

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №811

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.	Газосигнализаторы	АВУС-КОМБИ	С	41708-22	АВУС-КОМБИ-СН ₄ зав. №№ 08-7307, 08-7478, 08-40884; АВУС-КОМБИ-С ₃ Н ₈ зав. №№ 08-48238, 08-48222, 08-49635; АВУС-КОМБИ-СО зав. № 08-48839; АВУС-КОМБИ-СО-э зав. № 1335-362	Открытое акционерное общество "Авангард" (ОАО "Авангард"), г. Санкт-Петербург	Открытое акционерное общество "Авангард" (ОАО "Авангард"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП 242-2460-2021	1 год	Открытое акционерное общество "Авангард" (ОАО "Авангард"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	17.01.2022
2.	Газоанализаторы стационарные фотоионизационные	RAEGuard 2 PID FGM-2001	Е	85064-22	D0370027A1, D0370021A1, D0370038A1, D0370023A1, D0370033A1, D0370035A1, D0370032A1, D0370034A1, D0370034AB, D0370035AB, D0370036AB, D0370037AB, D0370038AB, D0370039AB,	Фирма "Honeywell Analytics Ltd.", Великобритания; Производственная площадка: фирма "RAE Systems (Shanghai) Inc.", Китай	Фирма "Honeywell Analytics Ltd.", Великобритания	ОС	МП 242-2455-2021	1 год	Акционерное общество "АСТОР" (АО "АСТОР"), Ленинградская область, Всеволожский р-н, г.п. Кузьмовский	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	18.01.2022

					D0370040AB, D0370030A1, D0370025A1, D0370026A1, D0370037A1, D0370028A1, D0370022A1, D0370031A1								
3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Тверской области	Обозначение отсутствует	Е	85065-22	193	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312235-174-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "Энергокомплекс", г. Москва	26.11.2021
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ Вольная	Обозначение отсутствует	Е	85066-22	2021-006	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосбытовая компания Кузбасса" (ООО "ЭСКК"), г. Кемерово	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосбытовая компания Кузбасса" (ООО "ЭСКК"), г. Кемерово	ОС	МП 14-070-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосбытовая компания Кузбасса" (ООО "ЭСКК"), г. Кемерово	ФБУ "Кузбасский ЦСМ", г. Кемерово	28.01.2022
5.	Системы	MS3550-	С	85067-22	001	Общество с	Общество с	ОС	МП-242-	1 год	Общество с	ФГУП	23.12.2021

	экологического мониторинга	МЗ				ограниченной ответственностью "МС сервис" (ООО "МС сервис"), г. Москва	ограниченной ответственностью "МС сервис" (ООО "МС сервис"), г. Москва		2443-2021		ограниченной ответственностью "МС сервис" (ООО "МС сервис"), г. Москва	"ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Костромской области	Обозначение отсутствует	Е	85068-22	211	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312601-0045.21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО ИИГ "КАРНЕОЛ", г. Магнитогорск	11.10.2021
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Лента" ТК-65	Обозначение отсутствует	Е	85069-22	055	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП ЭПР-439-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация Комплект Учет Проект" (ООО "АКУП"), г. Москва	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	12.10.2021
8.	Система автоматизированная ин-	Обозначение отсут-	Е	85070-22	343	Общество с ограниченной ответствен-	Публичное акционерное общество "Фе-	ОС	РТ-МП-45-500-2022	4 года	Общество с ограниченной ответствен-	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	02.02.2022

	формационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Мантурово	отсутствует				Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Центральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва				Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва		
9.	Трансформаторы тока	IMB 123	Е	85071-22	8679816, 8679835, 8679850, 8702724, 8702725, 8702726, 8702727, 8702728, 8702729	Фирма "ABB Power Technologies AB", Швеция	Фирма "ABB Power Technologies AB", Швеция	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	26.01.2022
10.	Стенды балансировочные	SBM	С	85072-22	211510745, 650082032	Sicam s.r.l. Società Unipersonale, Италия	Sicam s.r.l. Società Unipersonale, Италия	ОС	МП АПИМ 06-21	1 год	Sicam s.r.l. Società Unipersonale, Италия	ООО "Автопрогресс-М", г. Москва	04.10.2021
11.	Дефектоскопы ультразвуковые	УСД	С	85073-22	УСД-50 IPS № 210501 с SF5012 № 158261; УСД-50 LFS № 210502 с SF 2512 №119031; УСД-20 № 210508 с SF5012 №158199	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-внедренческое предприятие "КРОПУС" (ООО "НВП "КРОПУС"), Московская область, г. Ногинск	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-внедренческое предприятие "КРОПУС" (ООО "НВП "КРОПУС"), Московская область, г. Ногинск	ОС	МП 203-16-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-внедренческое предприятие "КРОПУС" (ООО "НВП "КРОПУС"), Московская область, г. Ногинск	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	24.11.2021
12.	Система автоматизированная информационно-измеритель-	Обозначение отсутствует	Е	85074-22	002	Общество с ограниченной ответственностью "Энергоучёт" (ООО "Энергоучёт"),	МУП "Борисоглебская электросеть", Воронежская обл., г. Борисоглебск	ОС	"Система автоматизированная информационно-измери-	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энергоучёт" (ООО "Энергоучёт"),	ФБУ "Воронежский ЦСМ", г. Воронеж	08.12.2021

	ная коммерческого учета электроэнергии МУП "Борисоглебская электросеть"					г. Воронеж			тельная коммерческого учета электроэнергии МУП "Борисоглебская электросеть". Методика поверки"		г. Воронеж		
13.	Мониторы дыхательные портативные	Capnostream 20	C	85075-22	PB37203527	Oridion Medical 1987 Ltd., Израиль	Oridion Medical 1987 Ltd., Израиль	ОС	ИМТ-МП-0011-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Медтроник" (ООО "Медтроник"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИИМТ" Росздравнадзора, г. Москва	02.12.2021
14.	Анализаторы биохимические автоматические	BioChem	C	85076-22	модель FC-200, зав.№ 301903002, модель FC-360, зав. № 180603	Компания "High Technology, Inc.", США	Компания "High Technology, Inc.", США	ОС	МП-244-0008-2020	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Бизнес Технологии" (ООО "Бизнес Технологии"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	24.12.2021
15.	Блоки регистрации измерительные	PKC	C	85077-22	PKC-0001	Акционерное общество "Опытный завод № 31 Гражданской авиации" (АО "Опытный завод № 31 Гражданской авиации"), Московская обл., г. Щелково	Акционерное общество "Опытный завод № 31 Гражданской авиации" (АО "Опытный завод № 31 Гражданской авиации"), Московская обл., г. Щелково	ОС	МП 2301-0332-2022	1 год	Акционерное общество "Опытный завод № 31 Гражданской авиации" (АО "Опытный завод № 31 Гражданской авиации"), Московская обл., г. Щелково	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	15.02.2022

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №811

Регистрационный № 41708-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газосигнализаторы АВУС-КОМБИ

Назначение средства измерений

Газосигнализаторы АВУС-КОМБИ (далее - газосигнализаторы) предназначены для выдачи сигнализации о превышении установленных значений дозрывоопасных концентраций метана (пропана) или массовой концентрации оксида углерода на уровне предельно допускаемых концентраций в воздухе, а также, в зависимости от исполнения, выдачи сигнала на включение выходного реле, либо сигнала на закрытие запорного газового клапана.

Описание средства измерений

Принцип измерений газосигнализаторов:

- для АВУС-КОМБИ-СО-э – электрохимический, основанный на амперометрическом принципе измерений;

- для остальных - полупроводниковый, основанный на изменении сопротивления чувствительного элемента в результате адсорбции на нём молекул определяемого компонента.

Газосигнализаторы представляют собой стационарные одноканальные приборы непрерывного действия.

Конструктивно газосигнализаторы выполнены одноблочными.

Способ забора пробы - диффузионный.

Газосигнализаторы выпускается в четырёх основных модификациях, обозначения приведены в таблице 1.

Таблица 1

Модификация газосигнализатора	Определяемый компонент	Тип сенсора
АВУС-КОМБИ-CH ₄	Метан	полупроводниковый
АВУС-КОМБИ- C ₃ H ₈	Пропан	полупроводниковый
АВУС-КОМБИ-СО	Оксид углерода	полупроводниковый
АВУС-КОМБИ-СО-э	Оксид углерода	электрохимический

Газосигнализаторы обеспечивают световую и звуковую сигнализацию, замыкание контактов реле управления электромагнитным клапаном или другими исполнительными устройствами, возможность вырабатывать управляющий сигнал для автоматического запирания электромагнитного клапана с импульсным управлением, а также другие типы управляющих сигналов в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2

Модификация газо- сигнализатора	Обозначение исполнения газосигнализатора	Наличие исполни- тельного устройства		Наличие интерфейса	
		Клапан ¹⁾	Реле ²⁾	RS-485	ШС ³⁾
АВУС-КОМБИ-СН ₄	ПИЖМ.425431.026	+	-	-	-
	ПИЖМ.425431.026-01	-	+	-	-
	ПИЖМ.425431.026-02	+	-	+	-
	ПИЖМ.425431.026-03	-	+	+	-
	ПИЖМ.425431.026-04	+	-	-	-
	ПИЖМ.425431.026-05	-	+	-	-
	ПИЖМ.425431.026-06	+	-	-	+
	ПИЖМ.425431.026-07	-	-	-	-
АВУС-КОМБИ- С ₃ H ₈	ПИЖМ.425431.027	+	-	-	-
	ПИЖМ.425431.027-01	-	+	-	-
	ПИЖМ.425431.027-02	+	-	+	-
	ПИЖМ.425431.027-03	-	+	+	-
	ПИЖМ.425431.027-04	+	-	-	-
	ПИЖМ.425431.027-05	-	+	-	-
	ПИЖМ.425431.027-06	+	-	-	+
	ПИЖМ.425431.027-07	-	-	-	-
АВУС-КОМБИ-СО	ПИЖМ.425431.028	+	-	-	-
	ПИЖМ.425431.028-01	-	+	-	-
	ПИЖМ.425431.028-02	+	-	+	-
	ПИЖМ.425431.028-03	-	+	+	-
	ПИЖМ.425431.028-04	+	-	-	-
	ПИЖМ.425431.028-05	-	+	-	-
	ПИЖМ.425431.028-06	+	-	-	+
	ПИЖМ.425431.028-07	-	-	-	-
АВУС-КОМБИ-СО-Э	ПИЖМ.425431.029	+	-	-	-
	ПИЖМ.425431.029-01	-	+	-	-
	ПИЖМ.425431.029-02	+	-	+	-
	ПИЖМ.425431.029-03	-	+	+	-
	ПИЖМ.425431.029-04	+	-	-	-
	ПИЖМ.425431.029-05	-	+	-	-
	ПИЖМ.425431.029-06	+	-	-	+
	ПИЖМ.425431.029-07	-	-	-	-
¹⁾ Клапан – возможность подключения электромагнитного газозапорного клапана с импульсным управлением. ²⁾ Реле – наличие встроенного реле для подключения внешнего исполнительного устройства. ³⁾ ШС - резистивный выход на шлейф сигнализации ВОРС «Стрелец».					

Газосигнализаторы имеют следующие виды сигнализации:

- а) прерывистая световая жёлтого цвета, свидетельствующая о прогреве газосигнализатора;
- б) непрерывная световая зеленого цвета, свидетельствующая о включении газосигнализатора в сеть питания;

в) прерывистая световая красного цвета, и прерывистая звуковая, свидетельствующая о достижении концентрацией метана, пропана или оксида углерода уровня срабатывания сигнализации “Порог 1”;

г) непрерывная световая красного цвета и непрерывная звуковая, свидетельствующие о достижении концентрацией метана, пропана или оксида углерода уровня срабатывания сигнализации “Порог 2”.

Общий вид сигнализаторов приведен на рисунке 1. Места пломбировки от несанкционированного доступа с помощью наклейки пломбировочной и нанесения знака утверждения типа указаны на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид газосигнализаторов

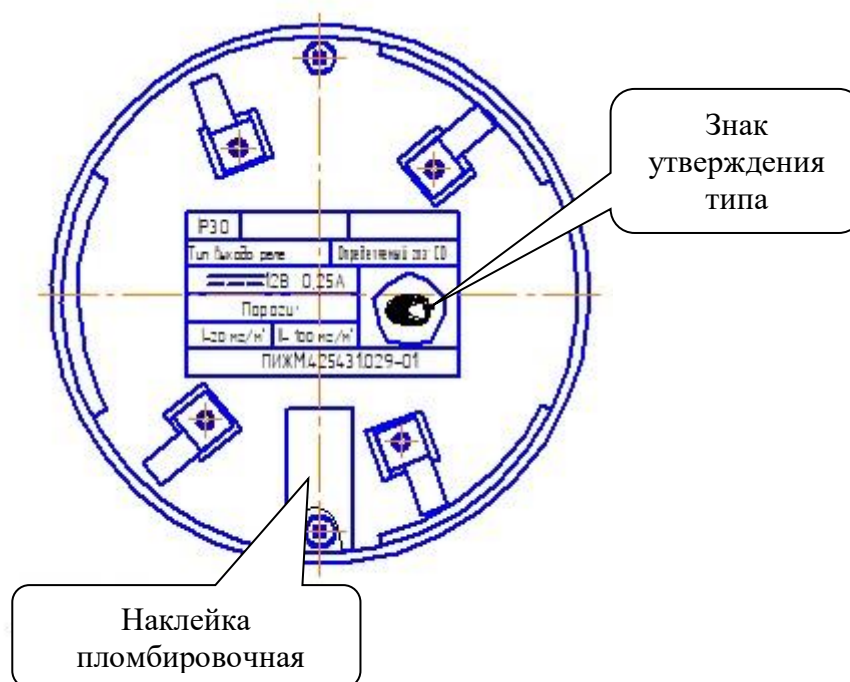


Рисунок 2 – Места пломбировки от несанкционированного доступа и нанесения знака утверждения типа

Программное обеспечение

Газосигнализаторы имеют встроенное программное обеспечение (ПО), разработанное изготовителем специально для решения задач измерения содержания определяемого компонента в воздухе и обеспечивает следующие основные функции:

- обработку и передачу измерительной информации от первичного измерительного преобразователя;
- непрерывное сравнение текущих результатов измерений с заданными пороговыми значениями срабатывания сигнализации;
- формирование UART для БГС-Р ВОРС «Стрелец» (для соответствующих исполнений);
- диагностику аппаратной части газосигнализатора.

Встроенное ПО газосигнализаторов реализует следующие расчетные алгоритмы:

- 1) вычисление значений содержания определяемого компонента по данным от сенсора;
- 2) непрерывное сравнение текущих результатов измерений с заданными пороговыми значениями срабатывания сигнализации;
- 3) непрерывную самодиагностику аппаратной части газосигнализатора.

Встроенное ПО газоанализатора идентифицируется посредством внесения наименования и номера версии ПО в руководство по эксплуатации газосигнализатора.

Влияние встроенного программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик газосигнализаторов.

Газосигнализаторы имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты - средний по Р 50.2.077—2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 3 - 6.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО для газосигнализаторов АБУС-КОМБИ-СН₄

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ПО	ПИЖМ.468232.018M.hex (для ПИЖМ.425431.026)	ПИЖМ.468232.019M.hex (для ПИЖМ.425431.026-01)	ПИЖМ.468232.031M.hex (для ПИЖМ.425431.026-02)	ПИЖМ.468232.032M.hex (для ПИЖМ.425431.026-03)	ПИЖМ.468232.028M.hex (для ПИЖМ.425431.026-06)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V6	V6	V4	V4	V3
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм MD5)	BA64B0C0FB D0EC3056F1 0A72EDCF2F ED	F02ADFD482 8929AD184E 281C08DD4C 8B	A282BF74C2 B9E57B9BC8 3066609CEA 48	7731791A4E F40CF66902 CE1206697D 4D	6861483CE48 1E91CA005B 28D309E7F8A
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	-	-	-	-

Примечание – номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. Значения контрольных сумм, указанные в таблице, относятся только к файлам встроенного ПО указанных версий.

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО для газосигнализаторов АБУС-КОМБИ-С₃H₈

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ПО	ПИЖМ.468232.020M.hex (для ПИЖМ.425431.027)	ПИЖМ.468232.021M.hex (для ПИЖМ.425431.027-01)	ПИЖМ.468232.033M.hex (для ПИЖМ.425431.027-02)	ПИЖМ.468232.034M.hex (для ПИЖМ.425431.027-03)	ПИЖМ.468232.029M.hex (для ПИЖМ.425431.027-06)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V5	V5	V4	V4	V3
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм MD5)	9EAA19B3D8 03A52276223 650F60ACFB 3	1F39F1A359 05F2A53091 54799F51A6 5E	9EAA19B3D 803A5227622 3650F60ACF B3	1F39F1A359 05F2A530915 4799F51A65 E	80486F5AE4 20A5AAB36 D2CC2AC78 6D18
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	-	-	-	-

Примечание – номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. Значения контрольных сумм, указанные в таблице, относятся только к файлам встроенного ПО указанных версий.

