УТВЕРЖДЕНО

приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «25» февраля 2022 г. № 471

Лист № 1 Всего листов 29

Регистрационный № 84700-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Орловской 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 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), каналообразующую 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 при помощи технических средств приёмапередачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настороек 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 счетчики опрашиваются по резервному каналу с использованием каналообразующего 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 допускаемой 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 допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ±1 с (параметр программируемый).

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ССВ-1Г посредством птр-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 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 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 допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики 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 допускаемой 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

			ис ку у, основные метрологические и		остав ИК АИИС КУЭ			
Номер ИК	Наименование объекта учета		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, чистрационный номер в Федеральном рормационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип	ИВКЭ	УССВ	
1	2		3		4	5	6	
			K _T =0,2S	A	ТБМО-110 УХЛ1			
	Глазуновка, 10 кВ Т1	TT	$K_{TT}=150/1$	В	ТБМО-110 УХЛ1			
	7ној		№23256-05	С	ТБМО-110 УХЛ1			
	кВ	HL	K _T =0,2	A	НАМИ-110 УХЛ1			
1	10		$K_{TH}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	В	НАМИ-110 УХЛ1			
	1 110 кВ Глазу Ввод 110 кВ		№ 24218-08	С	НАМИ-110 УХЛ1		MCD 2	
	ПС 110 Вв	Счетчик	KT=0,2S/0,5 Kcy=1 №27524-04		СЭТ-4ТМ.03	RTU-327 Per. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М	
			K _T =0,2S	A	ТБМО-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000	Рег. № 68916-17	
	вка.	ğ KTT=150/1	$K_{TT}=150/1$	В	ТБМО-110 УХЛ1	Рег. № 17049-14		
	7но]		№23256-05	С	ТБМО-110 УХЛ1		CCB-1Γ Per. № 58301-14	
	1а3у		Кт=0,2	A	НАМИ-110 УХЛ1		rei. Nº 36301-14	
2	10 TJ	ТН	Ξ K _{TH} = $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	В	НАМИ-110 УХЛ1			
	110 кВ Глазуновка, Ввод 110 кВ Т2	-	<i>№</i> 24218-03		НАМИ-110 УХЛ1			
	ПС 110 Ввс	Счетчик	K _T =0,2S/0,5 Kc ₄ =1 №27524-04		СЭТ-4ТМ.03			

1	олжение таолиць 2		3		4	5	6	
1	_		-	A	 ТБМО-110 УХЛ1	J	U	
	кВ т	Т	K _T =0,2S			_		
	овн 10] 23ь коў	TT	KTT=400/1	В	ТБМО-110 УХЛ1	1		
	УН [1] ОДС ЗСК		№23256-05	C	ТБМО-110 УХЛ1	_		
	Глазуновка, 3, ВЛ 110 кВ Колодезь- с отпайкой н	I	$K_{T}=0,2$	A	НАМИ-110 УХЛ1			
3	(上) (B, (左) (左) (c) (c)	TH	$K_{TH}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	В	НАМИ-110 УХЛ1			
) кВ Глазунов 10 кВ, ВЛ 110 овой Колодезн вка с отпайко Свердловская		№24218-08	C	НАМИ-110 УХЛ1			
	ПС 110 кВ Глазуновка, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Становой Колодезь- Лазуновка с отпайкой на ПС Свердловская	ИК	$K_T=0,2S/0,5$					
	С 11(27 11) Уу 11 Станс Зуно ПС	ТТ	Ксч=1		СЭТ-4ТМ.03			
	ПС ОРУ Слазу	Счетчик	№27524-04					
	Ra Ka		Кт=0,2S	A	ТБМО-110 УХЛ1			
	BK6) K] a c tob	$\Gamma\Gamma$	Ktt=400/1	В	ТБМО-110 УХЛ1		УСВ-3	
	г Глазуновка, 8, ВЛ 110 кЕ азуновка с ПС Жуковк		№ 23256-05	С	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327	Рег. № 51644-12	
	азу ЗЛ 7но С Ж		K _T =0,2	A	НАМИ-110 УХЛ1	Рег. № 19495-03		
4	Р. ПС 110 кВ Глазуновка, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Возы - Глазуновка с тпайкой на ПС Жуковк	Возы - Глазуновка с отпайкой на ПС Жуковка Счетчик ТН ТТ	$\frac{\text{E}}{\text{E}}$ $\frac{\text{E}}{\text{E}}$ K _{TH} =110000/√3/100/√3	$K_{TH}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	В	НАМИ-110 УХЛ1		Метроном-50М
	кВ) кН : Гл		№ 24218-08	С	НАМИ-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000	Рег. № 68916-17	
	10 111(bi -	ИК	K _T =0,2S/0,5			Рег. № 17049-14	ССВ-1Г	
	ПС 110 ОРУ 11 Возы тпайкоі	ТЧ	Ксч=1		CЭT-4TM.03		Рег. № 58301-14	
	JI	Счетчик	№ 27524-04				Per. № 38301-14	
			Кт=0,2S	A	ТБМО-110 УХЛ1	<u>-</u>		
	вка) кЫ	LL	K _{TT} =400/1	В	ТБМО-110 УХЛ1			
	но) 111		№ 23256-05	С	ТБМО-110 УХЛ1			
	лазуновка, ВЛ 110 кВ Глазуновка		Кт=0,2	A	НАМИ-110 УХЛ1			
5] H. H. H	ТН	$K_{TH}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	В	НАМИ-110 УХЛ1	1		
	KB KB EBC		№ 24218-03	С	НАМИ-110 УХЛ1			
	ПС 110 кВ Глазуновка, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Новополево-Глазуновка	ИК	K _T =0,2S/0,5					
	C 1	TH	Ксч=1		CЭT-4TM.03			
	ПС 1 OPУ Hoboj	Счетчик	№27524-04		= = ==================================			
)						

