TG 145	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12		
				B	TG 145				
				C	TG 145				
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №15853-96	A	CPB 123			ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	CPB 123				
				C	CPB 123				
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		Метроном-50М Рег. № 68916-17					
ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =600/5 №15651-96	A	TG 145						
		B	TG 145						
		C	TG 145						
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №15853-96	A	CPB 123						
		B	CPB 123						
		C	CPB 123						
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4							
28	ПП 110 кВ М.Г.орького, ввод 2, ВЛ 110 кВ Гумрак-ПП М.Г.орького (ВЛ 110 кВ № 70)	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =600/5 №15651-96	A	TG 145	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				B	TG 145				
				C	TG 145				
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №15853-96	A	CPB 123				
				B	CPB 123				
				C	CPB 123				
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
29	ПС 220 кВ Арчеда, ВЛ 220 кВ Волга - Иловля-2 - Арчеда	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №68636-17	A	ТВ-220, мод. ТВ-220/25 У2	TK16L.31 Пер. №36643-07	РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 СТВ-01 Пер. № 49933-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				B	ТВ-220, мод. ТВ-220/25 У2		
				C	ТВ-220, мод. ТВ-220/25 У2		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №14626-95	A	НКФ-220-58 У1		
				B	НКФ-220-58 У1		
				C	НКФ-220-58 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL					
30	ПС 220 кВ Арчеда, ОМВ-220	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №52260-12	A	ТГФМ-220		
				B	ТГФМ-220		
				C	ТГФМ-220		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №14626-95	A	НКФ-220-58 У1		
				B	НКФ-220-58 У1		
				C	НКФ-220-58 У1		
			К _Т =0,5 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №14626-95	A	НКФ-220-58 У1		
				B	НКФ-220-58 У1		
				C	НКФ-220-58 У1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
31	ПС 500 кВ Волга, ВЛ 220 кВ Волга - Иловля-2 - Арчеда	ТТ	К _T =0,2S К _{ТТ} =2000/1 №23747-02	A	СА 245	RTU-325 Пер. №37288-08	РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 СТВ-01 Пер. № 49933-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17		
				B	СА 245				
				C	СА 245				
		ТН	К _T =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ, мод. НАМИ-220				
				B	НАМИ, мод. НАМИ-220				
				C	НАМИ, мод. НАМИ-220				
		Счетчик	К _T =0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-20	A1802RAL-P4GB-DW-4					
		32	ПС 500 кВ Волга, ОВВ-220 кВ	ТТ	К _T =0,5 К _{ТТ} =2000/1 №64844-16			A	ТФНД-220
								B	ТФНД-220
C	ТФНД-220								
ТН	К _T =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №60353-15			A	НАМИ, мод. НАМИ-220				
				B	НАМИ, мод. НАМИ-220				
				C	НАМИ, мод. НАМИ-220				
ТН	К _T =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №60353-15			A	НАМИ, мод. НАМИ-220				
				B	НАМИ, мод. НАМИ-220				
				C	НАМИ, мод. НАМИ-220				
Счетчик	К _T =0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-20			A1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
33	ПС 220 кВ Волжская, ВЛ 110 кВ Волжская-Тяговая Ж.Д. (ВЛ 110 кВ №211)	ТТ	К _T =0,2S К _{ТТ} =800/5 №52261-12	А	ТГФМ-110	ТК16L.31 Пер. № 36643-07	РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 СТВ-01 Пер. № 49933-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17		
				В	ТГФМ-110				
				С	ТГФМ-110				
		ТН	К _T =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ, мод. НАМИ-110				
				В	НАМИ, мод. НАМИ-110				
				С	НАМИ, мод. НАМИ-110				
		Счетчик	К _T =0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL					
		34	ПС 220 кВ Волжская, ОВ 110 кВ	ТТ	К _T =0,5 К _{ТТ} =800/5 №2793-71			А	ТФЗМ-110Б-ІУ1
								В	ТФЗМ-110Б-ІУ1
С	ТФЗМ-110Б-ІУ1								
ТН	К _T =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60353-15			А	НАМИ, мод. НАМИ-110				
				В	НАМИ, мод. НАМИ-110				
				С	НАМИ, мод. НАМИ-110				
ТН	К _T =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60353-15			А	НАМИ, мод. НАМИ-110				
				В	НАМИ, мод. НАМИ-110				
				С	НАМИ, мод. НАМИ-110				
Счетчик	К _T =0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06			EPQS 111.21.18LL					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6				
35	ПС 220 кВ Гумрак, ВЛ 110 кВ Гумрак-ППИ М.Г.орького (ВЛ 110 кВ №70)	ТТ	К _T =0,2S К _{ТТ} =600/5 №30489-09	A	TG мод. TG145	TK16L.31 Пер. № 36643-07					