Таблица 5 – Идентификационные данные ПО для газосигнализаторов АВУС-КОМБИ-СО

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ПО	ПИЖМ.468232.022M.hex (для ПИЖМ.425431.028)	ПИЖМ.468232.023M.hex (для ПИЖМ.425431.028-01)	ПИЖМ.468232.035M.hex (для ПИЖМ.425431.028-02)	ПИЖМ.468232.036M.hex (для ПИЖМ.425431.028-03)	ПИЖМ.468232.030M.hex (для ПИЖМ.425431.028-06)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V8	V8	V6	V6	V2
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм MD5)	F1F94639620B3A8D9A245754A9466069	E5E585B48B4D4C4A5EE5DD0FBBC38867	F1F94639620B3A8D9A245754A9466069	E5E585B48B4D4C4A5EE5DD0FBBC38867	9EE22BCC8FFAB8CA47AE22189B0562BA
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	-	-	-	-

Примечание – номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. Значения контрольных сумм, указанные в таблице, относятся только к файлам встроенного ПО указанных версий.

Таблица 6 – Идентификационные данные ПО для газосигнализаторов АВУС-КОМБИ-СО-э

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ПО	d42ПИЖМ.468232.024.hex (для ПИЖМ.425431.029)	d42ПИЖМ.468232.025.hex (для ПИЖМ.425431.029-01)	d42ПИЖМ.468232.037.hex (для ПИЖМ.425431.029-02)	d42ПИЖМ.468232.038.hex (для ПИЖМ.425431.029-03)	d42ПИЖМ.468232.100.hex (для ПИЖМ.425431.029-06)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V1	V1	V1	V1	V1
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм MD5)	CF93A3BD1974F065B6ABD4E6965E6FE4	FB9BB585A6CDF971F57B2A7A86988B0F	CF93A3BD1974F065B6ABD4E6965E6FE4	FB9BB585A6CDF971F57B2A7A86988B0F	1EE3775E0D497E8022DF9DC69E0C550F
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	-	-	-	-

Примечание – номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. Значения контрольных сумм, указанные в таблице, относятся только к файлам встроенного ПО указанных версий.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 7 - Метрологические характеристики газосигнализаторов

Модификация газосигнализатора / определяемый компонент	Обозначение порога срабатывания сигнализации	Номинальное значение порога срабатывания сигнализации	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности газосигнализатора	Пределы допускаемой абсолютной погрешности газосигнализатора в рабочих условиях	Время срабатывания сигнализации, с, не более
АВУС-КОМБИ-CH ₄ / метан (CH ₄)	Порог 1 Порог 2	10 % НКПР 20 % НКПР	±2,5 % НКПР ±2,5 % НКПР	±5 % НКПР ±5 % НКПР	30
АВУС-КОМБИ-C ₃ H ₈ / пропан (C ₃ H ₈)	Порог 1 Порог 2	10 % НКПР 20 % НКПР	±2,5 % НКПР ±2,5 % НКПР	±5 % НКПР ±5 % НКПР	30
АВУС-КОМБИ-CO / оксид углерода (CO)	Порог 1 Порог 2	20 мг/м ³ 100 мг/м ³	±5 мг/м ³ ±20 мг/м ³	±11 мг/м ³ ±45 мг/м ³	150
АВУС-КОМБИ-CO-э / оксид углерода (CO)	Порог 1 Порог 2	20 мг/м ³ 100 мг/м ³	±5 мг/м ³ ±20 мг/м ³	±11 мг/м ³ ±45 мг/м ³	30

Примечание – значения НКПР для метана и пропана в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60079-20-1-2011.

Таблица 8 - Метрологические характеристики газосигнализаторов

Наименование характеристики	Значение
Время прогрева газосигнализаторов, мин, не более	60
Нормальные условия измерений: - диапазон температуры окружающей среды, °С: - относительная влажность окружающей среды при температуре +25 °С, % - диапазон атмосферного давления, кПа	от +15 до +25 50±10 от 84, до 106,7

Таблица 9 – Основные технические характеристики газосигнализаторов

Наименование характеристики	Значение
Диапазон напряжения питания постоянным током, В	от 10,8 до 13,2
Потребляемая мощность, Вт, не более	2
Уровень звукового давления по оси звукового излучателя на расстоянии 1 м, дБ, не менее	85
Габаритные размеры, мм, не более: диаметр высота	100 50
Масса, кг, не более	0,25
Средний срок службы, лет	5
Средняя наработка до отказа, ч	20 000
Степень защиты корпуса по ГОСТ 14254-2015	IP30

Продолжение таблицы 9

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - диапазон температуры окружающей среды, °С для АВУС-КОМБИ-СО-э для остальных исполнений - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -10 до +40 от +5 до +40 от 30 до 70 от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на специальную табличку на задней стенке корпуса газосигнализатора методом лазерной гравировки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 10 – Комплектность газосигнализаторов АВУС-КОМБИ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.	Примечание
Газосигнализатор АВУС-КОМБИ	АВУС-КОМБИ в зависимости от исполнения (см. таблицу 2)	1	
Руководство по эксплуатации	ПИЖМ.425431.026 РЭ	1	
Сетевой адаптер ARDV-06-12A ф. Arlight		1	Для ПИЖМ.425431.026-02, ПИЖМ.425431.026-03, ПИЖМ.425431.027-02, ПИЖМ.425431.027-03, ПИЖМ.425431.028-02, ПИЖМ.425431.028-03, ПИЖМ.425431.029-02, ПИЖМ.425431.029-03 по требованию заказчика

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 документа «Газосигнализатор АВУС-КОМБИ. Руководство по эксплуатации» ПИЖМ.425431.026 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газосигнализаторам АВУС-КОМБИ:

Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 № 2315

Постановление Правительства РФ от 16.11.2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия

ТУ 4215-007-07518266-2009 Технические условия. Газосигнализаторы АВУС-КОМБИ

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Авангард» (ОАО «Авангард»)

ИНН 7804001110

Адрес: 195271, г. Санкт-Петербург, Кондратьевский пр., д. 72, литер А, тел. (812) 540-15-50, факс (812) 545-37-85.

e-mail: avangard@avangard.org

web-сайт: <http://www.avangard.orgu>

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

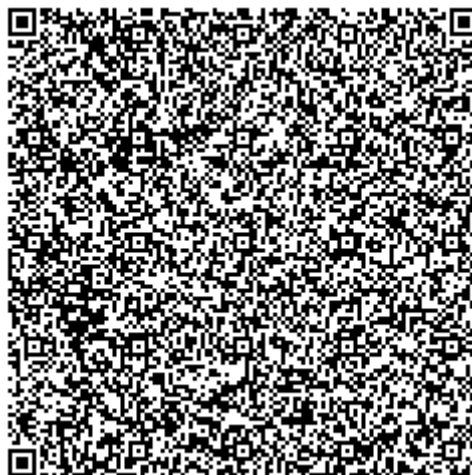
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14

Web-сайт www.vniim.ru

E-mail info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.311541.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №811

Регистрационный № 85064-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы стационарные фотоионизационные RAEGuard 2 PID FGM-2001

Назначение средства измерений

Газоанализаторы стационарные фотоионизационные RAEGuard 2 PID FGM-2001 (далее - газоанализаторы) предназначены для измерений объемной доли вредных газов (трифторхлорэтилена, 1,3-гексафторбутадиена) в воздухе.

Описание средства измерений

Газоанализаторы стационарные фотоионизационные RAEGuard 2 PID FGM-2001 являются стационарными автоматическими одноканальными приборами непрерывного действия.

Принцип действия газоанализаторов фотоионизационный, основанный на измерении электрического тока, вызванного ионизацией молекул определяемых компонентов фотонами, излучаемыми источником вакуумного ультрафиолетового излучения (лампа с энергией ионизации 10,6 эВ).

Отбор пробы принудительный, за счет встроенного побудителя расхода (мембранный насос).

Газоанализаторы выпускаются в модели FGM-2001.

Конструктивно газоанализаторы выполнены одноблочными в окрашенном корпусе из нержавеющей стали марки 316L. На лицевой панели газоанализатора находятся светодиодный индикатор STATUS, жидкокристаллические дисплей с подсветкой и бесконтактные кнопки управления «+», «mode» и «-». Крышка корпуса имеет смотровое стеклянное окно, соединение с корпусом резьбовое. Доступ к органам управления газоанализатора возможен с помощью магнитного инструмента без открывания крышки корпуса. В верхней части корпуса расположены резьбовые отверстия (3/4" NPT с наружной резьбой) для кабельных вводов информационных линий и линий питания, в нижней части корпуса располагается измерительный преобразователь DigiPID.

Конструктивно все газоанализаторы не отличаются друг от друга, отличие заключается только в установленной заводской градуировке на разные определяемые компоненты. Определяемые компоненты газоанализаторов указаны в таблице 1.

Зав. № газоанализатора	Определяемый компонент
D0370027A1	трифторхлорэтилен (C ₂ F ₃ Cl)
D0370021A1	
D0370038A1	
D0370023A1	
D0370033A1	
D0370035A1	
D0370032A1	
D0370034A1	
D0370034AB	
D0370035AB	

Зав. № газоанализатора	Определяемый компонент
D0370036AB	трифторхлорэтилен (C_2F_3Cl)
D0370037AB	
D0370038AB	
D0370039AB	
D0370040AB	
D0370030A1	1,3-гексафторбутадиен (C_4F_6)
D0370025A1	
D0370026A1	
D0370037A1	
D0370028A1	
D0370022A1	
D0370031A1	

Газоанализаторы имеют возможность настройки времени одного цикла измерений (в диапазоне от 10 до 300 с) и соотношения (в процентном выражении) времени работы мембранного насоса в цикле измерений к общему времени цикла (в диапазоне от 50 до 100 %).

Циклический режим работы насоса прерывается (насос переходит в непрерывный режим работы) в случае превышения измеренного значения содержания определяемого компонента установленного нижнего значения порога срабатывания сигнализации.

Газоанализаторы имеют жидкокристаллический монохромный цифровой дисплей с подсветкой, обеспечивающий отображение:

- результатов измерений содержания определяемых компонентов;
- меню пользователя;
- информации о срабатывании сигнализации;
- служебной информации.

Газоанализаторы обеспечивают выходные сигналы:

- показания встроенного жидкокристаллического дисплея;
- светодиодная индикация о превышении заданных пороговых уровней;
- программируемые (три уровня срабатывания сигнализации) реле типа «сухой контакт» (до 30 В, 2 А);
- унифицированный аналоговый выходной сигнал постоянного тока (в диапазоне от 4 до 20 мА), соответствующий диапазону показаний газоанализаторов (от 0 до 100 млн⁻¹);
- цифровой выходной сигнал RS-485, протокол ModBus.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводские номера наносятся на табличку на корпусе газоанализатора.

Общий вид газоанализаторов стационарных фотоионизационных RAEGuard 2 PID FGM-2001 представлен на рисунке 1. Схема пломбировки от несанкционированного доступа, представлена на рисунке 2.



Рисунок 1 - Общий вид газоанализаторов



Рисунок 2 – Схема пломбирования газоанализаторов от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение, разработанное изготовителем специально для измерений содержания определяемых компонентов.

Основные функции встроенного программного обеспечения:

- прием и обработка измерительной информации от первичного измерительного преобразователя;
- индикацию результатов измерений на встроенном жидкокристаллическом дисплее;
- проведение градуировки газоанализаторов;
- самодиагностику аппаратной части газоанализатора.

В встроенном программном обеспечении реализованы следующие основные алгоритмы:

- 1) вычисление значений содержания определяемого компонента по данным от первичного измерительного преобразователя;
- 2) сравнение текущих результатов измерений с заданными пороговыми уровнями срабатывания сигнализации;
- 3) непрерывная самодиагностика аппаратной части сигнализаторов;
- 4) выдача информации по цифровому каналу связи RS-485.

Уровень защиты встроенного программного обеспечения и измерительной информации от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	RAEGuard 2 PID firmware
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V2.00
Примечание - Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице.	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики газоанализаторов приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 - Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов, зав. №№ D0370027A1, D0370021A1, D0370038A1, D0370023A1, D0370033A1, D0370035A1, D0370032A1, D0370034A1, D0370034AB, D0370035AB, D0370036AB, D0370037AB, D0370038AB, D0370039AB, D0370040AB

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента, млн ⁻¹	Диапазоны измерений объемной доли определяемого компонента, млн ⁻¹	Пределы допускаемой основной погрешности	
			приведенной, %	относительной, %
Трифторхлорэтилен (C ₂ F ₃ Cl)	от 0 до 100	от 0 до 5 включ.	±25	-
		св. 5 до 10	-	±25

Примечания:

- 1) Пределы допускаемой основной погрешности нормированы для нормальных условиях эксплуатации и только для сред, содержащих один определяемый компонент. При наличии в анализируемой среде нескольких компонентов, к которым имеется чувствительность фотоионизационного детектора, газоанализаторы могут быть использованы только для оценки общей загазованности и контроля аварийных ситуаций;
- 2) Нормирующее значение приведенной погрешности – разность между верхним и нижним пределами диапазона измерений в котором нормирована приведенная погрешность.

Таблица 4 - Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов, зав. №№ D0370030A1, D0370025A1, D0370026A1, D0370037A1, D0370028A1, D0370022A1, D0370031A1

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента, млн ⁻¹	Диапазоны измерений объемной доли определяемого компонента, млн ⁻¹	Пределы допускаемой основной погрешности	
			приведенной, %	относительной, %
1,3-гексафторбутадиен (C ₄ F ₆)	от 0 до 100	от 0 до 5 включ.	±25	-
		св. 5 до 10	-	±25

Примечания:

- 1) Пределы допускаемой основной погрешности нормированы для нормальных условиях эксплуатации и только для сред, содержащих один определяемый компонент. При наличии в анализируемой среде нескольких компонентов, к которым имеется чувствительность фотоионизационного детектора, газоанализаторы могут быть использованы только для оценки общей загазованности и контроля аварийных ситуаций;
- 2) Нормирующее значение приведенной погрешности – разность между верхним и нижним пределами диапазона измерений в котором нормирована приведенная погрешность.

Таблица 5

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемой вариации выходного сигнала газоанализатора, в долях от предела допускаемой основной погрешности	0,5
Время прогрева газоанализаторов, мин, не более	10

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемого времени установления выходного сигнала по уровню 0,9 ($T_{0,9d}$) ¹⁾	30
Предел допускаемого изменения выходного сигнала газоанализатора за 8 ч непрерывной работы, в долях от предела допускаемой основной погрешности	0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализатора, вызванной изменением температуры окружающей среды на каждые 10°C, равны, в долях от предела допускаемой основной погрешности	±1,0
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализатора от влияния изменения относительной влажности окружающей среды, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±1,0
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализатора при изменении атмосферного давления на каждые 3,3 кПа, в долях от пределов допускаемой основной приведенной погрешности	±0,5
Нормальные условия измерений: - диапазон температуры окружающей среды, °C - диапазон относительной влажности окружающей среды, %; - диапазон атмосферного давления, кПа	от +15 до +25 от 30 до 80 от 97,3 до 105,3
¹⁾ без учета цикличности включения встроенного насоса (цикличность настраивается пользователем в диапазоне от 10 до 300 с)	

Таблица 6 – Основные технические характеристики газоанализаторов

Наименование характеристики	Значение
Электрическое питание газоанализаторов осуществляется постоянным током в диапазоне напряжений, В	от 10 до 28
Электрическая мощность, потребляемая газоанализатором, Вт, не более	5
Габаритные размеры газоанализатора, мм не более: - длина - ширина - высота	257 201 107
Масса, кг, не более	3,5
Условия эксплуатации: - диапазон температуры окружающей и анализируемой сред, °C - относительная влажность при температуре +25 °C, % - диапазон атмосферного давления, кПа	от -20 до +55 от 0 до 95 от 90 до 110
Степень защиты газоанализаторов от попадания внутрь корпуса пыли и воды по ГОСТ 14254 – 2015	IP65
Средний срок службы, лет ¹⁾	10
Средняя наработка на отказ, ч	40000
Газоанализаторы выполнены во взрывозащищенном исполнении по ГОСТ Р МЭК 60079-0-2011, ГОСТ IEC 60079-1-2011, ГОСТ Р МЭК 60079-11-2010, ГОСТ 31610.26-2012, маркировка взрывозащиты: - газоанализатор RAEGuard 2 PID - датчик DigiPID (DS-10x)	1 Ex d [ia Ga] IIC T4 Gb X 0Ex ia IIC T4 Ga X
¹⁾ без учета срока службы лампы фотоионизационного детектора (2 года).	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и на табличку, расположенную на корпусе газоанализаторов.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность газоанализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор стационарный фотоионизационный RAEGuard 2 PID	FGM-2001	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 шт.
Комплект ЗИП	-	1 компл

Сведения о методиках (методах) измерений

методика измерений приведена в разделе 7 руководства по эксплуатации «Газоанализаторы стационарные фотоионизационные RAEGuard 2 PID FGM-2001. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газоанализаторам стационарным фотоионизационным RAEGuard 2 PID FGM-2001

Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах, утвержденная приказом Росстандарта № 2315 от 31.12.2020 г.

