

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Куйбышевской железной дороги филиала ОАО «РЖД» в границах Самарской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Куйбышевской железной дороги филиала ОАО «РЖД» в границах Самарской области (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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 систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (далее - ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-327 (далее – УСПД) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) включает в себя сервер ИВК Центра сбора данных ОАО «РЖД», сервер ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», УССВ-16HVS, УССВ-35HVS, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее - АРМ) и программное обеспечение (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР», ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за период 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.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД RTU-327, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации. Далее по каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные передаются на сервер сбора данных ОАО «РЖД», где происходит оформление отчетных документов. Передача информации об энергопотреблении на сервер ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически, путем межсерверного обмена.

Сервер ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» осуществляет передачу полученных данных в виде XML-отчетов в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и другим заинтересованным организациям ОРЭМ.

Передача информации от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ и другим смежным субъектам ОРЭ осуществляется по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все три уровня системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации системного времени УССВ-16HVS, УССВ-35HVS, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника.

Для синхронизации часов сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» используется УССВ-16HVS. Синхронизация УССВ-16HVS и сервера происходит 1 раз в час. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

Для синхронизации сервера ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ ОАО «РЖД» используется УССВ-35HVS. УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера.

Часы УСПД RTU-327 синхронизируются с сервером сбора данных ОАО «РЖД» при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее ± 1 с.

Часы счетчиков синхронизируются с часами УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с.

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже $\pm 5,0$ с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии, контроллеров УСПД RTU-327 отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчётности виде, взаимодействия со смежными системами.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА».

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО.