прод	олжение таолиць	1 7					
1	2		3		4	5	6
	H H H		$K_T=0,2S$	A	ТБМО-110 УХЛ1		
	BK; 0 K BK?	TT	$K_{TT}=400/1$	В	ТБМО-110 УХЛ1		
	7но 11		№ 23256-05	C	ТБМО-110 УХЛ1		
	В Глазуновка, кВ, ВЛ 110 кВ - Глазуновка		K _T =0,2	A	НАМИ-110 УХЛ1		
6	Гл 3, В Гл	ΤH	$K_{TH}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	В	НАМИ-110 УХЛ1		
	кВ) кЫ и -	·	№ 24218-03	С	НАМИ-110 УХЛ1		
	ПС 110 кВ Глазуновка, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кБ Поныри - Глазуновка	Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04		CЭT-4TM.03		
	L,		K _T =0,5	A	ТПЛ-10		
	вка	TT	$K_{TT}=40/5$	В	-	-	УСВ-3
	7но		№ 1276-59	С	ТПЛ-10	RTU-327	Рег. № 51644-12
7	ПС 110 кВ Глазуновка, РУ 10 кВ, ф.Б (Ф-2 ПЭ)	ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05	A B C	НАМИ-10-95 УХЛ2	Per. № 19495-03 ЭКОМ-3000	Метроном-50М Рег. № 68916-17
	ПС 110 РУ 10 кJ	Счетчик	Kт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3	Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
	-		K _T =0,5	A	ТПЛ-10	-	
	ВКа	TT	Ktt=200/5	В	-		
	но.2		№ 1276-59	С	ТПЛ-10		
8	» 10 кВ Глазуновка, РУ 10 кВ, ф.2	ТН	K _T =0,5 K _{TH} =10000/100 №20186-05	A B C	НАМИ-10-95 УХЛ2		
	ПС 110 кВ РУ 10	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3		

1	олжение таолиці		3		4	5	6	
	о Глазуновка, кВ, ф.3	ТТ	K _T =0,5 K _T T=100/5 №1276-59	A B C	ТПЛ-10 - ТПЛ-10			
9	10 кВ Глазуно РУ 10 кВ, ф.3	ТН	K _T =0,5 K _{TH} =10000/100 №50058-12	A B C	НТМИ-10			
	ПС 110 кВ	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3			
	a,			K _T =0,5	A	ТПЛ-10		WCD 2
	OBK.	TT	K _{TT} =150/5	В	- THE 10		УСВ-3 Рег. № 51644-12	
	зун ф.4		№1276-59	C	ТПЛ-10	RTU-327	1 C1. Nº 31044-12	
10	10 кВ Глазуновка, РУ 10 кВ, ф.4	ТН	K _T =0,5 K _{TH} =10000/100 №50058-12	A B C	НТМИ-10	Per. № 19495-03 ЭКОМ-3000	Метроном-50М Рег. № 68916-17	
	ПС 110 кВ РУ 10	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3	Per. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	
	а,	_	K _T =0,5	A	ТПЛ-10			
)BK2	TT	$K_{TT}=150/5$	В	-			
	унс р.5		№ 1276-59	С	ТПЛ-10			
11	11 10 кВ Глазуновка, РУ 10 кВ, ф.5	TH	K _T =0,5 K _{TH} =10000/100 №50058-12	A B C	НТМИ-10			
	ПС 110 кВ РУ 10	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3			