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия

ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия

Техническая документация фирмы «Honeywell Analytics Ltd», Великобритания

Изготовитель

Фирма «Honeywell Analytics Ltd», Великобритания

Адрес: Hatch Pond House, 4 Stinsford Road, Nuffield Industrial Estate, Poole, Dorset BH17 0RZ.

Web-сайт: <http://www.honeywellanalytics.com>

Производственная площадка: фирма «RAE Systems (Shanghai) Inc.», 990 East Huiwang Road, Jiading District, Shanghai 201815, Китай.

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

Адрес: 190005, Россия, Санкт-Петербург, Московский пр., 19

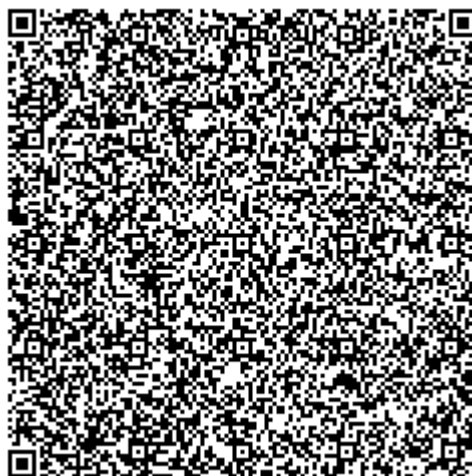
Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713- 01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311541 RA.RU.311541



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №811

Регистрационный № 85065-22

Лист № 1
Всего листов 71

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ (ИК №№ 1-177) 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 (ИВКУЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основные и/или резервные);

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

АИИС КУЭ (ИК №№ 178, 179) состоит из двух 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 (ИВК) включает в себя сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 1-177 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Далее по основному каналу связи, данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

При отказе основного канала связи или УСПД счетчики опрашиваются по резервному каналу с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

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

Цифровой сигнал с выхода счетчиков ИК №№ 178, 179 при помощи технических средств приёма-передачи данных по каналу связи стандарта GSM поступает на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», где осуществляется обработка, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

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

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5. СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы УСПД и счётчиков. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени (основного и резервного) типа Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащен сервером синхронизации времени ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным источником сигналов точного времени является УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

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

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ССВ-1Г посредством ntp-сервера. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от 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 №№ 1-177 синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики ИК №№ 1-177 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 178, 179 синхронизируется от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

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

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4 - 6.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ							
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВКЭ	ИВК		
1	2	3		4		5	6		
1	ПС 35 кВ Конаково- тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ КГРЭС - Конаково тяговая I цепь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				B	STSM-38				
				C	STSM-38				
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1				
				B					
				C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
		2	ПС 35 кВ Конаково- тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ КГРЭС - Конаково тяговая II цепь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №37491-08			A	STSM-38
								B	STSM-38
C	STSM-38								
ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09			A	НАМИ-35 УХЛ1				
				B					
				C					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11			A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 35 кВ Конаково- тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Конаково тяговая - Фаянсовый завод	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
4	ПС 35 кВ Конаково- тяговая, РУ 6 кВ, ф. №13	ТТ	КТ=0,2S КТТ=800/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	A	НТМИ-6		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
5	ПС 35 кВ Конаково- тяговая, РУ 6 кВ, ф. №11	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	A	НТМИ-6		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ПС 35 кВ Конаково- тяговая, РУ 6 кВ, ф. №9	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	A	НТМИ-6		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					
7	ПС 35 кВ Конаково- тяговая, РУ 6 кВ, ф. №7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	A	НТМИ-6		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					
8	ПС 35 кВ Конаково- тяговая, РУ 6 кВ, ф. №8	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	A	НТМИ-6		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ПС 35 кВ Конаково- тяговая, РУ 6 кВ, ф.2 ПЭ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
10	ПС 35 кВ Конаково- тяговая, РУ 6 кВ, ф. №10	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
11	ПС 35 кВ Конаково- тяговая, РУ 6 кВ, ф. №12	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
12	ПС 35 кВ Конаково- тяговая, РУ 6 кВ, ф. №14	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	A	НТМИ-6		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
13	ПС 35 кВ Завидово тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Безбородово - Завидово тяговая	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
14	ПС 35 кВ Завидово тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ ПС №9 - Завидово тяговая	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ПС 35 кВ Завидово тяговая, РУ 6 кВ, ф.1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-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					
16	ПС 35 кВ Завидово тяговая, РУ 6 кВ, ф.2 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59, 1856-63	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТВЛМ-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					
17	ПС 35 кВ Завидово тяговая, РУ 6 кВ, ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-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 4

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Редкино тяговая, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
19	ПС 110 кВ Редкино тяговая, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
20	ПС 110 кВ Редкино тяговая, РУ 10 кВ, ф.1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №9143-06	A	ТЛК-10		
				B	-		
				C	ТЛК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Редкино тяговая, РУ 10 кВ, ф.2 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №9143-06	A	ТЛК-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
22	ПС 35 кВ Кузьминка тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Редкино - Кузьминка тяговая	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
23	ПС 35 кВ Кузьминка тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Эммаус - Кузьминка тяговая	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
24	ПС 35 кВ Кузьминка тяговая, РУ 6 кВ, ф.1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-4					
25	ПС 35 кВ Кузьминка тяговая, РУ 6 кВ, ф.2 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-4					
26	ПС 35 кВ Кузьминка тяговая, РУ 6 кВ, ф.3 с/х	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
27	ПС 35 кВ Тверь тяговая, ОРУ 35 кВ, ф.Т-5	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/5 №51623-12	A	ТОЛ-СЭЩ	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТОЛ-СЭЩ		
				C	ТОЛ-СЭЩ		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №37493-08	A	NTSM-38		
				B	NTSM-38		
				C	NTSM-38		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
28	ПС 35 кВ Тверь тяговая, ОРУ 35 кВ, ф.ПВА-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №37493-08	A	NTSM-38		
				B	NTSM-38		
				C	NTSM-38		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
29	ПС 35 кВ Тверь тяговая, ОРУ 35 кВ, ф.ПВА-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/5 №51623-12	A	ТОЛ-СЭЩ		
				B	ТОЛ-СЭЩ		
				C	ТОЛ-СЭЩ		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №37493-08	A	NTSM-38		
				B	NTSM-38		
				C	NTSM-38		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
30	ПС 35 кВ Тверь тяговая, ОРУ 35 кВ, ф.Т-4	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/5 №51623-12	A	ТОЛ-СЭЩ	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТОЛ-СЭЩ		
				C	ТОЛ-СЭЩ		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №37493-08	A	NTSM-38		
				B	NTSM-38		
				C	NTSM-38		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RLQ-P4GB-DW-4					
31	ПС 35 кВ Тверь тяговая, ОРУ 35 кВ, ф.ПВА-3-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/5 №51623-12	A	ТОЛ-СЭЩ		
				B	ТОЛ-СЭЩ		
				C	ТОЛ-СЭЩ		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №37493-08	A	NTSM-38		
				B	NTSM-38		
				C	NTSM-38		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
32	ПС 35 кВ Тверь тяговая, ОРУ 35 кВ, ф.ПВА-3-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №37493-08	A	NTSM-38		
				B	NTSM-38		
				C	NTSM-38		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Брянцево, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
34	ПС 110 кВ Брянцево, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
35	ПС 110 кВ Брянцево, РУ 10 кВ, ф.1 ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №9143-83	A	ТЛК10		
				B	-		
				C	ТЛК10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №18178-99	A	НАМИТ-10-2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Брянцево, РУ 10 кВ, ф.2 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №9143-83	А	ТЛК10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №18178-99	А	НАМИТ-10-2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4W					
37	ПС 110 кВ Кулицкая, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №37850-08	А	VAU-123		
				В	VAU-123		
				С	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №37850-08	А	VAU-123		
				В	VAU-123		
				С	VAU-123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
38	ПС 110 кВ Кулицкая, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №37850-08	А	VAU-123		
				В	VAU-123		
				С	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №37850-08	А	VAU-123		
				В	VAU-123		
				С	VAU-123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Кулицкая, РУ 10 кВ, ф.1 ПЭ	ТТ	КТ=0,2 КТТ=100/5 №25433-11	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T					
40	ПС 110 кВ Кулицкая, РУ 10 кВ, ф.2 ПЭ	ТТ	КТ=0,2 КТТ=75/5 №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T					
41	ПС 110 кВ Кулицкая, РУ 10 кВ, Яч.13, ф.13 Лямово	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05L-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
42	ПС 110 кВ Кулицкая, РУ 10 кВ, Яч.8, ф.8 КЭМЗ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
43	ПС 110 кВ Кулицкая, РУ 10 кВ, Яч.14, ф.14 Рогодино	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
44	ПС 110 кВ Кулицкая, РУ 10 кВ, Яч.12, ф.12 Живот. Комплекс	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
45	ПС 110 кВ Кулицкая, РУ 0,4 кВ, ф.Дом ТП	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №22656-02	А	Т-0,66	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В	Т-0,66				
				С	Т-0,66				
		ТН	-	А	-				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P3B-4							
46	ПС 110 кВ Крючково, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1				
				В	ТБМО-110 УХЛ1				
				С	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1				
				В	НКФ-110-57 У1				
				С	НКФ-110-57 У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
		47	ПС 110 кВ Крючково, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05			А	ТБМО-110 УХЛ1
								В	ТБМО-110 УХЛ1
С	ТБМО-110 УХЛ1								
ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94			А	НКФ-110-57 У1				
				В	НКФ-110-57 У1				
				С	НКФ-110-57 У1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06			A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Крючково, РУ 10 кВ, ф.1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №9143-83	А	ТЛК10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №18178-99	А	НАМИТ-10-2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
49	ПС 110 кВ Крючково, РУ 10 кВ, ф.2 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №9143-83	А	ТЛК10		
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
50	ПС 10 кВ Лихославль тяговая, РУ 10 кВ, Яч.3, Ввод-3 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В			
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	А1805RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
51	ПС 10 кВ Лихославль тяговая, РУ 10 кВ, Яч.2, Ввод-2 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4					
52	ПС 10 кВ Лихославль тяговая, РУ 10 кВ, Яч.1, Ввод-1 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=800/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4					
53	ПС 10 кВ Лихославль тяговая, РУ 10 кВ, ф.1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1261-02	A	ТПОЛ 10		
				B	-		
				C	ТПОЛ 10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
54	ПС 10 кВ Лихославль тяговая, РУ 10 кВ, ф.2 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1261-02	А	ТПОЛ 10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПОЛ 10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
55	ПС 10 кВ Лихославль тяговая, РУ 10 кВ, ф.3 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1261-02	А	ТПОЛ 10		
				В	-		
				С	ТПОЛ 10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
56	ПС 10 кВ Лихославль тяговая, РУ 10 кВ, ф.ЖД-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
57	ПС 10 кВ Лихославль тяговая, РУ 0,4 кВ, ф.Дом ТП	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №22656-02	A	Т-0,66	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	Т-0,66		
				C	Т-0,66		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
58	ПС 10 кВ Торжок тяговая, РУ 10 кВ, Ввод-1 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=800/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
59	ПС 10 кВ Торжок тяговая, РУ 10 кВ, Ввод-2 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=800/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
60	ПС 10 кВ Торжок тяговая, РУ 10 кВ, ф.ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №814-53	А	ТПФМ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					
61	ПС 110 кВ Барановка, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	А1802РАLQ-Р4GB-DW-4					
62	ПС 110 кВ Барановка, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	А1802РАLQ-Р4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
63	ПС 110 кВ Барановка, РУ 10 кВ, ф.1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №9143-83	A	ТЛК10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T					
64	ПС 110 кВ Барановка, РУ 10 кВ, ф.2 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №9143-83	A	ТЛК10		
				B	-		
				C	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T					
65	ПС 110 кВ Калашниково, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
66	ПС 110 кВ Калашниково, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №37850-08	A	VAU-123	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
67	ПС 110 кВ Калашниково, РУ 10 кВ, Ввод 10 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			
68	ПС 110 кВ Калашниково, РУ 10 кВ, ф.1 ПЭ	ТТ	КТ=0,2 КТТ=100/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05L-B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
69	ПС 110 кВ Калашниково, РУ 10 кВ, ф.2 ПЭ	ТТ	КТ=0,2 КТТ=100/5 №25433-11	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
70	ПС 110 кВ Калашниково, РУ 0,4 кВ, ф.Дом ТП	ТТ	КТ=0,5, 0,5S КТТ=100/5 №15764-96, 22656-02	А	Т-0,66УЗ		
				В	-		
				С	Т-0,66		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
71	ПС 110 кВ Калашниково, РУ 10 кВ, Яч.13, ф. №13 (Завод -1)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
72	ПС 110 кВ Калашниково, РУ 10 кВ, Яч.3, ф. Калашниково	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-4					
73	ПС 110 кВ Калашниково, РУ 10 кВ, Яч.16, ф. №16 (Завод-2)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-4					
74	ПС 110 кВ Калашниково, РУ 10 кВ, Яч.20, ф.Селище	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
75	ПС 110 кВ Калашниково, РУ 10 кВ, Яч.15, ф. №15 (ОЧС-1)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
76	ПС 110 кВ Калашниково, РУ 10 кВ, Яч.14, ф. №14 (ОЧС-2)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-4					
77	ПС 110 кВ Лёвошинка, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Барановка - Лёвошинка с отпайкой на ПС Калашниково	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
78	ПС 110 кВ Ловошинка, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Ловошинка - Холохоленка	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-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 №16666-97	EA02RALX-P3B-4W			
79	ПС 110 кВ Ловошинка, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Лихославль - Ловошинка с отпайкой на ПС Калашниково	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-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 №16666-97	EA02RAL-P3B-4			
80	ПС 110 кВ Ловошинка, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Ловошинка - Спирово	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-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 №16666-97	EA02RALX-P3B-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
81	ПС 110 кВ Лёвошинка, ОРУ 110 кВ, ОВ 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-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 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4					
82	ПС 110 кВ Лёвошинка, РУ 10 кВ, ф.1 ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №9143-83	A	ТЛК10		
				B	-		
				C	ТЛК10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №16687-97	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RAL-В-4					
83	ПС 110 кВ Лёвошинка, РУ 10 кВ, ф.2 ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №9143-83	A	ТЛК10		
				B			
				C	ТЛК10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №16687-97	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RAL-В-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
84	ПС 110 кВ Спирово, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4					
85	ПС 110 кВ Спирово, ОРУ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №26419-04	A	ТФЗМ 35Б-I У1		
				B	-		
				C	ТФЗМ 35Б-I У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
86	ПС 110 кВ Спирово, Перемычка 10 кВ между РУ 10 кВ и КРУН 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
87	ПС 110 кВ Спирово, РУ 10 кВ, Яч.8, ф.с/х-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
88	ПС 110 кВ Спирово, РУ 10 кВ, ф.1 ПЭ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-08	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T					
89	ПС 110 кВ Спирово, РУ 10 кВ, Яч.22, ф.с/х-4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
90	ПС 110 кВ Спирово, РУ 10 кВ, ф.1 ЖД	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-08	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T			
91	ПС 110 кВ Спирово, РУ 10 кВ, Яч.15, ф. с/х-3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3			
92	ПС 110 кВ Спирово, РУ 10 кВ, ф.2 ПЭ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
93	ПС 110 кВ Спирово, РУ 10 кВ, Яч.19, ф. с/х-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
94	ПС 110 кВ Спирово, РУ 10 кВ, ф.2 ЖД	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-08	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T					
95	ПС 110 кВ Индустрия, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №26422-04	A	ТФЗМ 110Б-IV		
				B	ТФЗМ 110Б-IV		
				C	ТФЗМ 110Б-IV		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
96	ПС 110 кВ Индустрия, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №26422-04	А	ТФЗМ 110Б-IV	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТФЗМ 110Б-IV		
				С	ТФЗМ 110Б-IV		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4			
97	ПС 110 кВ Индустрия, РУ 10 кВ, ф.1 ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №9143-83	А	ТЛК10		
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	А2R-3-0L-C25-T			
98	ПС 110 кВ Индустрия, РУ 10 кВ, ф.2 ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №9143-83	А	ТЛК10		
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	А2R-3-0L-C25-T			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
99	ПС 35 кВ Елизаровка тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ В. Волочек - Елизаровка 1	ТТ	КТ=0,2S	A	STSM-38	RTU-327 Per. № 41907-09 RTU-327 Per. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСБ-3 Per. № 51644-12 Метроном-50М Per. № 68916-17 ССБ-1Г Per. № 58301-14
			КТТ=150/1	B	STSM-38		
			№37491-08	C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2	A	НАМИ-35 УХЛ1		
			КТН=35000/100	B			
			№19813-09	C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
100	ПС 35 кВ Елизаровка тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ В. Волочек - Елизаровка 2	ТТ	КТ=0,2S	A	STSM-38		
			КТТ=150/1	B	STSM-38		
			№37491-08	C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2	A	НАМИ-35 УХЛ1		
			КТН=35000/100	B			
			№19813-09	C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
101	ПС 35 кВ Елизаровка тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Елизаровка - Терелесово	ТТ	КТ=0,2S	A	STSM-38		
			КТТ=75/1	B	STSM-38		
			№37491-08	C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2	A	НАМИ-35 УХЛ1		
			КТН=35000/100	B			
			№19813-09	C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
102	ПС 35 кВ Елизаровка тяговая, РУ 10 кВ, ф.1 ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T					
103	ПС 35 кВ Елизаровка тяговая, РУ 10 кВ, ф.2 ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T					
104	ПС 110 кВ Леонтьево, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Леонтьево - Бочановка с отпайкой на ПС Академическая	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №79483-20	A	ТБМО-110-УХЛ1		
				B	ТБМО-110-УХЛ1		
				C	ТБМО-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 №16666-97	ЕА02RAL-РЗВ-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
105	ПС 110 кВ Леонтьево, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ В.Волочек - Леонтьево	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №79483-20	A	ТБМО-110-УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110-УХЛ1		
				C	ТБМО-110-УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P3В-4					
106	ПС 110 кВ Леонтьево, ОРУ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
107	ПС 110 кВ Леонтьево, ОРУ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
108	ПС 110 кВ Леонтьево, РУ 10 кВ, Ввод 10 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Per. № 41907-09 RTU-327 Per. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12 Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					
109	ПС 110 кВ Леонтьево, РУ 10 кВ, ф.24	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-06	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	А2R-3-0L-C25-T+					
110	ПС 110 кВ Леонтьево, РУ 10 кВ, ф.2 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-69	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
111	ПС 110 кВ Леонтьево, РУ 10 кВ, ф.1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T					
112	ПС 110 кВ Леонтьево, РУ 10 кВ, яч.6, ф.с/х-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05L-B-3					
113	ПС 110 кВ Леонтьево, РУ 10 кВ, ф.13	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-06	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №14555-02	A1R-4-AL-C29-T+					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
114	ПС 110 кВ Леонтьево, РУ 10 кВ, яч.20, ф.с/х-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОВ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05L-B-3					
115	ПС 110 кВ Академическая, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №40088-08	A	VAU-123	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОВ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
116	ПС 110 кВ Академическая, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №40088-08	A	VAU-123	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОВ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
117	ПС 110 кВ Академическая, ОРУ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3689-73	А	ТФНД-35М	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТФНД-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-07	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
118	ПС 110 кВ Академическая, ОРУ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №26419-08,3690-73	А	ТФ3М 35Б-I У1		
				В	-		
				С	ТФ3М-35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70, 912-07, 912-07	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
119	ПС 110 кВ Академическая, РУ 10 кВ, ф.2 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4W					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
120	ПС 110 кВ Академическая, РУ 10 кВ, ф.1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №814-53	А	ТПФМ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14		
				В	-				
				С	ТПФМ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4W							
121	ПС 110 кВ Академическая, РУ 10 кВ, яч.3, ф.Ширяево	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	А	ТЛО-10			RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-				
				С	ТЛО-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-4							
122	ПС 110 кВ Бочановка, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14		
				В	ТБМО-110 УХЛ1				
				С	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	А1802RALQ-Р4GB-DW-4							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
123	ПС 110 кВ Бочановка, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
124	ПС 110 кВ Бочановка, РУ 10 кВ, ф.1 ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №9143-83	А	ТЛК10		
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
125	ПС 110 кВ Бочановка, РУ 10 кВ, ф.2 ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №9143-83	А	ТЛК10		
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
126	ПС 330 кВ Бологое, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
127	ПС 330 кВ Бологое, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
128	ПС 330 кВ Бологое, ОРУ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =50/5 №59982-15	А	ТГМ-35 УХЛ1		
				В	ТГМ-35 УХЛ1		
				С	ТГМ-35 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =35000/100 №60002-15	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
129	ПС 330 кВ Бологое, ОРУ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 №59982-15	A	ТГМ-35 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТГМ-35 УХЛ1		
				C	ТГМ-35 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №60002-15	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
130	ПС 330 кВ Бологое, РУ 10 кВ, Ввод 10 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1500/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4W					
131	ПС 330 кВ Бологое, РУ 10 кВ, Ввод 10 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
132	ПС 330 кВ Бологое, КРУН 10 кВ, Яч.2, ф.15 Город	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
133	ПС 330 кВ Бологое, РУ 10 кВ, ф. Медведево-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
134	ПС 330 кВ Бологое, РУ 10 кВ, Яч.18, ф.11 Город	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
135	ПС 330 кВ Бологое, РУ 10 кВ, ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В	-				
				С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3							
136	ПС 330 кВ Бологое, РУ 10 кВ, Яч.14, ф.6 Бушевец	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10			RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-				
				С	ТЛО-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3							
137	ПС 330 кВ Бологое, РУ 10 кВ, ф.9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В	-				
				С	ТПЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
138	ПС 330 кВ Бологое, РУ 10 кВ, ф.ЖД-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-В-3					
139	ПС 330 кВ Бологое, РУ 10 кВ, ф.1 Злино	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-В-3					
140	ПС 330 кВ Бологое, РУ 10 кВ, ф.5 Медведево-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №814-53	A	ТПФМ-10		
				B	-		
				C	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-В-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
141	ПС 330 кВ Бологое, РУ 10 кВ, ф.7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-В-3					
142	ПС 330 кВ Бологое, КРУН 10 кВ, ф.ПЭ Едрово	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-В-4					
143	ПС 330 кВ Бологое, КРУН 10 кВ, ф.ЖД-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10		
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
144	ПС 330 кВ Бологое, КРУН 10 кВ, Яч.10, ф. Заозерная2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-В-3					
145	ПС 330 кВ Бологое, РУ 10 кВ, Яч.13, ф.10 Город	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №814-53	A	ТПФМ-10		
				B	-		
				C	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
146	ПС 110 кВ Поплавец, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Поплавец - Хмелёвка с отпайкой на ПС Алёшинка	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №79483-20	A	ТБМО-110-УХЛ1		
				B	ТБМО-110-УХЛ1		
				C	ТБМО-110-УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-В-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
147	ПС 110 кВ Поплавец, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Бологое - Поплавец	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №23256-11, 79483-20, 79483-20	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110-УХЛ1		
				C	ТБМО-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 №16666-97	ЕА02RAL-P4B-4					
148	ПС 110 кВ Поплавец, РУ 10 кВ, Яч.9, ф.3 с/х Дубровка	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
149	ПС 110 кВ Поплавец, РУ 10 кВ, ф.1 ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №2473-69	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
150	ПС 110 кВ Поплавенец, РУ 10 кВ, ф.2 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14		
				В	-				
				С	ТЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3							
151	ПС 110 кВ Поплавенец, РУ 10 кВ, Яч.8, ф.5 с/х Гузятино	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 №25433-03	А	ТЛО-10				
				В	-				
				С	ТЛО-10				
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3W							
152	ПС 110 кВ Поплавенец, РУ 10 кВ, Яч.15, ф.2 Стеклозавод	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	А	ТЛО-10				
				В	-				
				С	ТЛО-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
153	ПС 110 кВ Поплавенец, РУ 10 кВ, Яч.19, ф.6 с/х Анисимово	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
154	ПС 110 кВ Поплавенец, РУ 10 кВ, Яч.20, ф.4 В/Ч	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-В-3					
155	ПС 110 кВ Алешинка, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	А1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
156	ПС 110 кВ Алешинка, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
157	ПС 110 кВ Алешинка, РУ 10 кВ, ф.1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-В-4					
158	ПС 110 кВ Алешинка, РУ 10 кВ, ф.2 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-В-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
159	ПС 110 кВ Алешинка, РУ 10 кВ, Яч.8, ф.1 Стеклозавод	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
160	ПС 110 кВ Алешинка, РУ 10 кВ, Яч.6, ф.3 Входы	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
161	ПС 110 кВ Алешинка, РУ 10 кВ, Яч.14, ф.2 Линево	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
162	ПС 110 кВ Алешинка, РУ 10 кВ, Яч.13, ф.6 Рютино	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
163	ПС 110 кВ Алешинка, РУ 10 кВ, Яч.18, ф.11 Лыкошино	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
164	ПС 110 кВ Алешинка, РУ 10 кВ, Яч.4, ф.5 ОН-55/3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
165	ПС 110 кВ Алешинка, РУ 10 кВ, Яч.16, ф.7 ОН-55/3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
166	ПС 110 кВ Хмелевка, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Хмелёвка - Угловка	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05,23256-05,60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4					
167	ПС 110 кВ Хмелевка, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Хмелёвка - Яблонька	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
168	ПС 110 кВ Хмелевка, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Поплавенец - Хмелёвка с отпайкой на ПС Алёшинка	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4					
169	ПС 110 кВ Хмелевка, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Бологое - Хмелёвск отпайкой на ПС Алёшинка	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4					
170	ПС 110 кВ Хмелевка, ОРУ 110 кВ, ОВ 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
171	ПС 110 кВ Хмелевка, РУ 10 кВ, ф.1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №9143-83	А	ТЛК10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В	-				
				С	ТЛК10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3							
172	ПС 110 кВ Хмелевка, РУ 10 кВ, ф.2 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №9143-83	А	ТЛК10			RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-				
				С	ТЛК10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3							
173	ПС 10 кВ Савелово тяговая, РУ 10 кВ, Ввод-1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В	-				
				С	ТПЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
174	ПС 10 кВ Савелово тяговая, РУ 10 кВ, ф. 2ПЭ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 №25433-11	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В	ТЛО-10				
				С	ТЛО-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3							
175	ПС 10 кВ Савелово тяговая, РУ 10 кВ, Ввод-2 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10			ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-				
				С	ТПЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
176	ПС 110 кВ Индустрия, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Холохоленка – Новая с отпайкой на ПС Индустрия	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
177	ПС 110 кВ Индустрия, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Спирово – Новая с отпайкой на ПС Индустрия	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
178	ПС 110 кВ Тверской экскаваторный завод, ЗРУ 10 кВ, яч.№05, КЛ 10 кВ ф.№05	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	-	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №50460-18	ПСЧ-4ТМ.05МК.00					
179	ПС 110 кВ Тверской экскаваторный завод, ЗРУ 10 кВ, яч.№32, КЛ 10 кВ ф.№32	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №50460-18	ПСЧ-4ТМ.05МК.00					