Наименование ПО	Наименование программного модуля (идентификационное наименование ПО)	Наименование файла	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ ОАО «РЖД»					
«АльфаЦЕНТР»	"АльфаЦЕНТР АРМ"	AlphaCenter ClientSetup.exe	4	a65bae8d7150931f811cfbc6e4c7189d	MD5
	"АльфаЦЕНТР СУБД "Oracle"	AlphaCenter Setup.exe	9	bb640e93f359bab15a02979e24d5ed48	
	"АльфаЦЕНТР Коммуникатор"	ACCCommSetup.exe	3	3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6	
«ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА»	ПК "Энергия Альфа 2"	Setup.exe	2.0.0.2	17e63d59939159ef304b8ff63121df60	
ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»					
ПО «АльфаЦЕНТР»	Программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	3.20.0.0	559f01748d4be825c8cda4c32dc26c56	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		f2958dc53376bc1324effbc01e4de5cd	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe	3.20.0.0	4e1d6c29eb14eb6192d408ea5de3de85	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		0630461101a0d2c1f5005c116f6de042	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	
1.2.0.46 CryptoSendMail	Программа формирования и отправки криптографически защищенных сообщений	CryptoSendMail.exe	1.2.0.46	f8b11f8c085fb8290bc458f5db5f979a	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид элек- тро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энер- гии	ИВКЭ		Основная погреш- ность, %	Погреш- ность в рабочих условиях, %
1	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС "133 км" 35/10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ, ф. 1 ПЭ - 10 кВ	ТПЛ-10 400/5 Кл.т.0,5 Зав. № 7412 Зав.№ 7086	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 990	ЕА 05 RL-P1B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1118362	RTU-327 Зав. № 000785 № 001527	Актив- ная	± 1,2	± 5,7
						Реак- тивная	± 2,5	± 3,4
2	ПС "133 км" 35/10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ, ф. 2 ПЭ - 10 кВ	ТВЛМ-10 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 21593 Зав.№ 49706	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 990	ЕА 05 RL-P1B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1118524		Актив- ная	± 1,2	± 5,7
						Реак- тивная	± 2,5	± 3,4
3	ПС "133 км" 35/10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ, ф. 3 - 10 кВ	ТЛО-10 100/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 1839 Зав.№ 1781	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 987	ЕА 05 RL-P1B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1118190		Актив- ная	± 1,0	± 2,7
						Реак- тивная	± 1,8	± 3,8
4	ПС "133 км" 35/10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ, ф. 4 - 10 кВ	ТЛО-10 150/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 7068 Зав.№ 7073	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 990	ЕА 05 RL-P1B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1118311		Актив- ная	± 1,0	± 2,7
						Реак- тивная	± 1,8	± 3,8
5	ПС "133 км" 35/10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ, ф. 5	ТПЛ-10 50/5 Кл.т.0,5 Зав. № 10006 Зав.№ 6595	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 990	ЕА 05 RL-P1B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1118480	Актив- ная	± 1,2	± 5,7	
					Реак- тивная	± 2,5	± 3,4	
6	ПС "133 км" 35/10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ, ф. 6 - 10 кВ	ТЛО-10 75/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 7060 Зав.№ 7227	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 990	ЕА 05 RL-P1B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1118360	Актив- ная	± 1,0	± 2,7	
					Реак- тивная	± 1,8	± 3,8	
7	ПС "133 км" 35/10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ, ф. 7 - 10 кВ	ТЛО-10 100/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 1766 Зав.№ 1824	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 987	ЕА 05 RL-P1B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1118370	Актив- ная	± 1,0	± 2,7	
					Реак- тивная	± 1,8	± 3,8	
8	ПС "Заречная" 110/35/10 кВ, РУ-10кВ, 1 СШ, ф. 8 - 10 кВ	ТПЛМ-10 100/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 78391 Зав.№ 78685	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 1079	ЕА 05 RL-P3B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1118464	Актив- ная	± 1,2	± 5,7	
					Реак- тивная	± 2,5	± 3,4	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ПС "Смышляевка" 110/35/10 кВ КРУН-2-10 кВ, 4 СШ, ф. 7 - 10 кВ	ТЛК-10 150/5 Кл.т.0,5S Зав. № 9414 Зав.№ 9415	НАМИТ-10-2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 27	EA 05 RL-P1B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01098574	RTU-327 Зав. № 000785 № 001527	Активная	± 1,2	± 5,1
						Реактив- ная	± 2,5	± 4,2
10	ПС "Кряж- тяговая" 35/10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ, ф. 2 ПЭ резерв - 10 кВ	ТЛК-10 50/5 Кл.т.0,5 Зав. № 9503 Зав.№ 9516	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 1884	EA 05 RL-P1B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01098545		Активная	± 1,2	± 5,7
						Реактив- ная	± 2,5	± 3,4
11	ПС "Компрессор- ная" 35/6 кВ, РУ-6 кВ, ввод Т1 - 6 кВ	ТПЛ-10 150/5 Кл.т.0,5 Зав. № 3354 Зав.№ 3355	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 914	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 307071907		Активная	± 1,2	± 5,7
						Реактив- ная	± 2,5	± 3,4
12	ПС "Подбельская" 110/10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ, ф. 16 - 10 кВ	ТПОЛ-10 800/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 15519 Зав. № 4482 Зав. № 958	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 5201	EA 05 RL-P1B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1118372		Активная	± 1,2	± 5,7
						Реактив- ная	± 2,5	± 3,4
13	ПС "Сызрань- тяговая" 35/10/6 кВ, ОРУ-35 кВ, 2СШ, ВЛ-35 кВ "ТС 1"	ТФН-35 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 5462 Зав. № 5475 Зав. № 5463	ЗНОМ-35-65 35000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав.№ 1024550 Зав.№ 1024162 Зав.№ 632356	EA 05 RAL-P3B- 3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1117401		Активная	± 1,2	± 5,7
					Реактив- ная	± 2,5	± 3,4	
14	ПС "Сызрань- тяговая" 35/10/6 кВ, ОРУ-35 кВ, 1СШ, ВЛ-35 кВ "ТС 2"	ТФН-35 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 5430 Зав. № 5496 Зав. № 5409	ЗНОМ-35-65 35000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав.№ 632432 Зав.№ 632428 Зав.№ 632405	EA 05 RAL-P3B- 3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1117419	Активная	± 1,2	± 5,7	
					Реактив- ная	± 2,5	± 3,4	
15	ТПС 35/10 кВ "Томылово", ОРУ-35 кВ, 1 СШ, ВЛ-35 кВ "Маяк 1"	STSM-38 300/1 Кл.т. 0,2S Зав. № 09/47064 Зав. № 09/47066/1 Зав. № 09/47065	NTSM-38 35000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 08/10818 Зав. № 08/10954 Зав. № 08/10962	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 1142861	Активная	± 1,0	± 2,7	
					Реактив- ная	± 1,8	± 3,8	
16	ТПС 35/10 кВ "Томылово", ОРУ-35 кВ, 2 СШ, ВЛ-35 кВ "Маяк 2"	STSM-38 300/1 Кл.т. 0,2S Зав. № 09/47067 Зав. № 09/47068 Зав. № 09/47069	NTSM-38 35000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 08/10965 Зав. № 08/10981 Зав. № 08/10985	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 1186498	Активная	± 1,0	± 2,7	
					Реактив- ная	± 1,8	± 3,8	
17	ТПС 110/35/10 кВ "Мыльная", ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. 18, ф. 4 - 10 кВ	ТЛО-10 100/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 1930 Зав. № 1936	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 1107	EA 05 RL-P1B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1118432	Активная	± 1,0	± 2,7	
					Реактив- ная	± 1,8	± 3,8	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	ТПС 110/35/10 кВ "Мыльная", ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, ф. 5 - 10 кВ	ТЛО-10 100/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 1763 Зав. № 5758	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 1107	EA 05 RL-P1B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1118429		Активная Реактив- ная	± 1,0 ± 1,8	± 2,7 ± 3,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ТПС 110/35/10 кВ "Звезда", ОРУ-35 кВ, 1 СШ, ВЛ-35 кВ "Купино 1"	ТВ-35 600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 244А Зав. № 244В Зав. № 244С	ЗНОМ-35-65 35000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав.№ 1169212 Зав.№ 1168793 Зав.№ 1168988	ЕА 05 RL-P1В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1118519	RTU-327 Зав. № 000785 № 001527	Активная	± 1,2	± 5,7
						Реактив- ная	± 2,5	± 3,4
20	ТПС 110/35/10 кВ "Звезда", ОРУ-35 кВ, 2 СШ, ВЛ-35 кВ "Купино 2"	ТВ-35 600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 247А Зав. № 247В Зав. № 247С	ЗНОМ-35-65 35000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав.№ 1127212 Зав.№ 1164537 Зав.№ 1126794	ЕА 05 RL-P1В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1138242		Активная	± 1,2	± 5,7
						Реактив- ная	± 2,5	± 3,4
21	ПС "Похвистнево" 110/35/10 кВ, РУ 10 кВ, 2СШ, яч. 2, ф. Город 4 - 10 кВ	ТЛО-10 300/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 9317 Зав. № 9362	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 504	ЕА 05 RL-P1В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1118403	Активная	± 1,0	± 2,7	
					Реактив- ная	± 1,8	± 3,8	
22	ПС "Похвистнево" 110/35/10 кВ, РУ 10 кВ, 2СШ, яч. 18, ф. Город 5 - 10 кВ	ТЛО-10 300/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 341 Зав. № 330	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 504	ЕА 05 RL-P1В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1118578	Активная	± 1,0	± 2,7	
					Реактив- ная	± 1,8	± 3,8	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (от 0,99 до 1,01) U_n ; ток (от 1,0 до 1,2) I_n ;
 $\cos \varphi = 0,87$ инд.; частота ($50 \pm 0,15$) Гц;

