

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» ноября 2021 г. № 2620

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО "ОГК-2" - Ставропольская ГРЭС	Обозначение отсутствует	Е	83787-21	023	Филиал Публичного акционерного общества "Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии" - Ставропольская ГРЭС (Филиал ПАО "ОГК-2" - Ставропольская ГРЭС), Ставропольский край, Изобильненский р-н, п. Солнечнодольск	Филиал Публичного акционерного общества "Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии" - Ставропольская ГРЭС (Филиал ПАО "ОГК-2" - Ставропольская ГРЭС), Ставропольский край, Изобильненский р-н, п. Солнечнодольск	ОС	МП-312601-0006.20	4 года	Филиал Публичного акционерного общества "Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии" - Ставропольская ГРЭС (Филиал ПАО "ОГК-2" - Ставропольская ГРЭС), Ставропольский край, Изобильненский р-н, п. Солнечнодольск	ООО ИИГ "КАРНЕОЛ", Челябинская область, г. Магнитогорск	09.09.2021
2.	Система автоматизиро-	Обозначение	Е	83788-21	964	Акционерное общество	Общество с ограниченной	ОС	МП СМО-2409-2021	4 года	Акционерное общество "РЭС	АО "РЭС Групп", г.	27.09.2021

	ванная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "НПП "Нефтехимия"	отсутствует				"РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	ответственно-стью "Научно-производственное предприятие "Нефтехимия" (ООО "НПП "Нефтехимия"), г. Москва				Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Владимир	
3.	Термометры метеорологические стеклянные	ТМ10	С	1042-21	исп. 1 зав. №№: 42, 14, 83, 50; исп. 2 зав. №№: 12, 7, 96, 6; исп. 3 зав. №№: 33, 28, 64, 52	Открытое акционерное общество "Термоприбор" (ОАО "Термоприбор"), Московская область, г. Клин	Открытое акционерное общество "Термоприбор" (ОАО "Термоприбор"), Московская область, г. Клин	ОС	РТ-МП-1017-01-2021	2 года	Открытое акционерное общество "Термоприбор" (ОАО "Термоприбор"), Московская область, г. Клин	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	02.09.2021
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Пермского	Обозначение отсутствует	Е	83789-21	178	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312601-0026.21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "ИИГ "КАРНЕОЛ", г. Магнитогорск	24.09.2021

[illegible]

Пломбирование термометров не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °С	
- исполнение 1	от -20 до +30
- исполнение 2	от -10 до +40
- исполнение 3	от -5 до +40
Цена деления шкалы, °С	0,2
Пределы допускаемых систематических составляющих погрешности термометров в поверяемых отметках шкалы, °С	
-20 °С, -10 °С	±0,3
0 °С, +10 °С, +20 °С, +30 °С, +40 °С	±0,2

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Длина, мм, не более	от 350 до 370
Диаметр, мм	от 15 до 17
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от -35 до +50
-относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на термометры не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Термометр метеорологический стеклянный	АЖТ 2.822.232	1 шт.
Паспорт	АЖТ 2.822.232ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз. (на 10 и менее термометров)
Футляр	АЖТ 6.875.037	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 «Сведения по эксплуатации и хранению» паспорта АЖТ 2.822.232ПС.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к термометрам метеорологическим стеклянным ТМ10

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры», часть 1 – поверочная схема для контактных термометров в диапазоне от 0,3 до 273,16 К (от минус 272,85 °С до 0,01 °С), часть 2 – поверочная схема для контактных термометров в диапазоне от 273,15 до 3273,15 К(от 0 °С до 3000 °С)

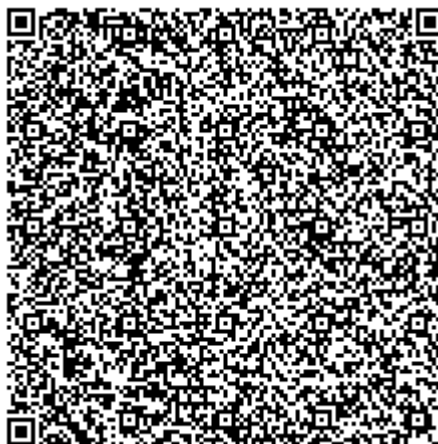
ГОСТ 112-78 Термометры метеорологические стеклянные. Технические условия