				B	TG мод. TG145						
				C	TG мод. TG145						
		ТН	К _T =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №15853-06	A	CPB 72-800, мод. CPB 123						
				B	CPB 72-800, мод. CPB 123						
				C	CPB 72-800, мод. CPB 123						
		Счетчик	К _T =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL							
		36	ПС 220 кВ Гумрак, ОВ-110 кВ	ТТ	К _T =0,2S К _{ТТ} =1200/5 №30489-09			A	TG мод. TG145	TK16L.31 Пер. № 36643-07	PCTB-01-01 Пер. № 40586-12 СТВ-01 Пер. № 49933-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
								B	TG мод. TG145		
C	TG мод. TG145										
ТН	К _T =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №15853-06			A	CPB 72-800, мод. CPB 123						
				B	CPB 72-800, мод. CPB 123						
				C	CPB 72-800, мод. CPB 123						
Счетчик	К _T =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №25971-06			EPQS 111.21.18LL							
37	ПС 220 кВ Заливская, ВЛ 110 кВ Заливская - ЭЧЭ-24 РЖД (ВЛ 110 кВ № 94)			ТТ	К _T =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №16023-97	A	ТФМ-110	TK16L.31 Пер. № 36643-07			
						B	ТФМ-110				
		C	ТФМ-110								
		ТН	К _T =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №1188-84	A	НКФ110-83У1						
				B	НКФ110-83У1						
				C	НКФ110-83У1						
		Счетчик	К _T =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
38	ПС 220 кВ Заливская, ВЛ 110 кВ Заливская - ЭЦЭ-24 РЖД (ВЛ 110 кВ № 95)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №16023-97	A	ТФМ-110	TK16L.31 Per. № 36643-07	РСТВ-01-01 Per. № 40586-12 СТВ-01 Per. № 49933-12 Метроном-50М Per. № 68916-17		
				B	ТФМ-110				
				C	ТФМ-110				
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №1188-84	A	НКФ110-83У1				
				B	НКФ110-83У1				
				C	НКФ110-83У1				
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL					
		39	ПС 220 кВ Заливская, ячейка 110 кВ АТ-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №16023-97			A	ТФМ-110
								B	ТФМ-110
C	ТФМ-110								
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №1188-84			A	НКФ110-83У1				
				B	НКФ110-83У1				
				C	НКФ110-83У1				
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №25971-06			EPQS 111.21.18LL					
40	ПС 220 кВ Заливская, ячейка 110 кВ Т-3			ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/5 №52261-12	A	ТГФМ-110		
						B	ТГФМ-110		
		C	ТГФМ-110						
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №1188-84	A	НКФ110-83У1				
				B	НКФ110-83У1				
				C	НКФ110-83У1				
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
41	ПС 220 кВ Заливская, ОВ-110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =500/5 №52261-12	A	ТГФМ-110	TK16L.31 Рег. № 36643-07	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12 СТВ-01 Рег. № 49933-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №1188-84	A	НКФ110-83У1		
				B	НКФ110-83У1		
				C	НКФ110-83У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №1188-84	A	НКФ110-83У1		
				B	НКФ110-83У1		
				C	НКФ110-83У1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL			
42	ПС 220 кВ Заливская, Ячейка 35 кВ Т-3	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =300/5 №59982-15	A	ТГМ		
				B	ТГМ		
				C	ТГМ		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
43	ПС 220 кВ Заливская, КРУН 10 кВ, Ячейка 10 кВ Т-3	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	TK16L.31 Пер. № 36643-07	
				В	ТВЛМ-10		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL					
44	ПС 220 кВ Котельниково, ОРУ 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Котельниково- ЭЧЭ-25 РЖД №1 (ВЛ 110 кВ Тяговая 1)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	TK16L.31 Пер. № 36643-07	РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 СТВ-01 Пер. № 49933-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №80014-20, 1188-84, 80014-20	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ110-83У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-20	A1802RAL-P4GB-DW-4					
45	ПС 220 кВ Котельниково, ОРУ 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Котельниково- ЭЧЭ-25 РЖД №2 (ВЛ 110 кВ Тяговая 2)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	TK16L.31 Пер. № 36643-07	
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №80014-20	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-20	A1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