1	олжение таолиці 2		3		4	5	6	
	новка, 6	ТТ	KT=0,5 KTT=100/5 №1276-59	A B C	ТПЛ-10 - ТПЛ-10			
12	21 10 кВ Глазуновка, РУ 10 кВ, ф.6	HL	K _T =0,5 K _T H=10000/100 №50058-12	A B C	НТМИ-10			
	ПС 110 РУ	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3			
	То	_	Кт=0,2S	A	ТБМО-110 УХЛ1			
	3миевка, Ввод кВ Т1	TT	K _{TT} =75/1	В	ТБМО-110 УХЛ1		УСВ-3	
	зка,		№23256-11	C	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327	Рег. № 51644-12	
	иее	I	K _T =0,2	A	НАМИ-110 УХЛ1	Рег. № 19495-03	Метроном-50М	
13	3м) кЕ			$K_{TH}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	В	НАМИ-110 УХЛ1		Рег. № 68916-17
	кВ 11(№ 24218-08	C	НАМИ-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000	1 0110 12 005 10 17	
	ПС 110 кВ	Счетчик	K _T =0,2S/0,5 Kcч=1 №16666-97		EA02RAL-P3B-4	Per. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	
	то		Кт=0,2S	A	ТБМО-110 УХЛ1			
	Змиевка, Ввод кВ Т2	TT	K _{TT} =75/1	В	ТБМО-110 УХЛ1			
	Ka,		№ 23256-11	C	ТБМО-110 УХЛ1			
	кВ Змиевн 110 кВ Т2		K _T =0,2	A	НАМИ-110 УХЛ1			
14	Зми кВ	ТН	$KTH=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	В	НАМИ-110 УХЛ1			
			№24218-08	C	НАМИ-110 УХЛ1			
	ПС 110 кВ	Счетчик	K _T =0,2S/0,5 Kc _Ч =1 №16666-97		EA02RAL-P3B-4			

1	2		3		4	5	6
	Py 10	TT	Кт=0,5 Ктт=50/5	A B	ТПЛ-10		
	ка, Р ПЭ)	L	№1276-59	C	ТПЛ-10		
15	В Змиевка, Р' А (Ф-1 ПЭ)	HH	K _T =0,5 K _{TH} =10000/100 №831-69	A B C	НТМИ-10-66		
	РУ 10ПС 110 кВ 3ъ кВ, ф.А	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3		
	. 10		K _T =0,5	A	ТПЛМ-10		vien a
	•	TT	Ktt=300/5 №2363-68	B	- ТПЛМ-10	DELL 227	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
16	Σ Ε	HI	K _T =0,5 K _T H=10000/100 №831-69	A B C	НТМИ-10-66	RTU-327 Per. № 19495-03 ЭКОМ-3000	
	10IIC 110 kB	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3	Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
	10]		K _T =0,5	Α	ТПЛ-10		
	a, PV 2	LL	Ktt=300/5 №1276-59, 2363-68	B C	- ТПЛМ-10		
17	2 K	ТН	K _T =0,5 K _T =10000/100 №831-53	A B C	НТМИ-10		
	ПС 110 кВ кВ,	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3		

1	олжение таолиці 2		3		4	5	6				
	a, Py 10	TT	K _T =0,5 K _{TT} =150/5 №1276-59,2363-68	A B C	ТПЛ-10 - ТПЛМ-10						
18	В Змиевк кВ, ф.3	ТН	Kт=0,5 Ктн=10000/100 №831-53	A B C	НТМИ-10						
	ПС 110 к	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3						
	7 10	L	K _T =0,5	A	ТПЛМ-10		NCD 2				
	a, PV	LL	K _{TT} =300/5 №2363-68	B	- ТПЛМ-10	RTU-327	УСВ-3 Рег. № 51644-12				
19	В Змиевк: кВ, ф.4	НТ	K _T =0,5 K _T H=10000/100 №831-53	A B C	НТМИ-10	Per. № 19495-03 ЭКОМ-3000	Метроном-50М Рег. № 68916-17				
	ПС 110 к	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3	Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14				
	10]	_	K _T =0,5	A	ТПЛ-10						
	a, PV		LI	TT		TT	Ktt=200/5 №1276-59	B C	- ТПЛ-10		
20	В Змиевк кВ, ф.7	TH	K _T =0,5 K _T H=10000/100 №831-53	A B C	НТМИ-10						
	ПС 110 кВ Змиевка, РУ 10ПС 110 кВ Змиевка, РУ 10ПС 110 кВ Змиевка, РУ кВ, ф.7 кВ, ф.4	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3						