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Термоприбор»
(ОАО «Термоприбор»)
Адрес: 141600, Московская область, г.Клин, Волоколамское шоссе, 44
Телефон: +7(49624) 5-82-90
Факс: +7(49624) 2-15-62
E-mail: thermopribor@thermopribor.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»
(ФБУ «Ростест-Москва»)
Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31
Адрес осуществления деятельности: 141607, Московская область, г.Клин, ул.Дзержинского, д.2
Телефон: +7(49624) 7-70-02
Факс: +7(49624) 7-70-70
E-mail: info.kln@rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации 30083-14 в Реестре аккредитованных лиц



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» ноября 2021 г. № 2620

Регистрационный № 83787-21

Лист № 1
Всего листов 20

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «ОГК-2» - Ставропольская ГРЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «ОГК-2» - Ставропольская ГРЭС (далее – 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, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер базы данных (сервер БД), устройство синхронизации времени (УСВ), программное обеспечение (ПО), технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура), 2 автоматизированных рабочих места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации от счетчиков АИИС КУЭ (результаты измерений, журналы событий);
- обработку данных и их архивирование;
- доступ к информации и её передачу в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) и другие заинтересованные организации;
- передачу информации в АО «АТС».

Первичные токи и первичные напряжения трансформируются измерительными ТТ и ТН в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей поступают на соответствующие входы электронных счетчиков электрической энергии.

Электронные счетчики электрической энергии, входящие в состав ИИК, предназначены для измерения и преобразования в цифровой код активной (реактивной) электрической энергии, интегрирование результатов измерений на получасовых интервалах, сохранение полученных значений в памяти счетчика с привязкой к текущему времени. К каждому счетчику подключен резервный источник гарантированного питания. Переключение на источник резервного питания осуществляется автоматически.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производит опрос счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485. Полученная информация записывается в УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных. Данные из УСПД поступают в сервер БД уровня ИВК для последующего хранения и передачи.

Передача информации коммерческому оператору оптового рынка электрической энергии и мощности (АО «АТС»), в региональное подразделение АО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям осуществляется с уровня ИВК в автоматизированном режиме от сервера БД с помощью сети Internet и (или) АРМов, входящих в ИВК, по электронной почте в виде файлов формата XML.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ включает в себя УСВ, встроенные часы сервера БД, УСПД и счетчиков электрической энергии. УСВ осуществляет прием и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системой ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляет синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

УСПД уровня ИВКЭ получает сигналы точного времени от УСВ. Сравнение часов УСПД и УСВ происходит непрерывно, синхронизация часов УСПД и УСВ проводится при расхождении показаний часов на величину более чем ± 1 с.

УСПД осуществляет синхронизацию времени часов сервера БД при каждом сеансе связи сервер БД – УСПД, но не реже одного раза в 30 минут. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и УСПД более чем на ± 2 с.