Примечания:

- 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
- 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.
- 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.
- 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнер- гии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1-3, 13, 14, 18, 19, 22, 23, 37, 38, 65, 66, 99, 100, 101, 106, 107, 122, 123, 128, 129, 176, 177	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
4-6, 8-12, 26, 41-44, 50-52, 56, 58, 59, 67, 71-76, 86-94, 108, 109, 112, 114, 121, 132, 134, 136, 152-154, 159-165	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
7, 15-17, 20, 21, 24, 25, 35, 36, 48, 49, 53-55, 60, 82, 83, 85, 102, 103, 110, 111, 124, 125, 133, 135, 137-145, 150, 157, 158, 171-173, 175	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
27, 29-31, 34	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,1
28, 32, 33, 46, 47, 61, 62, 113, 130, 131	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
39, 40, 68, 69	Активная	1,0	2,9
	Реактивная	1,8	2,8
45, 57	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,1	4,4
63, 64, 95-98, 149	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
70	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	3,4
77-81, 84, 104, 105, 115, 116, 126, 127, 147, 155, 156, 166-169	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
117, 118	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
119, 120	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
146, 148, 151, 170	Активная	0,8	2,6
	Реактивная	1,4	4,0
174	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
178, 179	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
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 _{ном} cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83, ТУ 4228-001-29056091-94	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 (рег. № 19495-03) - для УСПД RTU-327 (рег. № 41907-09) - для УСПД ЭКОМ-3000 (рег. № 17049-14) - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +35 от -40 до +55 от 0 до +75 от +1 до +50 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40

Продолжение таблицы 6

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК: - 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-327 (рег. № 19495-03): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327 (рег. № 41907-09): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000 (рег. № 17049-14): - 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	35000 72 50000 72 165000 72 120000 72 40000 24 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 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	STSM-38	42 шт.
Трансформаторы тока	T-0,66	7 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	82 шт.
Трансформаторы тока	T-0,66УЗ	1 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110-УХЛ1	11 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	3 шт.
Трансформаторы тока	ТГМ-35 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК10	28 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	128 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	12 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	33 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	8 шт.

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-IV	6 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35Б-I У1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	1 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	2 шт.
Трансформаторы комбинированные	VAU-123	18 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	5 шт.
Трансформаторы напряжения	NTSM-38	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	9 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	28 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	57 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	12 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	9 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	18 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	47 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	115 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	Альфа	15 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	2 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.193.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 Тверской области», аттестованном ООО «Энергокомплекс», аттестат аккредитации № RA.RU.312235 от 01.06.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Тверской области

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

Изготовитель

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

ИНН 7706284124

Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

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

ИНН: 7444052356

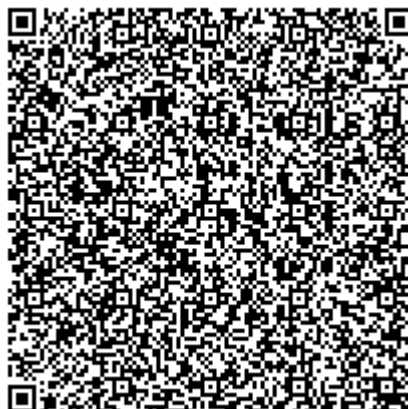
Адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, строение 2

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 23

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №811

Регистрационный № 85066-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ Вольная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ Вольная (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной отдельными технологическими объектами, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, передачи и отображения результатов измерений.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений, устройство синхронизации системного времени (УССВ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства приема-передачи данных, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Основными функциями АИИС КУЭ являются:

- измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электроэнергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (далее – результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;

- формирование данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);

- измерение времени и интервалов времени, ведение единого времени при выполнении измерений количества активной и реактивной электрической энергии, и формирования данных о состоянии средств измерений;

- автоматический (не менее одного раза в сутки) или автоматизированный по запросу сбор результатов измерений, данных о состоянии средств измерений;

- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений, данных о состоянии средств измерений;

- обработку, формирование и передачу результатов измерений в XML-формате по электронной почте с электронной подписью;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка паролей и т.п.);
- обеспечение по запросу дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений с сервера информационно-вычислительного комплекса АИИС КУЭ на всех уровнях АИИС КУЭ;
- хранение информации в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование базы данных), с разграничением прав доступа;
- контроль достоверности измерений;
- диагностика технических средств и программного обеспечения;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ.

Принцип действия:

Первичные фазные 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.

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

СБД уровня ИВК производит опрос цифровых счетчиков не реже одного раза в сутки. Полученная информация записывается в энергонезависимую память СБД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных. Основной канал связи организован с помощью GPRS соединения. Резервный канал организован с помощью CSD соединения.

СБД формирует и отправляет по выделенному каналу с протоколом TCP/IP сети Ethernet отчеты в виде XML-файлов в форматах в соответствии с Приложением 11.1.1 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 (далее по тексту – СОЕВ). В СОЕВ входят все средства измерений времени (встроенные часы счетчиков, сервера уровня ИВК, УССВ), влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ привязана к единому календарному времени.

На уровне ИВК СОЕВ организована с помощью подключенного к серверу УССВ УСВ-3, которое имеет встроенный модуль синхронизации времени, работающей от сигналов точного времени ГЛОНАСС/GPS.

Коррекция часов сервера ИВК происходит при расхождении часов сервера ИВК и УСВ-3.

Часы счетчиков ИК синхронизируются от часов ИВК с периодичностью не реже 1 раза в сутки, коррекция часов счетчиков ИК проводится при расхождении времени счетчика ИК и времени ИВК более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже ± 5 с/сут.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражаются время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректровке.

Знак утверждения типа наносится на титульные листы инструкции по эксплуатации КТС и паспорта-формуляра типографским способом. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение (СПО) ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты СПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимая часть СПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты					Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ	Сервер БД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Вольная, ввод 110 кВ Т1	ТФЗМ 110Б-I 200/5, КТ 0,2S Рег. № 26420-08	НКФ-110 110000:√3/100:√3, КТ 0,2 Рег. № 26452-06	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 51644-12	HP DL160 Gen9	Активная Реактивная	±1,4 ±2,8	±1,8 ±3,1
2	ПС 110 кВ Вольная, ввод 110 кВ Т2	ТФЗМ 110Б-I 200/5, КТ 0,2S Рег. № 26420-08	НКФ-110 110000:√3/100:√3, КТ 0,2 Рег. № 26452-06	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная Реактивная	±1,4 ±2,8	±1,8 ±3,1
Предел допускаемой погрешности СОЕВ, с								±5	

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
- 2 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95;
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 40 °С;
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчика 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 метрологических характеристик;
- 5 Допускается замена УССВ на аналогичное, утвержденного типа;
- 6 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений;
- 7 Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО);
- 8 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ, °С - температура окружающей среды для ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -60 до +55 от -60 до +55 от -40 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчик (СЭТ-4ТМ.03М): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
УССВ (УСВ-3): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	45000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчик: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, суток, не менее - при отключении питания, лет, более Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 40 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование электрического 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.