1	2		3		4	5	6	
	KB KB		Кт=0,5	A	ТПОФ			
	3PY 10 kH	LL	K _{TT} =1000/5	В	-			
	ск,		№ 518-50	C	ТПОФ			
21	220 кВ Мценск, 3, яч.22, Ввод 1	$_{ m HL}$	K _T =0,5 K _{TH} =10000/100 №831-53	A B C	НТМИ-10			
	ЗРУ ПС 220 кВ Мценск, ЗРУ 10 кВ 10 кВ, яч.22, Ввод 1 10 кВ	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3			
	y ĸB		Кт=0,5	A	ТПОФ			
	3PV 10 kF	LI	TT	Ktt=1000/5	В	-		УСВ-3
	ск,		№ 518-50	C	ТПОФ	RTU-327	Рег. № 51644-12	
22	сВ Мцен 20, Ввод	ΗП	K _T =0,5 K _{TH} =10000/100 №831-53	A B C	НТМИ-10	Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000	Метроном-50М Рег. № 68916-17	
	ПС 220 кВ Мценск, 10 кВ, яч.20, Ввод 2	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3	Per. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	
	>		Кт=0,5	A	ТПОФ			
	3PV	LL	K _{TT} =750/5	В	ТПОФ			
	ск,		№ 518-50	C	ТПОФ			
23	20 кВ Мценск, 10 кВ, КВ-1 10	$_{ m HL}$	K _T =0,5 K _{TH} =10000/100 №831-53	A B C	НТМИ-10			
	ПС 220 1	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3			

Прод	олжение таблиці	ol 1		1		T	
1	2		3		4	5	6
	>	_	K _T =0,5	A	ТПОФ		
	3PY	TT	$K_{TT} = 750/5$	В	ТПОΦ		
	ск,		№ 518-50	C	ТПОФ		
24	2220 кВ Мценск, З 10 кВ, КВ-2 10	ТН	K _T =0,5 K _{TH} =10000/100 №831-53	A B C	НТМИ-10		
	ПС 220 1	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3		
	ая,		Кт=0,5	A	ТПЛМ-10		
		$\Gamma \Gamma$	$K_{TT} = 75/5$	В	-		УСВ-3
	тян 5-2	·	№ 2363-68	С	ТПЛМ-10	RTU-327	Рег. № 51644-12
25	Мценск В, ф.Б (Ф	ТН	K _T =0,5 K _{TH} =10000/100 №831-53	A B C	В НТМИ-10		Метроном-50М Рег. № 68916-17
	ПС 10 кВ Мценск тяговая, ЗРУ 10 кВ, ф.Б (Ф-2 ПЭ)	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3	Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
			Кт=0,5	A	ТПЛ-10	_	
	'0Bg	TT	$K_{TT} = 50/5$	В	-		
	тят		№ 1276-59	С	ТПЛ-10		
26	95 10 кВ Мценск тягон 3PУ 10 кВ, яч.1, ф.1	НТ	K _T =0,5 K _{TH} =10000/100 №831-53	А В HTMИ-10 С			
	ПС 10 кВ Мценск тяговая, ЗРУ 10 кВ, яч.1, ф.1	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3		

1	олжение таолиці 2		3		4	5	6
	22 Мценск тяговая, 10 кВ, ф.2	TT	K _T =0,2S K _{TT} =150/5 №25433-03	A B C	ТЛО-10 - ТЛО-10		
27		НП	K _T =0,5 K _T H=10000/100 №831-53	A B C	НТМИ-10		
	IIC 10 kB 1 3PY	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3		
	зая,	r .	Кт=0,5	A	ТПЛМ-10		MCD 4
	тягоі	LL	K _{TT} =50/5 №2363-68	B	- ТПЛМ-10	RTU-327 Per. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
28	88 10 кВ Мценск тяговая, 3РУ 10 кВ, яч.3, ф.3	TH	K _T =0,5 K _{TH} =10000/100 №831-53	A B C	НТМИ-10		
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3		
	,ax,]	_	K _T =0,5	A	ТОЛ 10-І		
	тягов э.4	LL	K _{TT} =50/5 №15128-03	B C	- ТОЛ 10-I	-	
29	56 кВ Мценск тя 3РУ 10 кВ, ф.4	ТН	K _T =0,5 K _T H=10000/100 №831-53	A B C	НТМИ-10		
	ПС 10 кВ Мценск тяговая,ПС ЗРУ 10 кВ, ф.4	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3		