УСПД осуществляет синхронизацию времени часов счетчиков при каждом сеансе связи УСПД – счетчик, но не реже одного раза в 30 минут. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 3 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», 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».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний», 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 2 – 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		УСПД	УСВ
1	2	3		4		5	6
1	Ставропольская ГРЭС, ОРУ-500 кВ, ячейка №7, ВЛ-500 кВ Ставропольская ГРЭС - Центральная (Л-501)	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 № 3639-73	А	ТФНКД-500-П	RTU-327 Рег. № 41907-09	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17
				В	ТФНКД-500-П		
				С	ТФНКД-500-П		
		ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 № 3639-73	А	ТФНКД-500-П		
				В	ТФНКД-500-П		
				С	ТФНКД-500-П		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 500000/√3/100/√3 № 28008-09	А	НАМИ-500 УХЛ1		
				В	НАМИ-500 УХЛ1		
				С	НАМИ-500 УХЛ1		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 500000/√3/100/√3 № 28008-09	А	НАМИ-500 УХЛ1		
				В	НАМИ-500 УХЛ1		
				С	НАМИ-500 УХЛ1		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 500000/√3/100/√3 № 28008-09	А	НАМИ-500 УХЛ1		
				В	НАМИ-500 УХЛ1		
				С	НАМИ-500 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 14555-02	A1R-4-AL-C25-T+			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
2	Ставропольская ГРЭС, ОРУ-500 кВ, ячейка №3, ВЛ-500 кВ Ставропольская ГРЭС - Тихорецк (Л-502)	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 № 3639-73	A	ТФЗМ 500Б-1У1	RTU-327 Пер. № 41907-09	РСТВ-01-01 Пер. № 67958-17
				B	ТФЗМ 500Б-1У1		
				C	ТФЗМ 500Б-1У1		
		ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 № 3639-73	A	ТФЗМ 500Б-1У1		
				B	ТФЗМ 500Б-1У1		
				C	ТФЗМ 500Б-1У1		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 500000/√3/100/√3 № 28008-04	A	НАМИ-500 УХЛ1		
				B	НАМИ-500 УХЛ1		
				C	НАМИ-500 УХЛ1		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 500000/√3/100/√3 № 28008-09	A	НАМИ-500 УХЛ1		
				B	НАМИ-500 УХЛ1		
				C	НАМИ-500 УХЛ1		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 500000/√3/100/√3 № 28008-09	A	НАМИ-500 УХЛ1		
				B	НАМИ-500 УХЛ1		
				C	НАМИ-500 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 14555-02	A1R-4-AL-C25-T+			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
3	Ставропольская ГРЭС, ОРУ-330 кВ, ячейка №4, ВЛ-330 кВ Ставропольская ГРЭС - Армавир I цепь (Л-330-14)	ТТ	К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 2000/1 № 80215-20	A	ТФУМ 330А-ПУ1	RTU-327 Per. № 41907-09	РСТВ-01-01 Per. № 67958-17
				B	ТФУМ 330А-ПУ1		
				C	ТФУМ 330А-ПУ1		
		ТТ	К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 2000/1 № 80215-20	A	ТФУМ 330А-ПУ1		
				B	ТФУМ 330А-ПУ1		
				C	ТФУМ 330А-ПУ1		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 330000/√3/100/√3 № 80214-20	A	НАМИ-330 У1		
				B	НАМИ-330 У1		
				C	НАМИ-330 У1		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 330000/√3/100/√3 № 80214-20	A	НАМИ-330 У1		
				B	НАМИ-330 У1		
				C	НАМИ-330 У1		
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 14555-02	A1R-4-AL-C25-T+			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
4	Ставропольская ГРЭС, ОРУ-330 кВ, ячейка №2, ВЛ-330 кВ Ставропольская ГРЭС - Армавир II цепь (Л-330-15)	ТТ	К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 2000/1 № 80215-20	A	ТФУМ 330А-ПУ1	RTU-327 Per. № 41907-09	РСТВ-01-01 Per. № 67958-17
				B	ТФУМ 330А-ПУ1		
				C	ТФУМ 330А-ПУ1		
		ТТ	К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 2000/1 № 80215-20	A	ТФУМ 330А-ПУ1		
				B	ТФУМ 330А-ПУ1		
				C	ТФУМ 330А-ПУ1		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 330000/√3/100/√3 № 80214-20	A	НАМИ-330 У1		
				B	НАМИ-330 У1		
				C	НАМИ-330 У1		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 330000/√3/100/√3 № 80214-20	A	НАМИ-330 У1		
				B	НАМИ-330 У1		
				C	НАМИ-330 У1		
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 14555-02	A1R-4-AL-C25-T+			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
5	Ставропольская ГРЭС, ОРУ-330 кВ, ячейка №6, ВЛ-330 кВ Ставропольская ГРЭС - Солнечный Дар (Л-330-17)	ТТ	К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 2000/1 № 80215-20	A	ТФУМ 330А-ПУ1	RTU-327 Per. № 41907-09	РСТВ-01-01 Per. № 67958-17
				B	ТФУМ 330А-ПУ1		
				C	ТФУМ 330А-ПУ1		
		ТТ	К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 2000/1 № 80215-20	A	ТФУМ 330А-ПУ1		
				B	ТФУМ 330А-ПУ1		
				C	ТФУМ 330А-ПУ1		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 330000/√3/100/√3 № 80214-20	A	НАМИ-330 У1		
				B	НАМИ-330 У1		
				C	НАМИ-330 У1		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 330000/√3/100/√3 № 80214-20	A	НАМИ-330 У1		
				B	НАМИ-330 У1		
				C	НАМИ-330 У1		
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 14555-02	A1R-4-AL-C25-T+			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
6	Ставропольская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ячейка №7, ВЛ-110 кВ Ставропольская ГРЭС - Красная Заря (Л-116)	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 № 44640-10	А	ТОГФ-110	RTU-327 Рег. № 41907-09	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17
				В	ТОГФ-110		
				С	ТОГФ-110		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 80214-20	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 14555-02	A1R-4-AL-C25-T+			
7	Ставропольская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ячейка №11, ВЛ-110 кВ Ставропольская ГРЭС - Междуреченская (Л-120)	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 № 44640-10	А	ТОГФ-110	RTU-327 Рег. № 41907-09	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17
				В	ТОГФ-110		
				С	ТОГФ-110		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 80214-20	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 14555-02	A1R-4-AL-C25-T+			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