Регистрация событий:

- в журнале событий электросчетчиков:
 параметрирования;
 пропадания питания;
 коррекции времени в электросчетчике с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- в журнале событий сервера ИВК:
 изменение значений результатов измерений;
 изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 пропадание питания;
 замена счетчика;
 полученные с уровня ИИК «Журналы событий» счетчиков электроэнергии.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 электросчетчиков;
 промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 испытательных коробок;
 УСВ;
 сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
 результатов измерений (при передаче, возможность использования электронной подписи);
 установка пароля на электросчетчиках;
 установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ 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	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-I	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Сервер БД	HP DL160 Gen9	1
Паспорт-формуляр	82736854.АИИС.2021-006.ФО	1
Инструкция по эксплуатации КТС	82736854.АИИС.2021-006.ИЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПС 110 кВ Вольная, аттестованном ФБУ «Кузбасский ЦСМ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310473.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ Вольная

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

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23.07.2021 г. № 1436 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне от 1 до 2500 Гц».

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31.07.2018 г. № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбытовая компания Кузбасса» (ООО «ЭСКК»)

ИНН 4205140782

Адрес: 650066, Кемеровская область – Кузбасс, г. Кемерово, пр. Октябрьский, 53/2

Телефон: (384-2) 57-42-00

Факс: (384-2) 57-42-19

Web-сайт: www.eskk.ru

E-mail: eskk@eskk.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области - Кузбассе»
(ФБУ «Кузбасский ЦСМ»)

Адрес: 650991, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

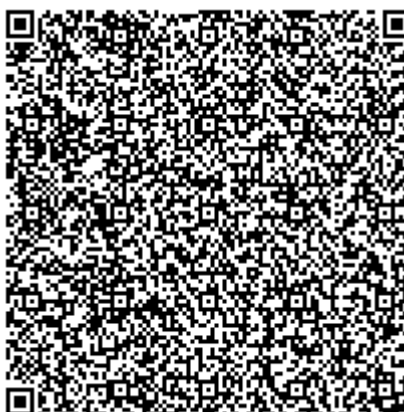
Телефон: (384-2) 36-43-89

Факс: (384-2) 75-88-66

Web-сайт: www.kuzcsm.ru, www.кузцсм.рф

E-mail: info@kuzcsm.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312319.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №811

Регистрационный № 85067-22

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы экологического мониторинга MS3550-M3

Назначение средства измерений

Системы экологического мониторинга MS3550-M3 (далее – системы) предназначены для:

- автоматических непрерывных измерений объемной доли (массовой концентрации) загрязняющих веществ – оксида углерода (CO), оксида азота (NO), диоксида азота (NO₂), закиси азота (N₂O), аммиака (NH₃), диоксида серы (SO₂), метана (CH₄), хлористого водорода (HCl), фтористого водорода (HF), суммы углеводородов (в пересчете на пропан или гексан), твердых (взвешенных) частиц, а также объемной доли диоксида углерода (CO₂), кислорода (O₂) и паров воды (H₂O), скорости потока, температуры и давления в отходящих или технологических газах промышленных предприятий;

- расчета объемного расхода, массового и валового выбросов загрязняющих веществ;
- сбора, обработки, визуализации, хранения полученных данных, представления полученных результатов в различных форматах;
- передачи по запросу накопленной информации на внешний удаленный компьютер (сервер).

Описание средства измерений

Принцип действия измерительных каналов системы основан на методах определения, приведенных в таблице 1.

Таблица 1 - Принцип действия измерительных каналов системы

Измерительный канал (определяемый компонент)	Метод измерений	Наименование измерительного блока	Изготовитель
Оксид азота (NO) диоксид азота (NO ₂) закись азота (N ₂ O) аммиак (NH ₃) диоксид серы (SO ₂) оксид углерода (CO) диоксид углерода (CO ₂) метан (CH ₄) сумма углеводородов (в пересчете на пропан или гексан) фтористый водород (HF) хлористый водород (HCl) пары воды (H ₂ O)	Фотометрический ИК спектроскопия	Газоанализатор инфракрасный многокомпонентный MC3002 (регистрационный № 82526-21)	ООО «МС сервис», Россия

Продолжение таблицы 1.

Кислород (O ₂)	Электрохимический (с циркониевой ячейкой)		
Температура газового потока	Термоэлектрический	Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом: - Метран-270, Метран-270-Ех (регистрационный № в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 21968-11); - Метран-2700 (регистрационный № 38548-13);	АО «ПГ «Метран», Россия
		Преобразователи температуры Метран-280, Метран-280-Ех (регистрационный № 23410-13)	
	Терморезисторный	Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом: - Метран-270, Метран-270-Ех (регистрационный № 21968-11); - Метран-2700 (регистрационный № 38548-13)	
		Преобразователи температуры Метран-280, Метран-280-Ех (регистрационный № 23410-13)	
Давление газового потока	Тензорезистивный эффект	Датчики давления Метран-150 (рег. № 32854-13): – датчики абсолютного давления; – датчики избыточного давления	АО «ПГ «Метран», Россия
	Принцип дифференциального конденсатора	Датчики давления Метран-150 (рег. № 32854-13): – датчики избыточного давления; – датчики разности давления	
Скорость газового потока (расчет значения объемного расхода)	Ультразвуковой	Расходомеры-счетчики ультразвуковые ВЗЛЕТ РГ (регистрационный № 80169-20)	АО «Взлет», Россия
Твердые (взвешенные) частицы	Оптический	Пылеизмерители лазерные ЛПИ-05 (регистрационный № 47934-11)	ООО НТЦ «ПРОМПРИБОР», Россия

Системы являются стационарными автоматическими многоканальными изделиями непрерывного действия и состоят из 2-х уровней.

Нижний уровень включает средства измерений (СИ) утвержденного типа, приведенные в таблице 1:

- газоаналитические каналы системы, состоящие из пробоотборного зонда с обратной продувкой, обогреваемой линии отбора и транспортировки пробы, устройств подготовки пробы и газоанализатора МС3002,

- датчики измерения температуры, давления, скорости и массовой концентрации пыли, установленные непосредственно на трубе отходящих газов.

Верхний уровень является системой программируемого управления и мониторинга, реализованной на базе логического программируемого контроллера СК-1000 (регистрационный № 65685-16, изготовитель АО «СибКом», г. Уфа) или на базе контроллера ПЛК160 (регистрационный № 48599-11, изготовитель ООО «ПО ОВЕН», г. Москва), промышленного компьютера под управлением ОС семейства Microsoft Windows со специализированным программным обеспечением.

Обмен данными между контроллером и персональным компьютером осуществляется по интерфейсу Ethernet. Связь системы с удаленным сервером/операторной осуществляется в цифровой форме по следующим протоколам: интерфейс Ethernet (протоколы OPC-DA, OPC-HDA, SQL, Modbus TCP/IP), интерфейс RS-485 (протокол Modbus RTU).

Передача измерительной информации от элементов системы к контроллеру осуществляется при помощи аналоговых (от 4 до 20 мА), цифровых и/или релейных выходных сигналов.

Система выполняет следующие основные функции:

- принудительный отбор пробы отходящих газов;
- очистка пробы от загрязнений и подготовка пробы к анализу в соответствии со спецификацией газоанализатора;
- транспортировка пробы с помощью подогреваемой линии с автоматическим контролем температуры и возможностью продувки чистым воздухом или азотом
- измерение объемной доли (массовой концентрации) загрязняющих веществ, кислорода (O_2) и паров воды (H_2O);
- измерение температуры, давления, скорости, массовой концентрации твердых (взвешенных) частиц;
- приведение результатов измерений к нормальным условиям ($0\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $101,3\text{ кПа}$);
- приведение результатов измерений к сухому газу;
- усреднение результатов измерений за 20 мин;
- расчет объемного расхода газового потока, массового (в г/с, кг/ч) и валового (т/год) выбросов загрязняющих веществ в атмосферу;
- сбор, хранение и передача данных во внешнюю сеть.

Результаты измерений от всех измерительных каналов передаются на контроллер системы, который проводит преобразование, обработку и хранение результатов измерений, осуществляет передачу на удаленный сервер и персональный компьютер (ПК), установленный в шкафу системы. ПК представляет собой автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, основные функции которого:

- отображение текущих результатов измерений;
- отображение расчетных данных;
- представление на мнемосхеме состояния основных узлов системы, таких как насосы, клапаны и т.п.;
- управление в ручном режиме элементами системы;
- отображение предаварийных и аварийных состояний, квитирование состояний;
- функция автоматической и ручной «заморозки» архивирования показаний в аварийных режимах и на время проведения сервисных работ;
- настройки уставок предаварийных и аварийных состояний;
- передача данных на сервер системы мониторинга.

Газоанализатор МС3002, система подготовки пробы и система программируемого управления и мониторинга размещаются в блок-контейнере системы. Допускается поставка элементов системы в виде шкафов. Блок-контейнер или шкафы системы, по требованию заказчика, могут быть оснащены системами кондиционирования воздуха, отопления и освеще-

ния, пожарной сигнализацией, системой контроля доступа, датчиками загазованности (газо-анализаторами).

Общий вид блок-контейнера системы с указанием мест ограничения от несанкционированного доступа представлены на рисунке 1, знак утверждения типа и заводские номера систем наносятся на маркировочную табличку, закрепленную на дверце шкафа с контроллером системы, общий вид таблички представлен на рисунке 2, общий вид внутри шкафов системы - на рисунке 3, на рисунке 4 - общий вид панели АРМ оператора.

Нанесение знака поверки на СИ не предусмотрено.

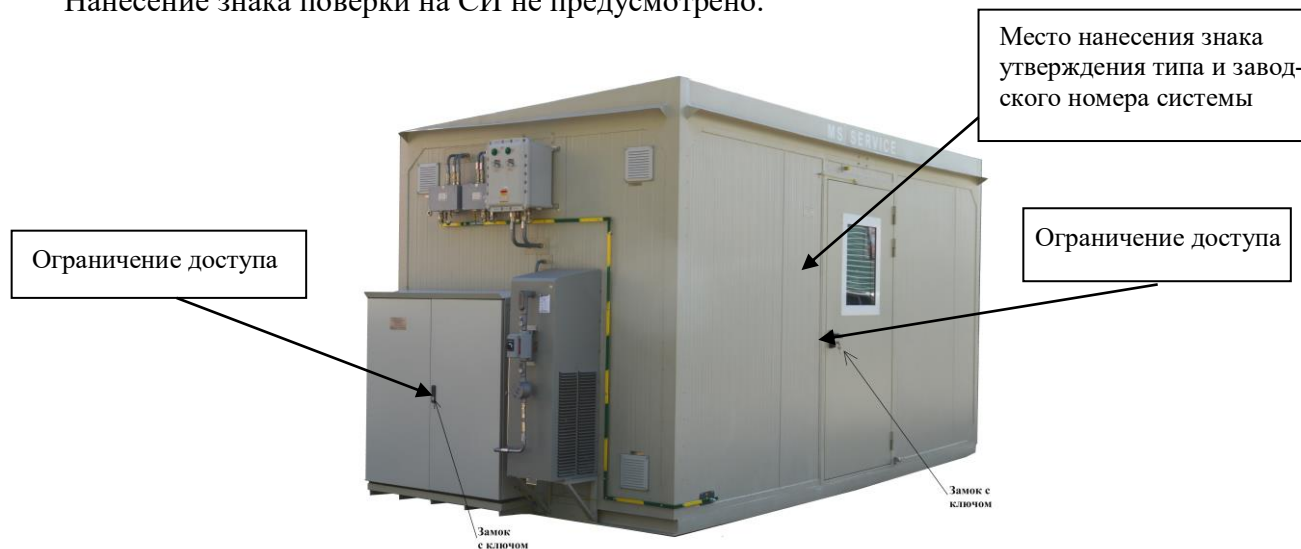


Рисунок 1 – Общий вид блок-контейнера системы MS3550-M3 (исполнение в блок-контейнере).

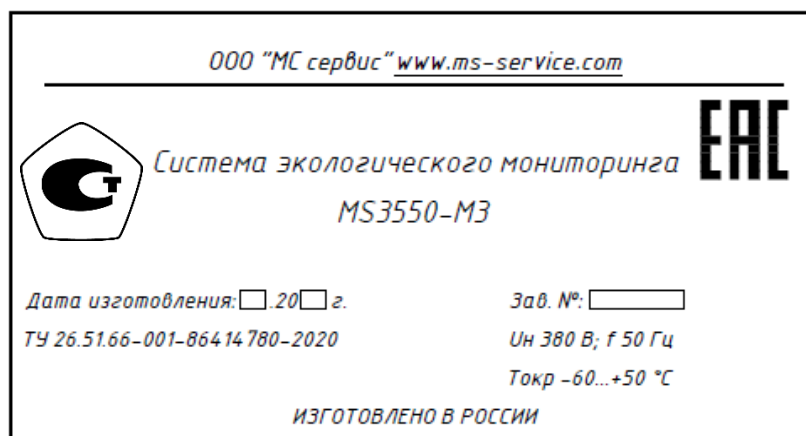


Рисунок 2 – Общий вид маркировочной таблички



Рисунок 3 – Общий вид внутри шкафов системы MS3550-M3 (исполнение в виде шкафа)

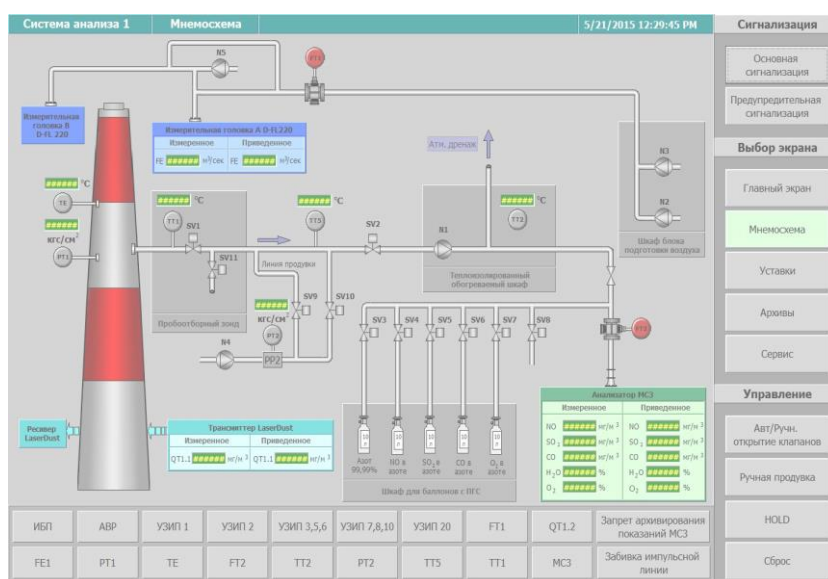


Рисунок 4 – Общий вид мнемосхемы на дисплее АРМ системы

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) систем экологического мониторинга MS3550-M3 может быть разделено на три уровня:

- уровень встроенного ПО основных устройств системы (газоанализатора, расходомера, датчиков давления и температуры);
- уровень встроенного прикладного ПО программируемого логического контроллера СК-1000 или ПЛК160 «ОВЕН»;
- диспетчерский уровень – автономное прикладное ПО Siemens WinCC SCADA, либо MasterSCADA.

Встроенное ПО основных устройств системы специально разработано изготовителями соответствующих основных устройств и обеспечивает передачу измерительной информации в контроллер системы.

Прикладное ПО программируемого логического контроллера СК-1000/ ПЛК160 производит приём, преобразование и обработку результатов измерений, является метрологически значимым.

Прикладное ПО программируемого логического контроллера СК-1000/ ПЛК160 реализует следующие расчетные алгоритмы:

- расчёт результатов измерений параметров по значениям аналоговых, цифровых и/или релейных сигналов, поступающих от газоанализатора, расходомера, датчиков давления и температуры;
- приведение результатов измерений массовой концентрации определяемых компонентов и расхода дымовых газов к нормальным условиям, сухому газу;
- расчет объема массового и валового выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в г/с, кг/ч или тонн/год;
- сравнение результатов измерений с заданными пороговыми уставками.

Прикладное ПО Siemens WinCC SCADA/ MasterSCADA обеспечивает выполнение следующих функций:

- отображение текущих результатов измерений и просмотр архива;
 - представление на мнемосхеме состояния основных узлов системы, таких как насосы, клапаны и т.п.;
 - управление в ручном режиме элементами системы;
 - отображение предаварийных и аварийных состояний, квитирование состояний;
 - функция автоматической и ручной «заморозки» архивирования показаний в аварийных режимах и на время проведения сервисных работ;
 - настройки уставок предаварийных и аварийных состояний;
 - передача данных на сервер системы мониторинга и/или внешний компьютер (сервер).
- ПО Siemens WinCC SCADA является метрологически значимым.