46	ПС 220 кВ Котельниково, ВЛ 110 кВ Компрессорная-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =30/1 №32002-06	A	IMB 72-800, мод. IMB 123	TK16L.31 Рег. № 36643-07	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12 СТВ-01 Рег. № 49933-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	IMB 72-800, мод. IMB 123		
				C	IMB 72-800, мод. IMB 123		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №80014-20,1188-84,80014-20	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ110-83У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-20	A1802RAL-P4GB-DW-4					
47	ПС 220 кВ Котельниково, ВЛ 110 кВ Компрессорная-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =30/1 №32002-06	A	IMB 72-800, мод. IMB 123	TK16L.31 Рег. № 36643-07	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12 СТВ-01 Рег. № 49933-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	IMB 72-800, мод. IMB 123		
				C	IMB 72-800, мод. IMB 123		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №80014-20	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-20	A1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
48	ПС 220 кВ Котельниково, ОВ 110 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =500/1 №52261-12	A	ТГФМ-110	ТК16L.31 Пер. № 36643-07	РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 СТВ-01 Пер. № 49933-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №80014-20	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №80014-20,1188-84,80014-20	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ110-83У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-20	A1802RAL-P4GB-DW-4			
49	ПС 220 кВ Петров Вал, ВЛ 110 кВ Петров Вал-Петров Вал-Тяговая (ВЛ 110 кВ №440)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/5 №52261-12	A	ТГФМ-110	ТК16L.31 Пер. № 36643-07	
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-05, 80015-20, 14205-05	A	НКФ-110-57		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
50	ПС 220 кВ Петров Вал, ОВ 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/5 №52261-12	А	ТГФМ-110	ТК16L.31 Пер. № 36643-07	РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 СТВ-01 Пер. № 49933-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-05	А	НКФ-110-57		
				В	НКФ-110-57		
				С	НКФ-110-57		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-05,80015-20, 14205-05	А	НКФ-110-57		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL			
51	ПС 220 кВ Таловка, ВЛ 110 кВ Петров Вал-Тяговая-Таловка (ВЛ 110 кВ № 463)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №2793-71	А	ТФЗМ-110Б-ІУ1	-	
				В	ТФЗМ-110Б-ІУ1		
				С	ТФЗМ-110Б-ІУ1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №1188-84	А	НКФ110-83У1		
				В	НКФ110-83У1		
				С	НКФ110-83У1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
52	ПС 220 кВ Таловка, ОВ 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/5 №52261-12	A	ТГФМ-110	-	РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 СТВ-01 Пер. № 49933-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №1188-84	A	НКФ110-83У1		
				B	НКФ110-83У1		
				C	НКФ110-83У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №1188-84	A	НКФ110-83У1		
				B	НКФ110-83У1		
				C	НКФ110-83У1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL			
53	ПС 500 кВ Южная, ВЛ 220 кВ Южная - Канальная I цепь (ВЛ 220 кВ Канальная-1)	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =1000/1 №15651-96	A	TG 245	RTU-325 Пер. №37288-08	
				B	TG 245		
				C	TG 245		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №23743-02	A	DFK 245		
				B	DFK 245		
				C	DFK 245		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RAL-P4B-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
54	ПС 500 кВ Южная, ВЛ 220 кВ Южная - Канальная II цепь (ВЛ 220 кВ Канальная-2)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/1 №15651-12	A	TG 245	RTU-325 Per. №37288-08	РСТВ-01-01 Per. № 40586-12 СТВ-01 Per. № 49933-12 Метроном-50М Per. № 68916-17
				B	TG 245		
				C	TG 245		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №83189-21	A	НКФ-220-58		
				B	НКФ-220-58		
				C	НКФ-220-58		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P4B-4					
55	ПС 500 кВ Южная, ОРУ 220 кВ, ОВВ-220 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/5 № 75894-19	A	TG		
				B	TG		
				C	TG		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №23743-02	A	DFK 245		
				B	DFK 245		
				C	DFK 245		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №83189-21	A	НКФ-220-58		
				B	НКФ-220-58		
				C	НКФ-220-58		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P4B-4			