8	Ставропольская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ячейка №2, ВЛ-110 кВ Ставропольская ГРЭС - Солнечная (Л-129)	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 № 29694-08	A	TAG 123	RTU-327 Per. № 41907-09	РСТВ-01-01 Per. № 67958-17
				B	TAG 123		
				C	TAG 123		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 80214-20	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 14555-02	A1R-4-AL-C25-T+			
9	Ставропольская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ячейка №8, ВЛ-110 кВ Ставропольская ГРЭС - Баклановская (Л-235)	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 № 29694-08	A	TAG 123	RTU-327 Per. № 41907-09	РСТВ-01-01 Per. № 67958-17
				B	TAG 123		
				C	TAG 123		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 80214-20	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 14555-02	A1R-4-AL-C25-T+			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
10	Ставропольская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ячейка №9, ВЛ-110 кВ Ставропольская ГРЭС - ДКС-2 (Л-262)	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{TT} = 1000/1$ № 44640-10	A	ТОГФ-110	RTU-327 Рег. № 41907-09	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17
				B	ТОГФ-110		
				C	ТОГФ-110		
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{TN} = 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 80214-20	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{TN} = 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 14555-02	A1R-4-AL-C25-T+			
11	Ставропольская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ячейка №3, ВЛ-110 кВ Ставропольская ГРЭС - Раздольная (Л-280)	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{TT} = 1000/1$ № 29694-08	A	TAG 123		
				B	TAG 123		
				C	TAG 123		
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{TN} = 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 80214-20	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{TN} = 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 14555-02	A1R-4-AL-C25-T+			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
12	Ставропольская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ячейка №6, М-2 110 кВ	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{ТТ} = 1000/1$ № 29694-08	A	TAG 123	RTU-327 Per. № 41907-09	РСТВ-01-01 Per. № 67958-17
				B	TAG 123		
				C	TAG 123		
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{ТН} = 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 80214-20	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{ТН} = 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 14555-02	A1R-4-AL-C25-T+			
13	Ставропольская ГРЭС, ТГ-1 (20 кВ)	ТТ	$K_T = 0,2$ $K_{ТТ} = 12000/5$ № 82783-21	A	ТШЛ20Б-II		
				B	ТШЛ20Б-II		
				C	ТШЛ20Б-II		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{ТН} = 20000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 80009-20	A	ЗНОМ-20-63		
				B	ЗНОМ-20-63		
				C	ЗНОМ-20-63		
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 14555-02	A1R-4-AL-C25-T+			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
14	Ставропольская ГРЭС, ТГ-2 (20 кВ)	ТТ	$K_T = 0,2$ $K_{ТТ} = 12000/5$ № 82783-21	A	ТШЛ20Б-II	RTU-327 Пер. № 41907-09	РСТВ-01-01 Пер. № 67958-17
				B	ТШЛ20Б-II		
				C	ТШЛ20Б-II		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{ТН} = 20000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 80009-20	A	ЗНОМ-20-63		
				B	ЗНОМ-20-63		
				C	ЗНОМ-20-63		
Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 27428-09	A2R1-4-AL-C29-T					
15	Ставропольская ГРЭС, ТГ-3 (20 кВ)	ТТ	$K_T = 0,2$ $K_{ТТ} = 12000/5$ № 82783-21	A	ТШЛ20Б-II		
				B	ТШЛ20Б-II		
				C	ТШЛ20Б-II		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{ТН} = 20000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 80009-20	A	ЗНОМ-20-63		
				B	ЗНОМ-20-63		
				C	ЗНОМ-20-63		
Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 14555-02	A1R-4-AL-C25-T+					
16	Ставропольская ГРЭС, ТГ-4 (20 кВ)	ТТ	$K_T = 0,2$ $K_{ТТ} = 12000/5$ № 82783-21	A	ТШЛ20Б-II		
				B	ТШЛ20Б-II		
				C	ТШЛ20Б-II		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{ТН} = 20000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 80009-20	A	ЗНОМ-20-63		
				B	ЗНОМ-20-63		
				C	ЗНОМ-20-63		
Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 14555-02	A1R-4-AL-C25-T+					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
17	Ставропольская ГРЭС, ТГ-5 (20 кВ)	ТТ	$K_T = 0,2$ $K_{ТТ} = 12000/5$ № 82783-21	A	ТШЛ20Б-II	RTU-327 Рег. № 41907-09	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17
				B	ТШЛ20Б-II		
				C	ТШЛ20Б-II		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{ТН} = 20000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 80009-20	A	ЗНОМ-20-63		
				B	ЗНОМ-20-63		
				C	ЗНОМ-20-63		
Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 14555-02	A1R-4-AL-C25-T+					
18	Ставропольская ГРЭС, ТГ-6 (20 кВ)	ТТ	$K_T = 0,2$ $K_{ТТ} = 12000/5$ № 82783-21	A	ТШЛ20Б-II		
				B	ТШЛ20Б-II		
				C	ТШЛ20Б-II		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{ТН} = 20000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 80009-20	A	ЗНОМ-20-63		
				B	ЗНОМ-20-63		
				C	ЗНОМ-20-63		
Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 14555-02	A1R-4-AL-C25-T+					
19	Ставропольская ГРЭС, ТГ-7 (20 кВ)	ТТ	$K_T = 0,2$ $K_{ТТ} = 12000/5$ № 82783-21	A	ТШЛ20Б-II		
				B	ТШЛ20Б-II		
				C	ТШЛ20Б-II		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{ТН} = 20000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 80009-20	A	ЗНОМ-20-63		
				B	ЗНОМ-20-63		
				C	ЗНОМ-20-63		
Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 14555-02	A1R-4-AL-C25-T+					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
20	Ставропольская ГРЭС, ТГ-8 (20 кВ)	ТТ	$K_T = 0,2$ $K_{TT} = 12000/5$ № 82783-21	A	ТШЛ20Б-II	RTU-327 Пер. № 41907-09	РСТВ-01-01 Пер. № 67958-17
				B	ТШЛ20Б-II		
				C	ТШЛ20Б-II		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 20000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 80009-20	A	ЗНОМ-20-63		
				B	ЗНОМ-20-63		
				C	ЗНОМ-20-63		
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 14555-02	A1R-4-AL-C25-T+			