Влияние встроенного программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик измерительных каналов системы

Программное обеспечение контроллера СК-1000/ПЛК160 и Siemens WinCC SCADA/ MasterSCADA имеет защиту от несанкционированного доступа и оперирования, защита осуществляется путем запроса пароля у пользователя.

Уровень защиты – «средний» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО системы приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения			
	Контроллер СК-1000		Контроллер ПЛК160	
Наименование ПО	MS3550M3.1	Simatic WinCC	MS3550M3.2	MasterSCADA
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0	15.1	3.0	3.x
Цифровой идентификатор ПО	12209CB6F3BE0D03 33EE0B7C338EE3B12	B2A89E0E2FEC82F67 DD5628FD7133971	CF2B914F73E9B949 2CE9A7D49661059F	7F9D032EB4845D8B7 E73D8AFE2C496BE
Алгоритм вычисления цифрового индикатора	MD5	MD5	MD5	MD5

¹⁾ Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице.

²⁾ Значения контрольных сумм, указанные в таблице, относятся только к файлам встроенного ПО (firmware) указанных версий.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики газоаналитических каналов системы

Измерительный канал (определяемый компонент)	Диапазон показаний		Диапазон измерений ¹⁾		Пределы допускаемой погрешности в условиях эксплуатации ²⁾	
	массовой концентрации, мг/м ³	объемной доли, %	массовой концентрации, мг/м ³	объемной доли, %	приведенной ³⁾ , γ, %	относительной, δ, %
Оксид углерода (CO)	от 0 до 75	-	от 0 до 75	-	±8	-
	от 0 до 500	-	от 0 до 75 включ.	-	±8	-
			св. 75 до 500	-	-	±8
	от 0 до 1000	-	от 0 до 100 включ.	-	±8	-
			св. 100 до 1000	-	-	±8
	от 0 до 5000	-	от 0 до 1000 включ.	-	±8	-
			св. 1000 до 5000	-	-	±8
	от 0 до 60000	-	от 0 до 10000	-	±8	-
			св. 10000 до 60000 ⁴⁾	-	-	±8
Диоксид серы (SO ₂)	от 0 до 75	-	от 0 до 75	-	±16	-
	от 0 до 500	-	от 0 до 75 включ.	-	±16	-
			св. 75 до 500	-	-	±16
	от 0 до 1000	-	от 0 до 100 включ.	-	±13	-
			св. 100 до 1000	-	-	±13
	от 0 до 5000	-	от 0 до 1000 включ.	-	±10	-
			св. 1000 до 5000	-	-	±10
	от 0 до 10000	-	от 0 до 2000 включ.	-	±8	-
			св. 2000 до 10000	-	-	±8
	-	от 0 до 1,0		0 до 0,5 включ.	±8	-
				св. 0,5 до 1,0	-	±8
	-	от 0 до 10	-	от 0 до 1,0 включ.	±7	-
				св. 1,0 до 10	-	±7
	-	от 0 до 40	-	от 0 до 10 включ.	±5	-
				св. 10 до 20	-	±5
Оксид азота (NO)	от 0 до 50	-	от 0 до 50	-	±16	-
	от 0 до 200	-	от 0 до 50 включ.	-	±16	-
			св. 50 до 200	-	-	±16
	от 0 до 1000	-	от 0 до 100 включ.	-	±13	-
			св. 100 до 1000	-	-	±13
	от 0 до 7000	-	от 0 до 1000 включ.	-	±10	-
			св. 1000 до 7000	-	-	±10
	от 0 до 10000	-	от 0 до 1000 включ.	-	±10	-
			св. 1000 до 10000	-	-	±10

Продолжение таблицы 3.

Измеритель- ный канал (определяе- мый компо- нент)	Диапазон показаний		Диапазон измерений ¹⁾		Пределы допус- каемой погреш- ности в условиях эксплуатации ²⁾	
	массовой кон- центрации, мг/м ³	объемной доли, %	массовой концен- трации, мг/м ³	объемной доли, %	приве- денной ³⁾ , γ, %	относи- тель- ной, δ, %
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 30	-	от 0 до 30	-	±24	-
	от 0 до 200	-	от 0 до 50 включ.	-	±16	-
			св.50 до 200	-	-	±16
	от 0 до 500	-	от 0 до 100 включ.	-	±13	-
			св.100 до 500	-	-	±13
Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 50	-	от 0 до 50 включ.	-	±16	-
	от 0 до 200	-	от 0 до 50 включ.	-	±16	-
			св. 50 до 200	-	-	±16
	от 0 до 1000	-	от 0 до 100 включ.	-	±13	-
			св. 100 до 1000	-	-	±13
	от 0 до 5000	-	от 0 до 1000 включ.	-	±10	-
			св. 1000 до 5000	-	-	±10
Закись азота (N ₂ O)	от 0 до 10000	-	от 0 до 1000 включ.	-	±10	-
			св. 1000 до 10000	-	-	±10
	от 0 до 5000	-	от 0 до 1000 включ.	-	±13	-
			св. 1000 до 5000	-	-	±13
	от 0 до 1000	-	от 0 до 100 включ.	-	±10	-
			св. 100 до 1000	-	-	±10
Метан (CH ₄)	от 0 до 200	-	от 0 до 50 включ.	-	±13	-
			св.50 до 200	-	-	±13
	от 0 до 1000	-	от 0 до 100 включ.	-	±10	-
			св. 100 до 1000	-	-	±10
Фтористый водород (HF)	от 0 до 500	-	от 0 до 1000 включ.	-	±8	-
			св. 1000 до 5000	-	-	±8
	от 0 до 10000	-	от 0 до 1000 включ.	-	±13	-
			св. 1000 до 10000	-	-	±13
	от 0 до 50	-	от 0 до 1000 включ.	-	±8	-
			св. 1000 до 5000	-	-	±8
Фтористый водород (HF)	от 0 до 50	-	от 0 до 10 включ.	-	±24	-
			св. 10 до 50	-	-	±24
	от 0 до 100	-	от 0 до 20 включ.	-	±24	-
			св. 20 до 100	-	-	±24
	от 0 до 500	-	от 0 до 100 включ.	-	±16	-
			св. 100 до 500	-	-	±16
Фтористый водород (HF)	от 0 до 1000	-	от 0 до 100 включ.	-	±16	-
			св. 100 до 1000	-	-	±16

Продолжение таблицы 3.

Измерительный канал (определяемый компонент)	Диапазон показаний		Диапазон измерений ¹⁾		Пределы допускаемой погрешности в условиях эксплуатации ²⁾	
	массовой концентрации, мг/м ³	объемной доли, %	массовой концентрации, мг/м ³	объемной доли, %	приведенной ³⁾ , γ, %	относительной, δ, %
Хлористый водород (HCl)	от 0 до 50	-	от 0 до 10 включ.	-	±24	-
			св. 10 до 50	-	-	±24
	от 0 до 100	-	от 0 до 20 включ.	-	±24	-
			св. 20 до 100	-	-	±24
	от 0 до 500	-	от 0 до 100 включ.	-	±16	-
			св. 100 до 500	-	-	±16
	от 0 до 1600	-	от 0 до 200 включ.	-	±16	-
			св. 200 до 1600	-	-	±16
Сумма углеводородов (в пересчете на пропан или гексан)	от 0 до 200	-	от 0 до 50 включ.	-	±13	-
			св. 50 до 200	-	-	±13
	от 0 до 1000	-	от 0 до 100 включ.	-	±10	-
			св. 100 до 1000	-	-	±10
	от 0 до 5000	-	от 0 до 1000 включ.	-	±8	-
			св. 1000 до 5000	-	-	±8
Диоксид углерода (CO ₂)	-	от 0 до 20	-	от 0 до 5 включ.	±8	-
			-	св. 5 до 20	-	±8
		от 0 до 50	-	от 0 до 20 включ.	±8	-
			-	св. 20 до 50	-	±8
Кислород (O ₂)	-	от 0 до 25	-	от 0 до 5 включ.	±8	-
			-	св. 5 до 25	-	±8
Пары воды (H ₂ O)	-	от 0 до 40	-	от 0 до 10 включ.	±16	-
			-	св. 10 до 40 включ.	-	±16

¹⁾ Определяемые компоненты и диапазоны измерений определяются при заказе и указываются в паспорте на систему.

Допускается поставка систем с верхней границей диапазона (поддиапазона) измерений массовой концентрации определяемого компонента (C_в, мг/м³) не указанной в таблице (не менее минимальной и не более максимальной). Пределы допускаемой относительной погрешности для таких диапазонов нормируются в соответствии с таблицей для ближайшего большего диапазона, указанного в таблице, в который входит C_в.

²⁾ В соответствии с Постановлением Правительства РФ № 1847 от 16.11.2020.

³⁾ Нормирующее значение - верхний предел диапазона измерений.

⁴⁾ Измерение массовой концентрации оксида углерода (CO) свыше 10000 мг/м³ возможно для сред с объемной долей паров воды не более 25 %.

⁵⁾ Номинальная цена единицы наименьшего разряда измерительных каналов:

0,1 мг/м³ - для всех компонентов (кроме O₂, H₂O и CO₂);

0,01 % об. - для O₂, CO₂;

0,1 % об. для H₂O.

Таблица 4 – Метрологические характеристики газоаналитических каналов системы

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемой вариации показаний, в долях от предела допускаемой погрешности	0,5
Пределы допускаемого изменения выходного сигнала за 24 ч непрерывной работы, в долях от пределов допускаемой погрешности	$\pm 0,5$
Предел допускаемого времени установления выходного сигнала ($T_{0,9}$), с	60

Таблица 5 – Метрологические характеристики измерительных каналов параметров газового потока в условиях эксплуатации

Наименования средства измерений	Измерительный канал (определяемая характеристика или параметр)	Единица измерений	Диапазон измерений ¹⁾	Пределы допускаемой погрешности в условиях эксплуатации ²⁾
Расходомер ВЗЛЕТ РГ	Скорость газового потока	м/с	от 0,5 до 40	± 4 % (отн.)
	Объемный расход ⁴⁾	м ³ /ч	от $S_{\min} \cdot V_{\min}$ до $S_{\max} \cdot V_{\max}$ ⁵⁾	± 3 % (прив.) ³⁾
Метран-150 (мод. 150ТА, 150ТАR)	Абсолютное давление	кПа	от 0 до 200	$\pm 1,0$ кПа (абс.)
Метран-150 (мод. 50CG, 150CGR ⁷⁾ , 150TG, 150TGR ⁷⁾)	Избыточное давление ⁶⁾	кПа	от 0 до 100	$\pm 1,0$ кПа (абс.)
Метран-270, Метран-270-Ех; Метран-2700; Метран-280, Метран-280-Ех	Температура газовой пробы	°С	от +20 до +450	± 3 °С (абс.)
Пылеизмеритель лазерный ЛПИ-05 ⁸⁾	Массовая концентрация твердых (взвешенных) частиц	мг/м ³	от 20 до 10000	± 20 % (отн.)

¹⁾ Конкретные диапазоны измерений определяются при заказе и указываются в паспорте на систему, но не более указанных в таблице.

²⁾ В соответствии с Постановлением Правительства РФ № 1847 от 16.11.2020.

³⁾ Нормирующее значение - верхний предел диапазона измерений.

⁴⁾ Расчетное значение.

⁵⁾ V - скорость газового потока, м/с

$S_{\min}$ и $S_{\max}$ - наименьшая и наибольшая площадь сечения газотока, соответственно, м²;

$V_{\min}$ до $V_{\max}$ - наименьшая и наибольшая скорость газового потока, соответственно, м/с

⁶⁾ В пересчете на абсолютное давление.

⁷⁾ Для атмосферного давления 101,3 кПа.

⁸⁾ При условии градуировки анализатора пыли, установленного на объекте, в соответствии с ГОСТ Р ИСО 9096 «Выбросы стационарных источников. Определение массовой концентрации твердых частиц ручным гравиметрическим методом».

⁹⁾ Погрешность канала передачи информации не превышает 0,2 в долях от пределов допускаемой погрешности измерительных каналов системы.

Таблица 6 - Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Время прогрева, мин, не более	180
Потребляемая мощность с учетом обогреваемой линии, кВт, не более	30
Напряжение питания переменным током частотой (50±1) Гц, В	380
Габаритные размеры мм, не более: газоанализатора МС3002	
- длина	482
- ширина	549
- высота	266
пробоотборного зонда	
- длина	600
- ширина	600
- высота	900
- обогреваемой линии (диаметр)	от 65 до 100
Масса, кг, не более:	
- газоанализатора МС3002	30
- пробоотборного зонда	170
- обогреваемой линии, кг/м, не более	2,5
Габаритные размеры мм, не более: шкафа для размещения газоанализатора, контроллера и ПК ¹⁾	
- длина	3600
- ширина	1000
- высота;	2200
блок-контейнер системы ¹⁾	
- длина	9000
- ширина	2400
- высота	2700
Масса блок-контейнера системы ¹⁾ , кг, не более	9000
Средний полный срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	24000
Степень защиты от внешних воздействий по ГОСТ 14254 для элементов системы не ниже	IP54
Условия эксплуатации:	
- диапазон температуры окружающего воздуха (при установке в обогреваемом блок-контейнере), °С	от -50 до +50
- диапазон относительной влажности, %	от 20 до 100
- диапазон атмосферного давления, кПа	от 84 до 106,7
- диапазон температуры пробоотборного зонда с обогреваемой линией и внешнего побудителя расхода анализируемого газа, °С	от +115 до +215
Условия эксплуатации газоаналитического оборудования:	
- диапазон температуры окружающей среды, °С	от +5 до +35
- диапазон атмосферного давления, кПа	от 84 до 106,7
- диапазон относительной влажности окружающего воздуха, %, не более	80
Условия эксплуатации обогреваемой линии и пробоотборного зонда:	
- диапазон температуры окружающей среды, °С	от -50 до +50
- диапазон атмосферного давления, кПа	от 84 до 106,7
- диапазон относительной влажности окружающего воздуха, %, не более	100
¹⁾ Определяется при заказе для конкретного объекта	

Знак утверждения типа

наносится на табличку, закрепленную на дверце шкафа с контроллером методом наклейки и на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система экологического мониторинга MS3550-M3 ¹⁾	MS3550-M3	1 шт.
Программное обеспечение:		
Прикладное ПО программируемого логического контроллера СК-1000 или ПЛК160		1 комплект
Автономное прикладное ПО	Siemens WinCC SCADA или MasterSCADA	1 комплект
Документация:		
Руководство по эксплуатации	РЭ	1 экз.
Паспорт	ПС	1 экз.
¹⁾ Определяемые компоненты, диапазоны измерений и комплектность системы определяются при заказе и указываются в паспорте		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Системы экологического мониторинга MS3550-M3. Руководство по эксплуатации», раздел 4 «Устройство и принцип работы».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам экологического мониторинга MS3550-M3

Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах, утвержденная Приказом Росстандарта от 31.12.2020 № 2315

Государственная поверочная схема для средств измерений абсолютного давления в диапазоне ($1 \cdot 10^{-1}$ - $1 \cdot 10^7$) Па, утвержденная Приказом Росстандарта от 06.12.2019 № 2900

Государственная поверочная схема для средств измерений скорости воздушного потока, утвержденная Приказом Росстандарта от 25.11.2019 г. № 2815

Перечень измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, утвержденный Постановлением Правительства РФ от 16.11.2020 № 1847

ГОСТ 8.558-2012 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры

ГОСТ 8.606-2012 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений дисперсных параметров аэрозолей, взвесей и порошкообразных материалов

ГОСТ Р 8.958-2019 Государственная система обеспечения единства измерений. Наилучшие доступные технологии. Автоматические измерительные системы для контроля вредных промышленных выбросов. Методы и средства испытаний

ГОСТ Р 50759-95 Анализаторы газов для контроля промышленных и транспортных выбросов. Общие технические условия

ГОСТ Р ИСО 10396-2006 Выбросы стационарных источников. Отбор проб при автоматическом определении содержания газов измерительные системы для контроля вредных промышленных выбросов. Методика поверки

ГОСТ Р ИСО 10396-2012 Выбросы стационарных источников. Отбор проб при автоматическом определении содержания газов с помощью постоянно установленных систем мониторинга

Системы экологического мониторинга MS3550-M3. Технические условия.
ТУ СЕРЦ – 421451 –004 (ТУ 26.51.66-001-86414780-2020)

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МС сервис» (ООО «МС сервис»)
ИНН 7724660773

Адрес: 115477, г. Москва, ул. Кантемировская, 58, офис 4044

Телефон: 8 (495) 234-9908

Web-сайт: <http://www.ms-service.com>

E-mail: info@ms-service.su

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

Адрес: 190005, Россия, Санкт-Петербург, Московский пр., 19

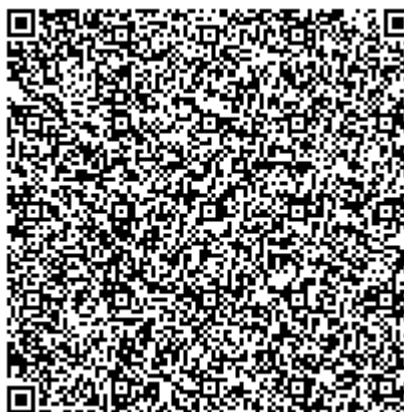
Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713- 01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311541



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №811

Регистрационный № 85068-22

Лист № 1
Всего листов 33

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ, включающая ИК №1- №42, 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) (основные и/или резервные);

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя серверы ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), 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, включающая ИК №43- №48, состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – ИВК, включает в себя сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere. Резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №1-№42 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. УСПД единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном. Допускается опрос счётчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее по основному каналу связи данные с УСПД передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

При отказе основного канала связи или УСПД счётчики ИК №1- №42 опрашиваются по резервному с использованием каналаобразующего оборудования стандарта GSM.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №43-№48 по каналу связи стандарта GSM поступает на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», где при помощи программного обеспечения осуществляется формирование и хранение измерительной информации, а также оформление справочных и отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

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

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5.