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 5, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 6 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 6 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1-4, 19, 21, 22, 25, 26, 28, 53	Активная	0,8	2,4
	Реактивная	1,5	1,7
5, 6, 20, 23, 24, 55	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
7-9, 27, 54	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
10, 11, 31	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
12-18	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,0	2,7
29, 37-39, 42, 43, 51	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,5	4,3
30, 40, 41, 49, 50, 52	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,8	3,5
32	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,0	2,8
33, 35, 36	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,4	3,5
34	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,2	4,2
44-47	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
48	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,8
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 7 – 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 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ТУ 4228-011-29056091-11, ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012 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>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности <p>- диапазон рабочих температур окружающей среды, °C:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД RTU-325 - для УСПД ТК16L - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01 	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.}</p> <p>от -40 до +35 от -40 до +60 от 0 до +75 от -10 до +60 от -20 до +60 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40 от +10 до +30 от +5 до +50</p>

Продолжение таблицы 7

1	2
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <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 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 EPQS:</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"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>УСПД RTU-325:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>УСПД ТК16L:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>УСПД ЭКОМ-3000:</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>50000</p> <p>72</p> <p>120000</p> <p>72</p> <p>70000</p> <p>72</p> <p>40000</p> <p>24</p> <p>100000</p> <p>24</p> <p>55000</p> <p>24</p> <p>100000</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: - 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 8.

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	СА 245	3
Трансформатор тока	ІМВ 123	6
Трансформатор тока	TG	9
Трансформатор тока	TG 145-420	43
Трансформатор тока	TG 145/170/245/362/420	3
Трансформатор тока	ТВ-220	3
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	3
Трансформатор тока	ТГМ	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110	27

Продолжение таблицы 8

1	2	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110 П*	6
Трансформатор тока	ТГФМ-220	3
Трансформатор тока	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-110	8
Трансформатор тока	ТОГФ (П), мод. ТОГФ-220	6
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-IV	24
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-IУ1	6
Трансформатор тока	ТФМ-110	9
Трансформатор тока	ТФНД-220	3
Трансформаторы напряжения	СРВ 123	6
Трансформаторы напряжения	СРВ 72-800, мод. СРВ 123	3
Трансформаторы напряжения	ДФК 245	3
Трансформаторы напряжения	ЗНГА-220	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ, мод. НАМИ-220	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ, мод. НАМИ-110	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	11
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	38
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	17
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58 У1	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66У3	1
Счётчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАльфа	6
Счетчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные	Альфа А1800	32
Счетчики электрической энергии многофункциональные	EPQS	17
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	2
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	2
Устройства сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	TK16L	6
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер точного времени	Метроном-50М	2
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Комплексы измерительно-вычислительные	СТВ-01	1
Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1
Формуляр	13526821.4611.188.ЭД.ФО	1

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 Волгоградской области», 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 Волгоградской 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) 287-81-92

Испытательный центр

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

ИНН 7456013961

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

Аттестат аккредитации ООО ИИГ «КАРНЕОЛ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312601 от 06.12.2018 г.