1	олжение таолиць 2	1	3		Λ	5	6
1	<u> </u>			—	4 TEN 60, 110 VIV. H1	5	6
	ОБ ПС 110 кВ Орел тяговая, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Орловская ТЭЦ- Юго-Восточная с отпайками		K _T =0,2S	A	ТБМО-110 УХЛ1		
		TT	KTT=100/1	В	ТБМО-110 УХЛ1		
			№60541-15	C	ТБМО-110 УХЛ1		
	Орел 3, отпа повска осточнайками		K _T =0,2	A	НАМИ-110 УХЛ1		
30	Op S, c S, c Iob Iob Iob	ТН	$K_{TH}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	В	НАМИ-110 УХЛ1		
	кВ Орел т 0 кВ, отпај Орловская о-Восточна отпайками		№60353-15	C	НАМИ-110 УХЛ1		
	10 H 110 110 KB (ИК	$K_T=0,2S/0,5$				
	У 1 У 3 К	ТЧ	Ксч=1		CЭT-4TM.03M.16		
	ПС 1 ОРУ 110	Счетчик	№36697-17				
	c I .		Кт=0,2S	A	ТБМО-110 УХЛ1		
	oba a B ∃∃ Me3	TT	$K_{TT}=100/1$	В	ТБМО-110 УХЛ1		УСВ-3
	тяговая, айка ВЛ ая ТЭЦ- ная №3 с		№60541-15	С	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327	Рег. № 51644-12
	ПС 110 кВ Орел тяговая, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Орловская ТЭЦ-Орловская Районная №3 отпайками		K _T =0,2	A	НАМИ-110 УХЛ1	Per. № 19495-03	
31	Орел З, отпа повска от	TH	$K_{TH}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	В	НАМИ-110 УХЛ1		Метроном-50М
	кВ (0 кВ Орл ая Р		№ 60353-15	С	НАМИ-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000	Рег. № 68916-17
	0 k 110 B C CKa OT	ИК	$K_T=0,2S/0,5$			Рег. № 17049-14	ССВ-1Г
	11 V J K	Счетчик	Ксч=1		CЭT-4TM.03M.16		Рег. № 58301-14
	OP? 110 110	Сче	№36697-17				Per. № 38301-14
			K _T =0,5	A	ТПОЛ-10		
)Ba	TT	$K_{TT}=1500/5$	В	-		
	ТЯГОВАЯ,	ι,	№ 1261-59	С	ТПОЛ-10		
	л т -6к		K _T =0,5	A			
32	25 0 кВ Орел тя ввод №1-6кв	ТН	$K_{TH}=6000/100$	В	НТМИ-6		
32		ι,	№ 380-49	С			
	110 кВ ввод	ИК	K _T =0,5S/1,0				
	[1]	ЪД	Ксч=1		EA05RL-P1B-3		
	IIC	Счетчик	№ 16666-97				

1	олжение таолиці 2		3		4	5	6
	о кВ Орел тяговая, ввод №2-6кв	ТТ	K _T =0,5 K _{TT} =1500/5 №1856-63	A B C	ТВЛМ-10 - ТВЛМ-10		
33		HL	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №380-49	A B C	НТМИ-6		
	ПС 110 кВ ввод	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3		
	ая,	<u></u>	K _T =0,5	A	ТПФМ-10		MCD 2
	ягов	TT	K _{TT} =400/5 №814-53	B C	- ΤΠΦΜ-10	DTU 227	УСВ-3 Рег. № 51644-12
34		ТН	Kт=0,5 Ктн=6000/100 №380-49	A B C	НТМИ-6	RTU-327 Per. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
	ПС 110 кВ РУ 6	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	·	EA05RL-P1B-3		
	1Я,	-	K _T =0,5	A	ТПЛ-10		
	гягова	TT	Ktt=400/5 №1276-59	B C	- ТПЛ-10		
35		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №380-49	A B C	НТМИ-6		
	ПС 110 кВ РУ 6	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3		

1	олжение таолиці 2		3		4	5	6
	Орел тяговая, кВ, ф.3	ТТ	K _T =0,5 K _{TT} =400/5 №1276-59	A B C	ТПЛ-10 - ТПЛ-10		
36		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/100 №380-49	A B C	НТМИ-6		
	ПС 110 кВ	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3		
	ая,		K _T =0,5	A	ТПΦМ-10		MCD 2
	ягов.	$_{ m LL}$	K _{TT} =400/5 №814-53	B	- ΤΠΦΜ-10	RTU-327	УСВ-3 Рег. № 51644-12
37	0 кВ Орел тяговая, РУ 6 кВ, ф.4	ТН	Kт=0,5 Ктн=6000/100 №380-49	A B C	НТМИ-6	Per. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
	ПС 110 кВ	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	•	EA05RL-P1B-3		
	ая,		K _T =0,5	A	ТПЛ-10		
	ягова	TT	Ktt=200/5 №1276-59	B	- ТПЛ-10	-	
38	O 1		НТМИ-6				
	ПС 110 кВ РУ 6	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3		