Примечания:

- Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
- Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов.
- Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта измерений.
- Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа АИИС КУЭ.
- Замена компонентов АИИС КУЭ и изменение наименований ИК оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце порядке, с внесением изменений в эксплуатационные документы. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 2	Активная	0,9	5,3
	Реактивная	2,0	2,7
3 – 5	Активная	0,5	2,1
	Реактивная	1,1	1,6
6 – 12	Активная	0,5	1,9
	Реактивная	1,1	2,1
13, 15 – 20	Активная	0,8	2,4
	Реактивная	1,5	1,7
14	Активная	0,8	2,4
	Реактивная	1,6	1,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	
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 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 10 до плюс 35 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ТУ 4228-010-29056091-09 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности температура окружающей среды, °C - для ТТ и ТН - ИК №№ 1-12, 17-20 - ИК №№ 13-16 - для электросчетчиков - для УСПД - для УСВ	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от -30 до +40 от +1 до +35 от -40 до +55 от +1 до +50 от -40 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики АЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Электросчетчики Альфа А2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35 000 72 120 000 72 35 000 24 55 000 24 0,99 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - 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 ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства автоматического включения резерва;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТФНКД-500-II	6 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 500Б-1У1	6 шт.
Трансформаторы тока	ТФУМ 330А-IIУ1	18 шт.
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	9 шт.
Трансформаторы тока	ТАГ 123	12 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ20Б-II	24 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-500 УХЛ1	12 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-330 У1	15 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-20-63	24 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа	19 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А2	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	БЕКВ.422231.023.ПФ	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) Филиала ПАО «ОГК-2» - Ставропольская ГРЭС».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «ОГК-2» - Ставропольская ГРЭС