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

УССВ типа ССВ-1Г, Метроном-50М и УСВ-3 осуществляют приём и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени (основного и резервного) типа Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащён УССВ типа ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным устройством коррекции времени может быть УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

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

Основные УСПД синхронизируются от ССВ-1Г посредством ntp-сервера. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД синхронизируются от резервного сервера ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №1- №42 синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных), сравнение показаний часов происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM счетчики ИК №1- №42 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Счётчики ИК №43-№48 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

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

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 – 3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4 – 6.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ							
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, Рег. № СИ		Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ		
1	2	3		4		5	6		
1	ПС 110 кВ Антропово (тяговая), Ввод 110 кВ Т1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №16635-05	А	ТГФ110	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12		
				В	ТГФ110				
				С	ТГФ110				
		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 №16666-97	ЕА02RAL-РЗВ-4				ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
		ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №16635-05	А	ТГФ110				
				В	ТГФ110				
С	ТГФ110								
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						
2	ПС 110 кВ Антропово (тяговая), Ввод 110 кВ Т2	Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RAL-РЗВ-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Буй (тяговая), ВЛ 110 кВ Буй(тяговая) - Западная (ВЛ 110 кВ Буй(т) - Западная)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №16635-05	A	ТГФ110	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4					
4	ПС 110 кВ Буй (тяговая), ВЛ 110 кВ Буй (т) - Вохтога (т)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №16023-97	A	ТФМ-110		
				B	ТФМ-110		
				C	ТФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
5	ПС 110 кВ Буй (тяговая), ВЛ 110 кВ Буй (тяговая) - Буй (сельская) (ВЛ 110 кВ Буй(т) - Буй(с))	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №16635-05	A	ТГФ110	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		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 №16666-97	EA02RAL-P3B-4			
6	ПС 110 кВ Буй (тяговая), ВЛ 110 кВ Буй (тяговая) - Борок (ВЛ 110 кВ Буй(т) - Борок)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №16635-05	A	ТГФ110		
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		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 №16666-97	EA02RAL-P3B-4W			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
7	ПС 110 кВ Буй (тяговая), ВЛ 110 кВ Буй (т) -Буй (р) (ТЗ)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №16635-05	А	ТГФ110	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		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 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4					
8	ПС 110 кВ Буй (тяговая), ВЛ 110 кВ Халдеево - Буй (тяговая) (ВЛ 110 кВ Халдеево - Буй)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №16635-05	А	ТГФ110		
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		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 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4W			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Буй(р), Ввод №1, ВЛ 10 кВ №1 ПС Буй (т)-Буй (р)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №7069-79	A	ТОЛ 10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ 10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-ПЗВ-3					
10	ПС 110 кВ Буй(р), Ввод №2, ВЛ 10 кВ №2 ПС Буй (т)-Буй (р)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №7069-79	A	ТОЛ 10		
				B	-		
				C	ТОЛ 10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-ПЗВ-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
11	ПС 110 кВ Вохтога-тяговая, Ввод Т-1 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
12	ПС 110 кВ Вохтога-тяговая, Ремонтная перемычка 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
13	ПС 110 кВ Вохтога-тяговая, Рабочая перемычка 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
14	ПС 110 кВ Галич (тяговая), Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Галич (тяговая), Ввод 110 кВ Т2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-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 №16666-97	ЕА02RAL-P3B-4					
16	ПС 110 кВ Космынино (т), Ввод 110 кВ Т1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
17	ПС 110 кВ Космынино (Т), Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №40088-08	A	VAU-123	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №40088-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
18	ПС 110 кВ Космынино, ВЛ 35 кВ Рудино	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №52619-13	A	ТВГ-УЭТМ®-35		
				B	-		
				C	ТВГ-УЭТМ®-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-54	A	ЗНОМ-35		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
19	ПС 110 кВ Космынино, ф.10-01 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2473-69	A	ТЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-4-AL-C29-T+			
20	ПС 110 кВ Космынино, ф.10-02 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2473-69	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T+			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Космынино, ф.10-03 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-4-AL-C29-T+					
22	ПС 110 кВ Космынино, ф.10-04 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T+					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
23	ПС 110 кВ Космынино, ф.10-05 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T+			
24	ПС 6 кВ Кострома (Т) (6/0,4 кВ), Ввод-1 6 кВ (Ввод 664)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
25	ПС 6 кВ Кострома (Т) (6/0,4 кВ), Ввод-2 6 кВ (Ввод 662)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-РЗВ-3					
26	ПС 27,5 кВ Мантурово (Т) (27,5/0,4кВ), Ввод №1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №62786-15	А	ТЛ-ЭК-35		
				В	ТЛ-ЭК-35		
				С	-		
		ТН	КТ=0,2 КТН=27500/100 №68841-17	А	ЗНОЛ-ЭК		
				В	ЗНОЛ-ЭК		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
27	ПС 27,5 кВ Мантурово (г) (27,5/0,4кВ), Ввод №2 27,5 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №62786-15	A	ТЛ-ЭК-35	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТЛ-ЭК-35		
				C	-		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =27500/100 №68841-17	A	ЗНОЛ-ЭК		
				B	ЗНОЛ-ЭК		
				C	-		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
28	ПС 10 кВ Нерехта (г), Ввод №1 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-99	A2R-3-AL-C8-T+			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
29	ПС 10 кВ Нерехта (г), Ввод №2 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-99	A2R-3-AL-C8-T+					
30	ПС 27,5 кВ Ней (г), Ввод №1 27,5 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №62786-15	A	ТЛ-ЭК-35		
				B	ТЛ-ЭК-35		
				C	-		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =27500/100 №68841-17	A	ЗНОЛ-ЭК		
				B	ЗНОЛ-ЭК		
				C	-		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0.5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
31	ПС 27,5 кВ Нея (т), Ввод №2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №62786-15	A	ТЛ-ЭК-35	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТЛ-ЭК-35		
				C	-		
		ТН	КТ=0,2 КТН=27500/100 №68841-17	A	ЗНОЛ-ЭК		
				B	ЗНОЛ-ЭК		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,2S/0.5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
32	ПС 110 кВ Понырево (тяговая), ВЛ 110 кВ Шарья (районная) - Понырево (тяговая) с отпайкой на ПС Якшанга (ВЛ 110 кВ Шарья(р) - Понырево)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №16635-05	A	ТГФ110	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Поназырево (тяговая), ВЛ 110 кВ Ацвеж - Поназырево (тяговая) с отпайкой на ПС Свеча (ВЛ 110 кВ Ацвеж - Поназырево)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №16635-05	А	ТГФ110	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4					
34	ПС 110 кВ Поназырево (тяговая), ВЛ 110 кВ Гостовская - Поназырево (тяговая) (ВЛ 110 кВ Гостовская - Поназырево)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №16635-05	А	ТГФ110		
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
35	ПС 110 кВ Поназырево (тяговая), ВЛ 110 кВ Поназырево (тяговая) - Никола с отпайками (ВЛ 110 кВ Поназырево - Никола)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №16635-05	А	ТГФ110	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-РЗВ-4					
36	ПС 110 кВ Поназырево (тяговая), ВЛ 110 кВ Шарья (тяговая) - Поназырево (тяговая) (ВЛ 110 кВ Шарья(т) - Поназырево)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №16635-05	А	ТГФ110		
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-РЗВ-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6	
37	ПС 110 кВ Поназырево (тяговая), ОВ 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №16635-05	А	ТГФ110	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
				В	ТГФ110			
				С	ТГФ110			
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1			
				В	НАМИ-110 УХЛ1			
				С	НАМИ-110 УХЛ1			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-РЗВ-4						
38	ПС 110 кВ Поназырево (тяговая), Ввод 10 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №25433-03	А	ТЛО-10			
				В	ТЛО-10			
				С	ТЛО-10			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2			
				В				
				С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+				

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Поназырево (тяговая), Ввод 10 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №25433-03, 15128-96, 15128-96	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТОЛ 10-1		
				С	ТОЛ 10-1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+					
40	ПС 110 кВ Шарья (тяговая), Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
41	ПС 110 кВ Шарья (тяговая), Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				В	ТБМО-110 УХЛ1				
				С	ТБМО-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 №16666-97	ЕА02RAL-РЗВ-4							
42	ПС 110 кВ Шарья (тяговая), ф.№6 6 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10			ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	
				В	-				
				С	ТПЛ-10				
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 № 831-53	А	НТМИ-6				
				В					
				С					
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
43	ПС 110 кВ Буй(р), Ввод №1, ВЛ 10 кВ №1 ПС Буй (т)-Буй (р)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №7069-79	А	ТОЛ 10	-	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТОЛ 10		
				С	ТОЛ 10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
44	ПС 110 кВ Буй(р), Ввод №2, ВЛ 10 кВ №2 ПС Буй (т)-Буй (р)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №7069-79	А	ТОЛ 10		
				В	ТОЛ 10		
				С	ТОЛ 10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		6	7
45	ПС 110 кВ Нерехта-1, ф.10-11 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1856-63,2473-69, 1856-63	А	ТВЛМ-10	-	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТЛМ-10		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №57274-14	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
46	ПС 110 кВ Нерехта-1, ф.10-12 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2473-69, 1856-63,2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	ТВЛМ-10		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		6	7
47	ПС 110 кВ Нея, Ввод 27,5 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =500/1 №33045-06	A	ТБМО-35 УХЛ1	-	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-35 УХЛ1		
				C	ТБМО-35 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70, 21257-06, 46738-11	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОЛ-35III		
				C	ЗНОЛ-27III		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
48	ПС 110 кВ Нея, Ввод 27,5 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =500/1 №33045-06	A	ТБМО-35 УХЛ1	-	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-35 УХЛ1		
				C	ТБМО-35 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №46738-11, 21257-06, 21257-06	A	ЗНОЛ-27III		
				B	ЗНОЛ-35III		
				C	ЗНОЛ-35III		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			

Примечания:

1

Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

2

Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.

3

Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.

4

Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-8, 14-17, 32-37, 40, 41	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
9, 10, 19-23, 43, 44	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
11-13	Активная	0,5	1,9
	Реактивная	1,1	2,0
18, 24, 25, 28, 29, 38, 39, 42, 45,46	Активная	1,0	2,9
	Реактивная	1,8	2,8
26, 27, 30, 31	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
47,48	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
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 $2(5)\% I_{ном} \cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83 ГОСТ Р 52425-2005, ТУ 4228-011-29056091-04	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +18 до +22 от +21 до +25

Продолжение таблицы 6

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-327 - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для ССВ-1Г - для Метроном-50М	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк . от -40 до +40 от -40 до +60 от +1 до +50 от 0 до +40 от -25 до +60 от +5 до +40 от +15 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАльфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - 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	120000 72 50000 72 90000 72 50000 72 165000 72 35000 24 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45

Продолжение таблицы 6

1	2
ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	12 шт.
Трансформаторы комбинированные	VAU-123	6 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ110	39 шт.
Трансформаторы тока	ТЛ-ЭК-35	8 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-35 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВГ-УЭТМ®-35	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	12 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	10 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	2 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	3 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	11 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	36 шт
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-35Ш	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	2 шт
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	1 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-27Ш	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК	8 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66У3	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	5 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	22 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа	11 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазны многофункциональные	Альфа А1800	9 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	6 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	2 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.211.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) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Костромской области», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Костромской области

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»

(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)

ИНН 7706284124

Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 280-04-50

Испытательный центр

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

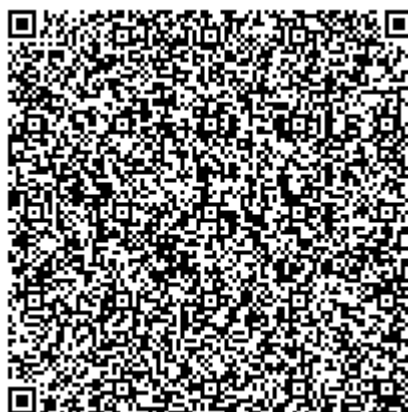
Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15

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.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №811

Регистрационный № 85069-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-65

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-65 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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 двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), 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 с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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, 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера ИВК информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Передача результатов измерений от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 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 включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчика с часами сервера на величину более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-65.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

[illegible]

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.
4. Допускается замена ТТ 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. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45 30

Продолжение таблицы 3

1	2
при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
коррекции времени в счетчиках;
формирование событий по результатам автоматической самодиагностики;
отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
перерывы питания с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал сервера:
изменение значений результатов измерений;
изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
пропадания питания;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками;
замены счетчика;
полученные с уровня ИИК «Журналы событий».

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки 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.
Трансформаторы тока	ТСН-12	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	HP ProLiant DL160 Gen10	1
Паспорт-формуляр	ЛНТА.411711.002.ПФ.010	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-65», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-65

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

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

Изготовитель

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

ИНН 7814148471

Адрес: 197374, г. Санкт-Петербург, ул. Савушкина, д. 112, литера Б

Телефон (факс): (812) 380-61-31

Web-сайт: lenta.com

E-mail: info@lenta.com

Испытательный центр

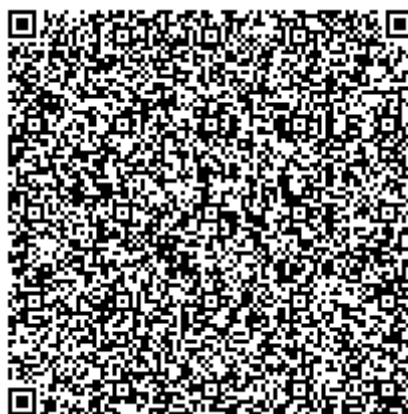
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №811

Регистрационный № 85070-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Мантурово

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Мантурово (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные ток и напряжение преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем на 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера 343 на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указан в формуляре АИИС КУЭ АУВП.411711.ФСК.046.343.ФО.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 110 кВ Мантурово - Шарья (районная) I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Шекшема (ВЛ 110 кВ Мантурово - Шарья-1)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НКФ-110-57 кл.т. 1 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 922-54	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег.№ 36643-07
2	ВЛ 110 кВ Мантурово - Шарья (районная) II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Шекшема (ВЛ 110 кВ Мантурово - Шарья-2)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НКФ 110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 82470-21	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
3	ВЛ 110 кВ Мантурово - БХЗ I цепь (ВЛ 110 кВ Биохим-1)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 52261-12	НКФ-110-57 кл.т. 1 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 922-54	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
4	ВЛ 110 кВ Мантурово - БХЗ II цепь (ВЛ 110 кВ Биохим-2)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НКФ 110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 82470-21	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
5	ВЛ 110 кВ Мантурово - Нея I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Октябрьская (ВЛ 110 кВ Нея - Мантурово-1)	ТГФ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 16635-05	НКФ-110-57 кл.т. 1 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 922-54	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ВЛ 110 кВ Мантурово - Нея II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Октябрьская (ВЛ 110 кВ Нея - Мантурово-2)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 52261-12	НКФ 110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82470-21	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
7	ВЛ 110 кВ Мантурово - Гусево	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 52261-12	НКФ 110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82470-21	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
8	ОВ 110 кВ	TG145N1 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 30489-09	ТН НКФ-110-57 кл.т. 1 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 922-54 НКФ 110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82470-21	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
9	ВЛ 35 кВ Фанком-1	ТГМ-35 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-54	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
10	ВЛ 35 кВ Фанком-2	ТГМ-35 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 19813-09	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
11	ВЛ 35 кВ Медведица	ТГМ-35 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 75/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-54	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
12	ВЛ 35 кВ Сосновка	ТГМ-35 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-54	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
13	ВЛ 27,5 кВ Т-2	ТОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 40086-08	GZ-36 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 27500/100 рег. № 28405-09	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	ВЛ 27,5 кВ Т-3	ТОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 40086-08	GZ-36 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 27500/100 рег. № 28405-09	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
15	Сыр. к-т №3	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 7069-79	НОМ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 4947-75	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
16	ф. 10-01	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 7069-79	НОМ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 4947-75	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
17	ф. 10-04	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 7069-79	НОМ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 4947-75	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
18	ф. 10-05	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 7069-79	НОМ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 4947-75	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
19	ф. 10-08	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 7069-79	НОМ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 4947-75	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
20	ф. 10-09	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 7069-79	НОМ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 4947-75	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
21	Сыр. к-т №2	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 7069-79	НОМ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 4947-75	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
22	ф. 10-20	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 7069-79	НОМ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 4947-75	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
23	ф. 10-21	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 КТТ = 200/5 рег. № 7069-79	НОМ-10-66 кл.т. 0,5 КТН = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 4947-75	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег.№ 36643-07
24	ф. 10-22	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 КТТ = 200/5 рег. № 7069-79	НОМ-10-66 кл.т. 0,5 КТН = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 4947-75	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
25	ф. 10-23	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 КТТ = 200/5 рег. № 7069-79	НОМ-10-66 кл.т. 0,5 КТН = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 4947-75	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
26	ф. 10-24	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 КТТ = 200/5 рег. № 7069-79	НОМ-10-66 кл.т. 0,5 КТН = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 4947-75	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
27	ф. 10-26	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 КТТ = 200/5 рег. № 7069-79	НОМ-10-66 кл.т. 0,5 КТН = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 4947-75	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
28	ф. 10-27	ТОЛ 10 кл.т. 0,5 КТТ = 200/5 рег. № 7069-79	НОМ-10-66 кл.т. 0,5 КТН = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 4947-75	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.					

