

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» февраля 2023 г. № 406

Регистрационный № 88283-23

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТП Мыс Астафьева Дальневосточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Приморского края

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТП Мыс Астафьева Дальневосточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Приморского края (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительный канал (ИК) АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни.

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета (ИВКЭ), реализован на базе устройств сбора и передачи данных (УСПД) основного типа ЭКОМ-3000 и резервного типа RTU327, выполняющих функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК).

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс включает в себя основной и резервный серверы, устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Основной сервер функционирует на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ». Резервный сервер функционирует на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы основных и резервных УСПД. С основных УСПД данные передаются по основному каналу связи в основной сервер ИВК, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и оформление отчетных документов. В резервных УСПД производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и далее по основному каналу связи данные передаются в резервный сервер ИВК, где происходит оформление отчетных документов.

Допускается передача данных с резервных УСПД с обработкой измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) в основной сервер ИВК. При этом обработка измерительной информации в основном сервере ИВК не производится.

Основной и резервный серверы функционируют независимо друг от друга. Исключение из работы 1 из серверов (основного или резервного) из состава ИК не влияет на функционирование находящегося в работе сервера и АИИС КУЭ в целом.

Основные и резервные УСПД функционируют независимо друг от друга. Исключение из работы основного или резервного УСПД из ИК не влияет на функционирование находящихся в работе УСПД и АИИС КУЭ в целом.

Дальнейшая передача информации от ИВК третьим лицам осуществляется по каналу связи сети Internet в формате XML-макетов в соответствии с регламентами оптового рынка электроэнергии (ОРЭМ).

ИВК также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В состав СОЕВ входят часы УСПД, счетчиков, ИВК, сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3.

Основной сервер ИВК оснащен основным сервером синхронизации времени ССВ-1Г и резервным устройством синхронизации времени УСВ-3. Сравнение показаний часов между основным сервером ИВК и ССВ-1Г осуществляется посредством NTP-сервера.

Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ИВК и сервером синхронизации времени осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка шкалы времени происходит при превышении уставки коррекции шкалы времени. Уставка коррекции шкалы времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый). В случае отсутствия связи с основным сервером синхронизации времени ССВ-1Г, синхронизация NTP-сервера осуществляется от резервного устройства синхронизации времени УСВ-3 не реже 1 раза в сутки.

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

Основные и резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от ИВК, в том числе посредством NTP-сервера.

Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка шкалы времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции шкалы времени. Уставка коррекции шкалы времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД (основных и резервных) происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 03-ДВОСТ-ТЭ-2022. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В основном сервере используется ПО «ГОРИЗОНТ».

ПО «ГОРИЗОНТ» используется при учете электрической энергии и обеспечивает сбор, обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом ОРЭМ.

ПО «ГОРИЗОНТ» имеет русифицированный интерфейс пользователя (включая вспомогательные и сервисные функции).

ПО «ГОРИЗОНТ» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. ПО «ГОРИЗОНТ» обеспечивает работу по защищенным протоколам передачи данных.

Метрологически значимой частью ПО «ГОРИЗОНТ» является библиотека Eac.MetrologicallySignificantComponents.dll.

Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ» указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО (библиотека Eac.MetrologicallySignificantComponents.dll)	54b0a65fcdd6b713b20fff43655da81b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD 5

Уровень защиты ПО «ГОРИЗОНТ» «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

В резервном сервере используется ПО «Энергия Альфа 2».

ПО «Энергия Альфа 2» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом ОРЭМ.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Энергия Альфа 2».

Метрологически значимой частью ПО «Энергия Альфа 2» является файл enalpha.exe.

Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2» указаны в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные программного обеспечения «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 (файл enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD 5

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2» «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Уровень ИИК						Уровень ИВКЭ	Уровень ИВК	
		Вид СИ	Тип, модификация СИ	Класс точности	Коэффициент трансформации	Рег. №				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	ТП Мыс Астафьева Ввод 110 кВ	ТН	А	ЗНОГ-110 Ш УХЛП	0,2	(110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$)	61431-15	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	ССВ-1Г рег. № 58301-14	
		ТН	В	ЗНОГ-110 Ш УХЛП	0,2	(110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$)	61431-15			
		ТН	С	ЗНОГ-110 Ш УХЛП	0,2	(110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$)	61431-15			
		ТТ	А	ТОГФ-110 Ш УХЛП	0,2S	300/5	61432-15			
		ТТ	В	ТОГФ-110 Ш УХЛП	0,2S	300/5	61432-15			
		ТТ	С	ТОГФ-110 Ш УХЛП	0,2S	300/5	61432-15			
		Счетчик		А1802RAL-P4GB-DW-4	0,2S/0,5	5(10) А	31857-20			
		ТН	А	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV-УХЛП	0,5	27500/100	62260-15			RTU-327 рег. № 41907-09
		ТН	В	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV-УХЛП	0,5	27500/100	62260-15			
		ТН	С	-	-	-	-			
ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-35-IV-21 УХЛП	0,5S	1000/5	62259-15					
ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-35-IV-21 УХЛП	0,5S	1000/5	62259-15					
ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-35-IV-21 УХЛП	0,5S	1000/5	62259-15					
Счетчик		А1802RAL-P4GB-DW-4	0,2S/0,5	5(10) А	31857-20					

2

ТП Мыс Астафьева
Ввод-27,5 кВ

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
3	ТП Мыс Астафьева ФКС-1 27,5 кВ	ТН	А	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV-УХЛ1	0,5	27500/100	62260-15	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14	ССВ-1Г пер. № 58301-14	
		ТН	В	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV-УХЛ1	0,5	27500/100	62260-15			
		ТН	С	-	-	-	-			-
		ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-35-IV-21 УХЛ1	0,5S	400/5	62259-15			
		ТТ	В	-	-	-	-			-
		ТТ	С	-	-	-	-			-
4	ТП Мыс Астафьева ФКС-3 27,5 кВ	Счетчик		A1802RAL-P4GB-DW-4	0,2S/0,5	5(10) А	31857-20	RTU-327 пер. № 41907-09	УСВ-3 пер. № 51644-12	
		ТН	А	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV-УХЛ1	0,5	27500/100	62260-15			
		ТН	В	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV-УХЛ1	0,5	27500/100	62260-15			
		ТН	С	-	-	-	-			-
		ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-35-IV-21 УХЛ1	0,5S	400/5	62259-15			
		ТТ	В	-	-	-	-			-
5	ТП Мыс Астафьева ЗВ 27,5 кВ	Счетчик		A1802RAL-P4GB-DW-4	0,2S/0,5	5(10) А	31857-20			
		ТН	А	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV-УХЛ1	0,5	27500/100	62260-15			
		ТН	В	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV-УХЛ1	0,5	27500/100	62260-15			
		ТН	С	-	-	-	-			-
		ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-35-IV-21 УХЛ1	0,5S	400/5	62259-15			
		ТТ	В	-	-	-	-			-
		ТТ	С	-	-	-	-	-		
		Счетчик		A1802RAL-P4GB-DW-4	0,2S/0,5	5(10) А	31857-20			