11род	олжение таолицы	•	2	1	1	E	
1	2		3	1	4	5	6
	•	r .	K _T =0,2S	Α	ТБМО-110 УХЛ1		
	БЕ ПС 110 кВ Отрада- яговая, ОРУ 110 кВ отпайка ВЛ 110 кВ Мценск-Орловская Районная II цепь с отпайками	LL	Ктт=50/1	В	ТБМО-110 УХЛ1		
			№60541-15	C	ТБМО-110 УХЛ1		
			K _T =0,2	A	НАМИ-110 УХЛ1		
39	кВ (ОРУ ВЛ В В В В В В В В В В В В В В В В В В	TH	$K_{TH}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	В	НАМИ-110 УХЛ1		
	0 к 1, С 1, С 1, С 1, С 1, С 1, С 1, С		№60353-15	С	НАМИ-110 УХЛ1		
	ПС 110 кВ О гяговая, ОРУ отпайка ВЛ Районная II отпайка	Счетчик	Kт=0,2S/0,5 Ксч=1		CЭT-4TM.03M.16		
	I BI O O O O O O O O O O O O O O O O O O	Сче	№36697-17		C31-41M.03M.10		
			K _T =0,2S	A	ТБМО-110 УХЛ1		
	Этрада- 110 кВ, 110 кВ говская цепь с	LL	Ктт=50/1	В	ТБМО-110 УХЛ1		УСВ-3
)трада- 110 кВ 110 кВ ювская цепь с		№ 60541-15	С	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327	Рег. № 51644-12
	Отрада- У 110 кБ Г 110 кВ ловская Цепь с		Кт=0,2	A	НАМИ-110 УХЛ1	Per. № 19495-03	
40	кВ (ОРУ (ОРУ (СТВ)) (СТВ) (СТ	$_{ m LH}$	$K_{TH}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	В	НАМИ-110 УХЛ1		Метроном-50М
	110 кВ Отр ая, ОРУ 11 йка ВЛ 110 нск-Орлов онная I цег отпайками	L	№60353-15	С	НАМИ-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000	Рег. № 68916-17
	ПС 110 кВ Отрадатяговая, ОРУ 110 кВ отпайка ВЛ 110 кВ Мценск-Орловская Районная I цепь с отпайками	Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17		СЭТ-4ТМ.03М.16	Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
	Д-		Кт=0,2S	A	ТЛ-ЭК-35		
	a- 3BC	II	K _{TT} =30/5	В	ТЛ-ЭК-35		
	оада	L	№62786-15	С	ТЛ-ЭК-35		
41	110 кВ Отрада- , ОРУ 35 кВ, Ввод- 1 35 кВ	HL	Кт=0,5 Ктн=35000/100 №19813-09	A B C	НАМИ-35 УХЛ1		
	ПС 11	Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-12		СЭТ-4ТМ.03М		

1	<u>элжение таолицы</u> 2	İ	3		4	5	6
		TT	K _T =0,2S K _T =30/5 №62786-15	A B C	ТЛ-ЭК-35 ТЛ-ЭК-35 ТЛ-ЭК-35		
42	5 110 кВ Отрада- , ОРУ 35 кВ, Ввод- 2 35 кВ	TH	K _T =0,5 K _{TH} =35000/100 №19813-09	A B C	НАМИ-35 УХЛ1		
	ПС 11	Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17		СЭТ-4ТМ.03М		
	, m		K _T =0,5	A	ТПОФ		YYCD A
	ца- 10 к	TT	KTT=1000/5	В	-	_	УСВ-3 Рег. № 51644-12
	Отрада- . № 1-10 г		№518-50	C	ТПОФ	RTU-327	Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
43	0 кВ От ввод №	TH	K _T =0,5 K _{TH} =10000/100 №20186-05	A B C	НАМИ-10-95 УХЛ2	Per. № 19495-03 ЭКОМ-3000	
	ПС 110 кВ Отрада- тяговая, ввод №1-10 кВ	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3	Рег. № 17049-14	
	<u> </u>		K _T =0,5	A	ТПОФ		
	.a- 0 K	LL	K _{TT} =1000/5	В	-		
	рад 2-1		№518-50	C	ТПОФ		
44	— В Отрада- ПС 110 кВ Отрада- тяговая, ввод №2-10 кВ	HL	K _T =0,5 K _{TH} =10000/100 №20186-05	A B C	НАМИ-10-95 УХЛ2		
	ПС 11	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3		

1	олжение таолицы 2		3		4	5	6
	75 ПС 110 кВ Отрада- тяговая, РУ 10 кВ, ф.Б (Ф- 2 ПЭ)	TT	K _T =0,5 K _{TT} =50/5 №1276-59	A B C	ТПЛ-10 - ТПЛ-10		
45		HI	K _T =0,5 K _{TH} =10000/100 №20186-05	A B C	НАМИ-10-95 УХЛ2		
	ПС 11	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3		
	1,	г.	K _T =0,5	A	ТПΦМ-10		LICD 2
	лда- , яч.	LL	K _{TT} =300/5 №814-53	B C	- ΤΠΦΜ-10		УСВ-3 Рег. № 51644-12
46	99 ПС 110 кВ Отрада- тяговая, РУ 10 кВ, яч.1, ф.1	, HI	K _T =0,5 K _{TH} =10000/100 №20186-05	A B C	НАМИ-10-95 УХЛ2	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000	Метроном-50М Рег. № 68916-17
	ПС 110 кВ тяговая, РУ 1 ф.1	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3	Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
	4,	_	K _T =0,5	A	ТПЛМ-10		
	зада- В, яч.	LL	Ktt=100/5 №2363-68	B C	- ТПЛМ-10		
47	25 ПС 110 кВ Отрада- тяговая, РУ 10 кВ, яч.4, ф.4	ПН	K _T =0,5 K _{TH} =10000/100 №20186-05	A B C	НАМИ-10-95 УХЛ2		
	ПС 11	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3		