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

Филиал Публичного акционерного общества «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» - Ставропольская ГРЭС (Филиал ПАО «ОГК-2» - Ставропольская ГРЭС)
ИНН 2607018122

Адрес: 356128, Ставропольский край, Изобильненский р-н, п. Солнечнодольск, ул. Техническая, д. 14

Телефон: +7 (86545) 3-55-20

Факс: +7 (86545) 3-55-99

E-mail: org@sta.ogk2.ru

Испытательный центр

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

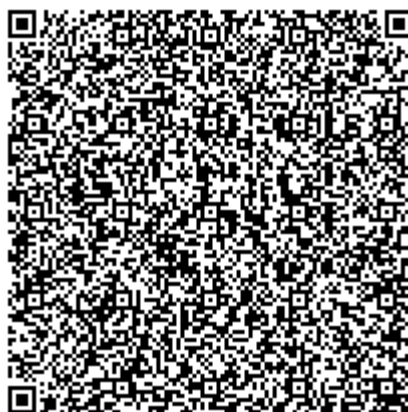
ИНН 7456013961

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

Телефон/факс: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Регистрационный номер RA.RU.312601 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации, дата внесения 06.12.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» ноября 2021 г. № 2620

Регистрационный № 83788-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НПП «Нефтехимия».

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НПП «Нефтехимия» (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, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) и напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и

технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ООО «НПП «Нефтехимия», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени УСВ-3 (далее - УССВ), программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера», АРМ субъекта оптового рынка, технические средства обеспечения электропитания.

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи 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, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД АИИС КУЭ в составе верхнего – второго уровня системы.

На верхнем – втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерения до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов. Сервер БД АИИС КУЭ ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСР/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка.

АРМ субъекта оптового рынка в автоматическом режиме или по запросу по сети Internet по протоколу ТСР/IP с использованием электронной подписи (далее по тексту - ЭП) осуществляет передачу информации в заинтересованные организации в соответствии с Приложением 11.1.1. «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «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 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 АИИС КУЭ – ИИК и ИВК.

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS, ГЛОНАСС), встроенные часы сервера БД АИИС КУЭ и счетчиков. Коррекция времени сервера БД АИИС КУЭ производится от УССВ. Сличение времени сервера БД АИИС КУЭ с временем УССВ происходит не реже одного раза в

сутки. Коррекция времени выполняется при расхождении времени сервера и УССВ более, чем на ± 1 с.

Коррекция времени счетчиков производится от сервера БД АИИС КУЭ. При каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, происходит сличение времени часов сервера БД АИИС КУЭ с временем счетчиков. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении с временем сервера БД АИИС КУЭ более, чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