- температура окружающей среды: (23 ± 2) °С.

5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения ($0,9 - 1,1$) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока (от 0,01(0,05) до 1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности от $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 до 1,0(от 0,5 до 0,87); частота ($50 \pm 0,2$) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 40 °С до 40 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при 25 °С;

- атмосферное давление от 86,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (от 0,9 до 1,1) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока (от 0,01 до 1,2) $I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности от $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота ($50 \pm 0,2$) Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха для ЕвроАЛЬФА от минус 40°С до 70°С;

- температура окружающего воздуха для счётчиков Альфа А1800 от минус 40°С до 65°С;

- температура окружающего воздуха для счётчиков ПСЧ-4ТМ.05 от минус 40°С до 60°С;

- относительная влажность воздуха не более 90 % при 30 °С;

- атмосферное давление от 60,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от 10°C до 25°C ;
- относительная влажность воздуха не более 80 % при 20°C ;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\%$ $I_{\text{ном}} \cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10°C до 30°C .

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УССВ, УСПД на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик ЕвроАЛЬФА – среднее время наработки на отказ не менее $T = 50\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
 - счётчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
 - счётчик ПСЧ-4ТМ.05 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
 - УСПД RTU-327 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 40\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ час;
 - УССВ-16HVS – среднее время наработки на отказ не менее 44000 часов;
 - УССВ-35HVS – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
 - ИВК «АльфаЦЕНТР» - среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;
- Надежность системных решений:
- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД RTU-327 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;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика электрической энергии;
- УСПД;

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).

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 5 лет;
- сервер – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Куйбышевской железной дороги филиала ОАО «РЖД» в границах Самарской области типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество
1	2	3	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	1276-59	4
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	1856-63	2
Трансформаторы тока	ТЛЮ-10	25433-07	16
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2363-68	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-08	3
Трансформаторы тока	ТЛК-10	9143-06	4
Трансформаторы тока	ТФН-35	664-51	6
Трансформаторы тока	STSM-38	37491-08	6
Трансформаторы тока	ТВ-35	19720-00	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-05	5
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	831-69	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	16687-02	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	912-07	12
Трансформаторы напряжения	NTSM-38	37493-08	6

Наименование компонента	Тит компонента	№ Госреестра	Количество
1	2	3	4
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	16666-97	15
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	31857-06	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05	36355-07	1
Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327	RTU-327	41907-09	3
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 59248-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Куйбышевской железной дороги филиала ОАО «РЖД» в границах Самарской области. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков электрической энергии ЕвроАЛЬФА (Госреестр № 1666-97) – по методике поверки с помощью установок МК6800, МК6801;
- счетчиков электрической энергии Альфа А1800 (Госреестр № 31857-06) – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- счетчиков электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05 (Госреестр № 36355-07) – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- УСПД RTU-327 – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе 13526821.4611.033.Т1.01 П4 «Технорабочий проект системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Куйбышевской железной дороги филиала ОАО «РЖД» в границах Самарской области».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Куйбышевской железной дороги филиала ОАО «РЖД» в границах Самарской области

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

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. 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.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

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

Адрес: 105066, г. Москва, ул. Ольховская, д. 27, стр.3

Тел.: (495) 926-99-00

Заявитель:

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

Юридический адрес: 115114, г. Москва, Дербеневская набережная, дом 7, стр. 2

Фактический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9

Тел/факс: (499) 753-06-78

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел/факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений
в целях утверждения типа №30004-13 от 26.07.2013

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____» _____ 2014 г.