1	олжение таолицы 2		3		4	5	6
	% ————————————————————————————————————	TT	K _T =0,5 K _T T=200/5 №517-50	A B C	ТПФ - ТПФ		
48		ПН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05	A B C	НАМИ-10-95 УХЛ2		
	ПС 11	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RAL-P1B-3		
	9,	r .	K _T =0,5	A	ТПЛ-10		MCD 4
	да- яч.	TT	K _{TT} =200/5 №1276-59	В	- THI 10		УСВ-3 Рег. № 51644-12
	Отрада- 0 кВ, яч			C A	ТПЛ-10	RTU-327	101.32 31044-12
49	0 кВ О РУ 10 ф.9	TH	K _T =0,5 K _{TH} =10000/100 №20186-05	B C	НАМИ-10-95 УХЛ2	Per. № 19495-03 ЭКОМ-3000	Метроном-50М Рег. № 68916-17
	ПС 110 кВ Отрада- тяговая, РУ 10 кВ, яч.9, ф.9	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3	Per. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
	0,	_	K _T =0,5	A	ТПЛ-10		
	ца- ич. 1	L	K _{TT} =300/5	В	-		
	paz B, s		№ 1276-59	C	ТПЛ-10		
50	90 110 кВ Отрада- я, РУ 10 кВ, яч. ф.10	ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №20186-05	A B C	НАМИ-10-95 УХЛ2		
	ПС 110 кВ Отрада- тяговая, РУ 10 кВ, яч.10, ф.10	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RAL-P1B-3		

1	олжение таолицы 2		3		4	5	6
	Становой од 110 кВ Т1	TT	K _T =0,2S K _T =50/1 №23256-05	A B C	ТБМО-110 УХЛ1 ТБМО-110 УХЛ1 ТБМО-110 УХЛ1		
51) кВ Стан , Ввод 11	TH	K _T =0,2 K _T H=110000/√3/100/√3 №24218-08	A B C	НАМИ-110 УХЛ1 НАМИ-110 УХЛ1 НАМИ-110 УХЛ1		
	ПС 110 кВ Становой Колодезь, Ввод 110 кВ Т1	Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97		EA02RAL-P3B-4		
	новой	TT	K _T =0,2S K _T T=150/1 №23256-05	A B C	ТБМО-110 УХЛ1 ТБМО-110 УХЛ1 ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327	УСВ-3 Рег. № 51644-12
52	25 ПС 110 кВ Становой лодезь, Ввод 110 кВ	TH	K _T =0,2 K _{TH} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A B C	НАМИ-110 УХЛ1 НАМИ-110 УХЛ1 НАМИ-110 УХЛ1	Per. № 19495-03 ЭКОМ-3000	Метроном-50М Рег. № 68916-17
	ПС 110 кВ Становой Колодезь, Ввод 110 кВ T2	Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97		EA02RAL-P3B-4	Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
	Становой 7 10 кВ, ф.А ПЭ)	TT	K _T =0,5 K _{TT} =40/5 №22192-03	A B C	ТПЛ-10-М - ТПЛ-10-М		
53		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №51199-12	A B C	НТМИ-10 У3		
	ПС 110 кВ Колодезь, РУ (Ф-1	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3		

1	олжение таолицы 2		3		4	5	6
	ювой кВ, ф.1	TT	K _T =0,5 K _{TT} =200/5 №2363-68	A B C	ТПЛМ-10 - ТПЛМ-10		
54	Р5 ПС 110 кВ Становой Колодезь, РУ 10 кВ, ф.1	ТН	K _T =0,5 K _{TH} =10000/100 №51199-12	A B C	НТМИ-10 УЗ		
	ПС 11(Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3		
	1.2	r .	K _T =0,5	A	ТПΦМ-10		YICD 2
	ювой	TT	K _{TT} =100/5 №814-53	B	- ТПФМ-10	RTU-327	УСВ-3 Рег. № 51644-12
55	59 ПС 110 кВ Становой Колодезь, РУ 10 кВ, ф.2	НТ	K _T =0,5 K _{TH} =10000/100 №831-53	A B C	НТМИ-10	Per. № 19495-03 ЭКОМ-3000	Метроном-50М Рег. № 68916-17
	ПС 110	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3	Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
	.3	_	K _T =0,5	A	ТПЛ-10		
	ювой кВ, ф	TT	Ktt=100/5 №1276-59	B C	- ТПЛ-10	_	
56	99 ПС 110 кВ Становой Колодезь, РУ 10 кВ, ф.3	TH	K _T =0,5 K _{TH} =10000/100 №51199-12	A B C	НТМИ-10 У3	1	
	ПС 11С	Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97		EA05RL-P1B-3		