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	ТП Мыс Астафьева Фидер ДПР	ТН	А	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV-УХЛ1	0,5	27500/100	62260-15	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14	ССВ-1Г пер. № 58301-14
		ТН	В	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV-УХЛ1	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН	С	-	-	-	-		
		ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-35-IV-21 УХЛ1	0,5S	30/5	62259-15		
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-35-IV-21 УХЛ1	0,5S	30/5	62259-15		
		ТТ	С	-	-	-	-		
7	ТП Мыс Астафьева Ввод 10 кВ	Счетчик		A1802RAL-P4GB-DW-4	0,2S/0,5	5(10) A	31857-20	RTU-327 пер. № 41907-09	УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТН	А	ЗНОЛП-НТЗ-10-И УХЛ2	0,5	(10000/√3)/(100/√3)	69604-17		
		ТН	В	ЗНОЛП-НТЗ-10-И УХЛ2	0,5	(10000/√3)/(100/√3)	69604-17		
		ТН	С	ЗНОЛП-НТЗ-10-И УХЛ2	0,5	(10000/√3)/(100/√3)	69604-17		
		ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С УХЛ2	0,5S	100/5	69606-17		
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С УХЛ2	0,5S	100/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С УХЛ2	0,5S	100/5	69606-17		
		Счетчик		A1802RAL-P4GB-DW-4	0,2S/0,5	5(10) A	31857-20		
		ТН	А	ЗНОЛП-НТЗ-10-И УХЛ2	0,5	(10000/√3)/(100/√3)	69604-17		
		ТН	В	ЗНОЛП-НТЗ-10-И УХЛ2	0,5	(10000/√3)/(100/√3)	69604-17		
8	ТП Мыс Астафьева ТСН 10 кВ	ТН	С	ЗНОЛП-НТЗ-10-И УХЛ2	0,5	(10000/√3)/(100/√3)	69604-17		
		ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-12С УХЛ2	0,5S	50/5	69606-17		
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-12С УХЛ2	0,5S	50/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-12С УХЛ2	0,5S	50/5	69606-17		
		Счетчик		A1805RL-P4GB-DW-4	0,5S/1,0	5(10) A	31857-20		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	ТП Мыс Астафьева ДГА 0,4 кВ	ТН	А	-	-	-	-	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	ССВ-1Г рег. № 58301-14
		ТН	В	-	-	-	-		
		ТН	С	-	-	-	-		
		ТТ	А	ТТН-Ш	0,5S	200/5	58465-14	RTU-327 рег. № 41907-09	УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТТН-Ш	0,5S	200/5	58465-14		
		ТТ	С	ТТН-Ш	0,5S	200/5	58465-14		
			Счетчик		А1805RL-P4GB-DW-4	0,5S/1,0	5(10) А	31857-20	

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 4 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 3, – активная, реактивная.

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
2 – 7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
8 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
9 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
2 – 7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
8 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,5	1,5
9 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,6	1,7	1,3	1,3

Продолжение таблицы 4

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,0	1,4	1,2	1,2
2 – 7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
8 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,2	1,9	1,9
	0,5	5,1	3,4	2,7	2,7
9 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,5	1,5
	0,8	2,9	2,1	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,2	2,4	2,4
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,3	2,0	1,7	1,7
	0,5	2,0	1,6	1,5	1,5
2 – 7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,8	2,0	1,8	1,8
8 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,2	4,2	3,8	3,8
	0,5	4,1	3,6	3,4	3,4
9 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,1	4,1	3,6	3,6
	0,5	4,0	3,5	3,3	3,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
<p>Примечания</p> <p>1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$.</p> <p>2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p>					

Таблица 5 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии - для счетчиков реактивной энергии</p>	<p>от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +18 до +22</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ</p>	<p>от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +10 до +25 от +18 до +24</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка до отказа, ч, не менее УСПД RTU-327: - средняя наработка до отказа, ч, не менее сервер синхронизации времени ССВ-1Г: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч устройство синхронизации времени УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч - время восстановления, ч</p>	<p>120000 72 75000 35000 22000 2 45000 2</p>
<p>Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45 45 3 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 счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции шкалы времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции шкалы времени в счетчиках и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы 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 информации 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Количество
1	2	4
Трансформатор тока	ТОГФ-110 III УХЛ1	3
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-35-IV	8

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	6
Трансформатор тока	ТТН-Ш	3
Трансформатор напряжения	ЗНОГ-110 III УХЛ1	3
Трансформатор напряжения наружной установки	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RL-P4GB-DW-4	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RAL-P4GB-DW-4	7
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Формуляр	5930-3-1.1-ЭСТ4.ФО	1.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТП Мыс Астафьева Дальневосточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Приморского края», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311703.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги» (ОАО «РЖД»)
ИНН 7708503727
Адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д. 2
Телефон: +7 (499) 262-99-01
Web-сайт: www.rzd.ru
E-mail: info@rzd.ru

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги» (ОАО «РЖД»)
ИНН 7708503727
Адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д. 2
Телефон: +7 (499) 262-99-01
Web-сайт: www.rzd.ru
E-mail: info@rzd.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-т, д. 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