Журналы событий сервера БД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче от ИИК в ИВК является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД / УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 220/6 кВ Крекинг №557, ГПП-2, РУ-1, II с.ш. 6 кВ, яч.212	AB12 Кл.т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±0,8	±1,8
						реактивная	±1,8	±4,0
2	ПС 220/6 кВ Крекинг №557, ГПП-2, РУ-1, IV с.ш. 6 кВ, яч.407	AB12 Кл.т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±1,8
						реактивная	±1,8	±4,0
3	ПС 220/6 кВ Крекинг №557, ГПП-2, РУ-1, III с.ш. 6 кВ, яч.303	AB12 Кл.т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±1,8
						реактивная	±1,8	±4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС 220/6 кВ Крекинг №557, ГПП-2, РУ-1, I с.ш. 6 кВ, яч.115	AB12 Кл.т. 0,2S Ктт 1500/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±0,8	±1,8
5	ПС 220/6 кВ Крекинг №557, ГПП-2, РУ-2, V с.ш. 6 кВ, яч.513	AB12 Кл.т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		реактивная	±1,8	±4,0
6	ПС 220/6 кВ Крекинг №557, ГПП-2, РУ-2, VI с.ш. 6 кВ, яч.611	AB12 Кл.т. 0,2S Ктт 200/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±1,8
7	ПС 220/6 кВ Крекинг №557, ГПП-2, РУ-2, VII с.ш. 6 кВ, яч.711	AB12 Кл.т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		реактивная	±1,8	±4,0
8	ПС 220/6 кВ Крекинг №557, ГПП-2, РУ-2 6 кВ, VIII с.ш. 6 кВ, яч.809	AB12 Кл.т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±1,8
						реактивная	±1,8	±4,0
9	РП-11 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч.13	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛПМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
10	РП-11 6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.10	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛПМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ТП-54 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.4	Т-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±4,1
12	ТП-54 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.13	ТШ-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 22657-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		реактивная	±2,4	±7,1
13	ТП-54 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.14	ТШ-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 22657-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±4,1
14	ТП-101 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.1	ТШ-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 22657-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		реактивная	±2,4	±7,1
15	ТП-101 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.4	ТШ-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 22657-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±4,1
16	ТП-101 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.12	ТШ-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 22657-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		реактивная	±2,4	±7,1
17	ТП-101 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.14	ТШ-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 22657-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	Щит ТТ 0,4 кВ, ввод 1 0,4 кВ от Пан. 3.3 РУ-0,4 кВ ТП-8 6 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,9
19	Щит ТТ 0,4 кВ, ввод 2 0,4 кВ от Пан. 4.5 РУ-0,4 кВ ТП-8 6 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		реактивная	±2,4	±6,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 19 от минус 40 до плюс 60 °С.
- 4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
- 5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
- 6 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа.
- 7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 8 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
- 9 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	19
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 47,5 до 52,5 от -10 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от -25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05М.04 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.04 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 140000 2 165000 2 70000 1 45000 2
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера 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;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ ООО «НПП «Нефтехимия» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	AB12	24
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор тока	Т-0,66	9
Трансформатор тока	ТШ-0,66	18
Трансформатор напряжения	4MR12 ZEK	24
Трансформатор напряжения	ЗНОЛПМИ-6	6

Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	8
Продолжение таблицы 4		
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.04	7
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	2
УССВ	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПО ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.964 ПФ	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) ООО «НПП «Нефтехимия», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

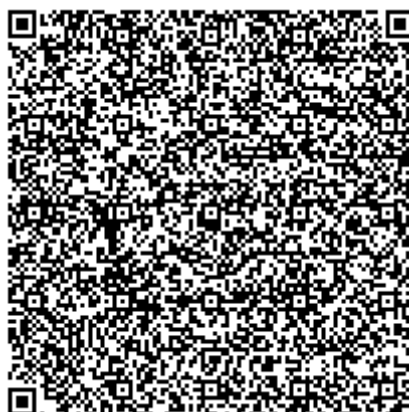
Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» ноября 2021 г. № 2620

Регистрационный № 83789-21

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Пермского края (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 (ИК №№ 1-4) 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»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД», сервер 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 (ИК №№ 5-8) состоит из двух уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий 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 (ИВК), включающий в себя сервер ПАО «Уралкалий», сервер ЗАО «Энергопромышленная компания», 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 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.

Сервер ПАО «Уралкалий» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР».

Сервер ЗАО «Энергопромышленная компания» создан на базе специализированного ПО комплекса измерительно-вычислительного учета электроэнергии ЗАО «Энергопромышленная компания» (ИВК ЭПК) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №) 52065-12).

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 №№ 1-4 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и резервные типа RTU-327LV), где осуществляется формирование и хранение информации. 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.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 5-8 по каналу связи стандарта GSM поступает на сервер ПАО «Уралкалий», где осуществляется обработка, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации - не реже одного раза в сутки.

Передача информации от сервера ПАО «Уралкалий» на сервер ЗАО «Энергопромышленная компания» осуществляется посредством электронной почты в виде XML-файлов установленных форматов.

Не реже одного раза в сутки сервер ЗАО «Энергопромышленная компания» 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, устройство синхронизации системного времени УССВ-2, тайм-серверы Государственной службы времени, частоты и определения параметров вращения Земли (ГСВЧ), часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ПАО «Уралкалий», часы сервера ЗАО «Энергопромышленная компания», часы УСПД и счётчиков. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, устройство синхронизации системного времени УССВ-2 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» оснащён 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. 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 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).

Сервер ПАО «Уралкалий» оснащён устройством синхронизации системного времени УССВ-2. 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 ± 1 с (параметр программируемый).