1	2		3		4	5	6
	4.0		K _T =0,5	A	ТПОЛ 10		
	воў.	TT	Ktt=200/5	В	-		
	тановой 10 кВ, ф.4		№ 1261-02	C	ТПОЛ 10		
			Кт=0,5	A			
57	кВ С	TH	$K_{TH}=10000/100$	В	НТМИ-10		
			№ 831-53	C			УСВ-3
	ПС 110 1	ИК	$K_T=0.5S/1.0$				УСБ-3 Рег. № 51644-12
	ПС	четчик	Ксч=1		EA05RL-P1B-3	RTU-327	101.3/2 31011 12
	I Ke	Сų	№ 16666-97			Рег. № 19495-03	Метроном-50М
	Λ		Кт=0,5	A	ТПЛМ-10	ЭКОМ-3000	Рег. № 68916-17
	юй ф,	TT	$K_{TT}=150/5$	В	-	Рег. № 17049-14	
	Становой / 10 кВ, ф.5		№ 2363-68	С	ТПЛМ-10	101.302 17047 14	CCB-1Γ
	Taj		K _T =0,5	A			Рег. № 58301-14
58	30	TH	Ктн=10000/100	В	НТМИ-10 У3		
) ĸB	`	№ 51199-12	С			
	ПС 110 кВ С Колодезь, РУ	ИК	K _T =0,5S/1,0				
	ПС	ЪТ	Ксч=1		EA05RL-P1B-3		
	I Ko	Счетчик	№ 16666-97				

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

сиолици 3 основные метрологи неекие хириктериетики тих									
	Вид	Границы основной	Границы погрешности						
Номера ИК	электроэнер	погрешности	в рабочих условиях						
	ГИИ	$(\pm\delta)$, %	$(\pm\delta)$, %						
	Активная	0,5	2,0						
1-6, 13, 14, 51, 52									
	Реактивная	1,1	2,1						
7-12, 15-26, 28, 29, 32-38, 43-50,	Активная	1,2	5,7						
53-58	Реактивная	2,5	3,5						
	Активная	1,0	2,8						
27									
	Реактивная	1,8	4,0						
	Активная	0,5	2,0						
30, 31, 39, 40									
	Реактивная	1,1	2,0						
	Активная	0,8	2,2						
41, 42									
	Реактивная	1,6	2,1						
Пределы допускаемой погрешно	ости СОЕВ, с		±5						

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
- 2~B качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие P=0.95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% $I_{\text{ном}}$ $\cos \varphi = 0.5_{\text{инд}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C .

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия:	
параметры сети:	
- напряжение, % от U _{ном}	от 99 до 101
- Tok, $\%$ ot I_{hom}	от 100 до 120
 коэффициент мощности, соѕф 	0,87
температура окружающей среды, °С:	
- для счетчиков активной энергии	
ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94	от +21 до +25
- для счетчиков реактивной энергии	
ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005,	
ТУ 4228-011-29056091-11	от +21 до +25
ГОСТ 26035-83	от +18 до +22

Продолжение таблицы 6 1	2
Условия эксплуатации:	_
параметры сети:	
- напряжение, % от U _{ном}	от 90 до 110
- ток, % от I _{ном}	от 2(5) до 120
- коэффициент мощности, соsф	от 0,5 до 1,0
- диапазон рабочих температур окружающей среды, °C:	-)- ,-
- для TT и TH	от -40 до +35
- для счетчиков	от -40 до +60
- для УСПД RTU-327	от 0 до +75
- для УСПД ЭКОМ-3000	от 0 до +40
- для УСВ-3	от -25 до +60
- для Метроном-50М	от +15 до +30
- для ССВ-1Г	от +5 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	50000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
УСПД RTU-327:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	40000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
УСПД ЭКОМ-3000:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
ИВК:	
- коэффициент готовности, не менее	0,99
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
Глубина хранения информации ИИК:	
- счетчики электроэнергии:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут,	
не менее	45
ИВКЭ:	
- УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях	
электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии,	
потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК:	
- 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	ТБМО-110 УХЛ1	42 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛ-ЭК-35	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-І	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	34 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	16 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПОФ	14 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТПΦ	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	30 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	5 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10 У3	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	6 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	46 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.189.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 Орловской области», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации N 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 Орловской 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»)

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.