Сервер ЗАО «Энергопромышленная компания» получает сигналы точного времени от Государственного первичного эталона времени и частоты с использованием группы тайм-серверов ФГУП «ВНИИФТРИ», входящих в комплекс технических средств эталона и позволяющих получать шкалу точного времени по протоколу NTP. Периодичность сравнения показаний часов сервера ЗАО «Энергопромышленная компания» 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 ± 1 с (параметр программируемый).

Основные и 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 ИК №№ 1-4 синхронизируются от УСПД (основных и 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).

Счетчики ИК №№ 5 – 8 синхронизируются от сервера ПАО «Уралкалий». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера ПАО «Уралкалий» происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер ПАО «Уралкалий». 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).

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 - 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 1.3
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

Таблица 4 - Идентификационные данные специализированного ПО ИВК ЭПК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Модуль автоматизированного рабочего места	
Идентификационное наименование ПО	energy.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.125
Цифровой идентификатор ПО (MD 5)	E524C4A8010927FB8CFF92A0B7F49228
Модуль обработки документов в формате АСКП	
Идентификационное наименование ПО	easkp.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	отсутствует
Цифровой идентификатор ПО (MD 5)	f32df33c14af5ffa7c3403f667857a3e
Модуль обработки документов в формате XML	
Идентификационное наименование ПО	exml.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.16
Цифровой идентификатор ПО (MD 5)	977c29ae94e379563c4f8a0f914f3e99
Модуль автоматических расчетов	
Идентификационное наименование ПО	ecalc.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.31
Цифровой идентификатор ПО (MD 5)	930FD5CB90B6DBD73AF02AC11286EB69
Модуль автоматического формирования и рассылки документов	
Идентификационное наименование ПО	emailer.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.50
Цифровой идентификатор ПО (MD 5)	C08CCB6A45D953FAF75F5DC9891286D5
Модуль автоматической синхронизации времени	
Идентификационное наименование ПО	gpstime.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.42
Цифровой идентификатор ПО (MD 5)	776664f2384e5f2e7b2cf5bca66a660c

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», специализированного ПО ИВК ЭПК от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Примечания:

Допускается обновлять специализированное ПО ИВК ЭПК без переоформления описания типа АИИС КУЭ, при условии, что обновляемое ПО не оказывает влияния на метрологические характеристики ИВК ЭПК. Обновление ПО оформляется техническим актом в установленном собственником ИВК ЭПК порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

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, рег. №		Обозначение, тип		ИВКЭ	ИВК
1	2	3		4		5	6
1	ПС 6 кВ Заполье Уральское-тяговая, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №30709-07	A	ТЛП-10	RTU-327LV Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
2	ПС 6 кВ Заполье Уральское-тяговая, РУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №30709-07	A	ТЛП-10		
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
3	ПС 10 кВ Калийная- тяговая, РУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №30709-07	A	ТЛП-10	RTU-327LV Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
4	ПС 10 кВ Калийная- тяговая, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №30709-07	A	ТЛП-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
5	ПС 110 кВ Заполье, РУ 6 кВ, яч. 4.12, КЛ 6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I	-	УССВ-2 Пер. № 54074-13
				B	-		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №23544-07	A	ЗНОЛП		
				B	ЗНОЛП		
				C	ЗНОЛП		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Заполье, РУ 6 кВ, яч. 3.11, КЛ 6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I	-	УССБ-2 Рег. № 54074-13
				B	-		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №23544-07	A	ЗНОЛП		
				B	ЗНОЛП		
				C	ЗНОЛП		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					
7	ПС 110 кВ Калийная, РУ 6 кВ, яч.№24, КЛ 6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10	-	УССБ-2 Рег. № 54074-13
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					
8	ПС 110 кВ Калийная, РУ 6 кВ, яч. №39, КЛ 6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10	-	УССБ-2 Рег. № 54074-13
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-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 - 4	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
5 - 8	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

2 В 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 7 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22

Продолжение таблицы 7

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327LV - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г - для УССВ-2	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от -40 до +35 от -40 до +65 от -20 до +50 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40 от -10 до +55
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327LV: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 72 120000 72 35000 24 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 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 8.

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТЛП-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	5 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	6 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	4 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	4 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327LV	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.178.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 Пермского края», 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 Пермского края

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) 280-04-50

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.