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 3, 5, 8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 1,0)	1,0	1,5	1,2	1,2	1,2
	0,8	1,8	1,6	1,5	1,5
	0,5	3,0	2,7	2,6	2,6
2, 4, 6, 7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
9 – 12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
13, 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
15 – 28 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 3, 5, 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 1,0)	0,8	2,7	2,4	2,2	2,2
	0,5	1,9	1,6	1,5	1,5
2, 4, 6, 7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
9 – 12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
13, 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
15 – 28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 3, 5, 8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 1,0)	1,0	1,6	1,4	1,3	1,3
	0,8	1,9	1,7	1,7	1,7
	0,5	3,1	2,8	2,7	2,7
2, 4, 6, 7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
9 – 12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
13, 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
15 – 28 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 3, 5, 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 1,0)	0,8	3,0	2,7	2,6	2,6
	0,5	2,3	2,0	1,9	1,9
2, 4, 6, 7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
9 – 12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
13, 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
15 – 28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	70000 72 55000 55000

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
при отключенном питании, лет, не менее	3
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТГФМ-110 УХЛ1*	18 шт.
Трансформатор тока	ТГФ-110 П* У1**	3 шт.
Трансформатор тока	TG145N1 УХЛ1	3 шт.
Трансформатор тока	ТГМ-35	8 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10	28 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57 У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1 шт.
Трансформатор напряжения	GZ-36	4 шт.
Трансформатор напряжения	НОМ-10-66	12 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	28 шт.
Устройство сбора и передачи данных	TK16L	1 шт.
Радиосервер точного времени	PCTB-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.046.343.ФО	1 экз.

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 ЕНЭС ПС 220 кВ Мантурово», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311703.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Мантурово

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 «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)
ИНН 7733157421
Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3
Телефон: +7 (495) 620-08-38
Факс: +7 (495) 620-08-48
Web-сайт: www.ackye.ru
E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

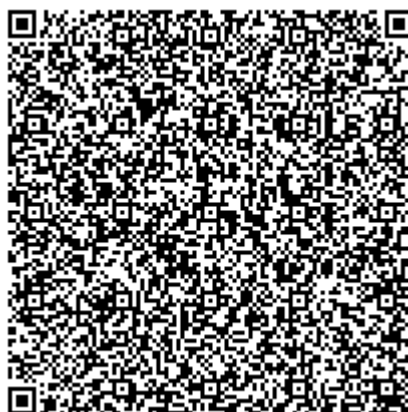
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310639



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №811

Регистрационный № 85071-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ИМВ 123

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ИМВ 123 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

Конструкция трансформаторов тока представляет собой основание в виде алюминиевого бака с сердечниками вторичной обмотки и полимерный изолятор, смонтированный сверху бака. Выводы первичной обмотки расположены в верхней части трансформаторов тока. Выводы вторичной обмотки расположены в коробке выводов на корпусе бака трансформаторов тока и закрываются защитной металлической крышкой с целью ограничения доступа к измерительной цепи.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ИМВ 123, зав. № 8679816, 8679835, 8679850, 8702724, 8702725, 8702726, 8702727, 8702728, 8702729.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

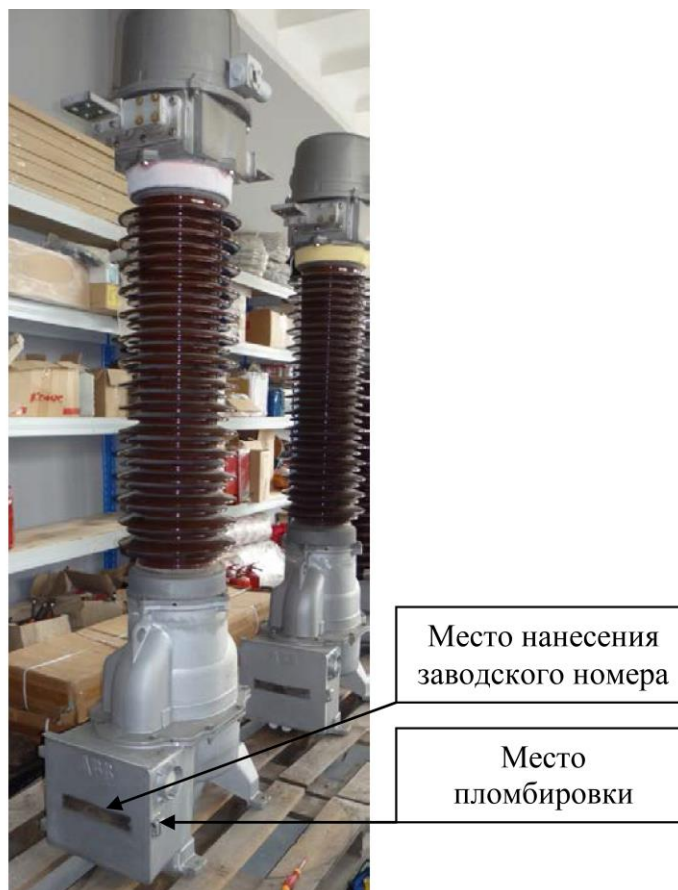


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	8679816, 8679835, 8679850	8702724, 8702725, 8702726, 8702727, 8702728, 8702729
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	750	30
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	1	1
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2S	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	20	15

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C	от -60 до +40

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	IMB 123	1 шт.
Паспорт	IMB 123	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока IMB 123

ГОСТ Р 8.859-2013 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Государственная поверочная схема для средств измерений коэффициента и угла масштабного преобразования синусоидального тока

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Фирма «ABB Power Technologies AB», Швеция

Адрес: SE-77180, Ludvika, Sweden

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д.31

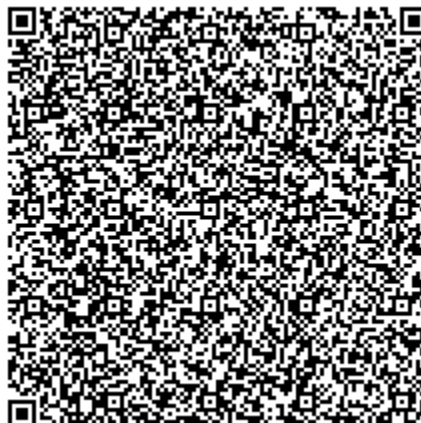
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310639



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №811

Регистрационный № 85072-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Стенды балансировочные SBM

Назначение средства измерений

Стенды балансировочные SBM (далее - стенды) предназначены для измерений неуравновешенной массы дисбаланса и определения углового положения корректирующих грузов в одной или двух плоскостях коррекции при балансировке колес автомобилей.

Описание средства измерений

Принцип действия стендов основан на вычислении величины неуравновешенной массы дисбаланса и углового положения установки корректирующей массы из сил, которые действуют на опору вала ротора стендов при вращении колеса, установленного на валу. Эти силы измеряются с помощью пьезоэлектрических датчиков, установленных в специальной опоре вала ротора. Датчики измеряют амплитуду и фазу колебаний вала, которые пропорциональны неуравновешенным массам, действующим на опору вала при возникающем дисбалансе. Произведение массы остаточного дисбаланса на расстояние равно величине эксцентриситета этой массы и определяет величину возникающего дисбаланса. Дисбаланс колеса устраняют с помощью корректирующих масс, которые устанавливают в двух плоскостях коррекции (динамическая балансировка) или в одной плоскости (статическая балансировка). Измерение углового положения размещения корректирующих масс на диске колеса производится с помощью оптико-электрических датчиков, которые также устанавливаются на вал ротора. Обработка сигналов от всех датчиков проводится в электронном блоке обработки.

Стенды конструктивно состоят из станины, в которой размещены: балансировочный блок (вал с зажимными приспособлениями, система измерительных датчиков, электронного или ручного привода и тормозной системы), электронный блок обработки с устройством отображения измеряемой информации. К станине крепится откидывающийся защитный кожух, выполняющий функции элемента безопасности и автомата выключения электродвигателя. Перед началом процесса балансировки колесо закрепляется на валу стендов с помощью прижимной гайки, пневмомеханического или электромеханического зажимного устройства. Центрирование колеса относительно вала производится путем его посадки на центральное отверстие диска через переходные конусы различного диаметра, либо через специальные планшайбы. Планшайба центрируется и жестко крепится на валу ротора. Колесо устанавливается на планшайбу с помощью штатного отверстия диска, предназначенного для крепления колеса на ступице автомобиля. Прижимная гайка имеет ручной привод для крепления колеса на валу шпинделя. Измерение положения внутренней плоскости коррекции (координат установки корректирующих масс) при динамической балансировке и плоскости коррекции при статической балансировке проводится с помощью лазерной системы измерения. Измерения положения наружной плоскости коррекции (координат установки корректирующих масс) производится бесконтактным ультразвуковым сенсором или лазерной системой измерения. Остановка вращения колеса после завершения измерительного цикла происходит автоматически с помощью

электромагнитного тормозного приспособления. Временной момент срабатывания тормозного приспособления задается датчиками измерения углового положения корректирующих масс.

Выпускается семь модификаций стандов: WAVE 7 AWL, WAVE 7 AWLP, 135L, 165L, V660L, 855, V955, которые отличаются типом применяемого устройства вывода и отображения информации, техническими и метрологическими характеристиками.

Заводской номер стандов указывается на маркировочной табличке, расположенной на задней панели корпуса станда.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид стандов представлен на рисунках 1 - 6.



Рисунок 1 – Общий вид стандов балансировочных SBM модификаций WAVE 7 AWL, WAVE 7 AWLP



Рисунок 2 – Общий вид стандов балансировочных SBM модификации 135L



Рисунок 3 – Общий вид стандов балансировочных SBM модификации 165L



Рисунок 4 – Общий вид стандов балансировочных SBM модификации V660L



Рисунок 5 – Общий вид стандов балансировочных SBM модификации 855



Рисунок 6 – Общий вид стандов балансировочных SBM модификации V955

Пломбирование стандов не предусмотрено, ограничение доступа к узлам обеспечено конструкцией крепёжных винтов, снятие которых возможно только при наличии специальных ключей.

Программное обеспечение

Стенды имеют встроенное метрологически значимое микропрограммное обеспечение (далее - ПО), которое устанавливается в энергонезависимую память стендов при их производстве.

Уровень защиты ПО соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция стендов исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию путём применения паролей различного уровня доступа.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Модификация	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	Цифровой идентификатор ПО
WAVE 7 AWL, WAVE 7 AWLP	МПО	03.05.002	-
855		03.05.009	-
V955		1.19	-
135L, 165L		5.40	-
V660L		1.27	-
		1.10	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Модификация	WAVE 7 AWL, WAVE 7 AWLP, 135L, 165L, V660L	855, V955
Диапазоны измерений неуравновешенной массы дисбаланса, г: - для колес легковых автотранспортных средств - для колес грузовых автотранспортных средств	от 0 до 400 -	от 0 до 400 от 0 до 2000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений величины неуравновешенной массы дисбаланса, г	$\pm(1+0,05 \cdot M)$, где М - измеряемая неуравновешенная масса дисбаланса, г	
Диапазон измерений угла положения корректирующей массы, °	от 0 до 360	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла положения корректирующей массы, °	$\pm 1,8$	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Модификация	WAVE 7 AWL, WAVE 7 AWLP	855, V955	135L, V660L, 165L
Диаметр обода балансируемого колеса, мм	от 203,2 до 1016,0	от 152,4 до 1016,0	от 152,4 до 1016,0

Продолжение таблицы 3

Ширина обода балансируемого колеса, мм	от 25,4 до 508,0	от 25,4 до 609,6	от 25,4 до 609,6
Максимальная масса балансируемого колеса, кг	80	160	70
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	1400×1300×1840	2000×1350×1950	1300×1420×1830
Масса, кг, не более	197	246	138

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Требования по электропитанию:	
- напряжение питания переменного тока, В	220 ⁺²² ₋₃₃
- частота переменного тока, Гц	50±1
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от +15 до +35
- относительная влажность, %, не более	80

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Стенд балансировочный	-	1 шт.
Комплект установочных приспособлений и инструментов	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации на русском языке	-	1 экз.
Методика поверки	МП АПМ 06-21	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Балансировка колеса»:

- «Стенд балансировочный SBM 135L. Руководство по эксплуатации.»
- «Стенд балансировочный SBM 165L. Руководство по эксплуатации.»
- «Стенд балансировочный SBM 855. Руководство по эксплуатации.»
- «Стенд балансировочный SBM V660L. Руководство по эксплуатации.»
- «Стенд балансировочный SBM V955. Руководство по эксплуатации.»
- «Стенд балансировочный SBM WAVE 7 AWL, SBM WAVE 7 AWLP. Руководство по эксплуатации.»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к стендам балансировочным SBM

Техническая документация Sicam s.r.l. Società Unipersonale, Италия

Изготовитель

Sicam s.r.l. Società Unipersonale, Италия
Адрес: Via Gustavo Corradini 1, 42015 Correggio (RE), Italy
Тел.: +39 0522 643311, Факс: +39 0522 637760
E-mail: info@sicam.com

Испытательный центр

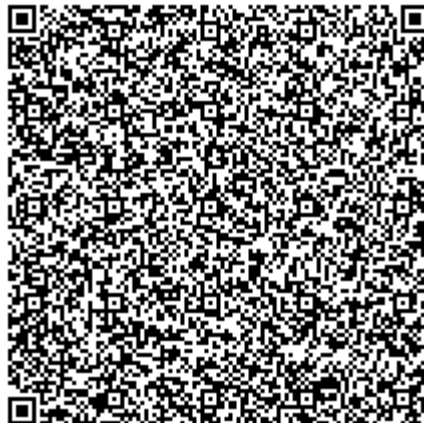
Общество с ограниченной ответственностью «Автопрогресс-М»
(ООО «Автопрогресс-М»)

Адрес: 125167, г. Москва, ул. Викторенко, д. 16

Тел.: +7 (495) 120-0350

E-mail: info@autoproggress-m.ru

Аттестат аккредитации ООО «Автопрогресс-М» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311195



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Дефектоскопы ультразвуковые УСД

Назначение средства измерений

Дефектоскопы ультразвуковые УСД (далее – дефектоскопы) предназначены для измерений глубины и координат залегания дефектов типа нарушения сплошности, измерений толщины изделий, а также для контроля однородности материалов, полуфабрикатов, готовых изделий и сварных соединений.

Описание средства измерений

Принцип действия дефектоскопов основан на ультразвуковом методе неразрушающего контроля. В основе метода лежит способность ультразвуковых колебаний распространяться в контролируемых изделиях и отражаться от внутренних дефектов, граней и поверхностей изделий.

Возбуждение ультразвуковых колебаний в изделии и прием отраженных эхо-сигналов осуществляется пьезоэлектрическими преобразователями (ПЭП), которые связаны с генератором и приемником дефектоскопа. В многоканальных моделях, эту связь выполняет коммутатор (внешний или внутренний) генератора и усилителя, предназначенный для выбора в каждом канале заданных преобразователей.

Принятый ультразвуковой сигнал усиливается, после чего преобразуется в цифровую форму и обрабатывается специализированным модулем обработки в соответствии с заданными параметрами. Результаты обработки поступают в процессорный модуль дефектоскопа.

Процессорный модуль выполняет окончательный анализ поступающих результатов и выводит их на экран, сохраняет, при необходимости, в энергонезависимую память, а также обеспечивает интерфейс пользователя к управлению параметрами работы дефектоскопа.

Конструктивно дефектоскопы состоят из электронного блока и подключаемого к нему преобразователя. Каждый дефектоскоп снабжен разъемом для подключения преобразователя, разъемом подключения внешнего блока питания и интерфейсными разъемами USB.

Дефектоскопы выпускаются в следующих модификациях: УСД-50 XX, УСД-46 XX, УСД-20 XX и УСД-10 XX, которые отличаются условиями эксплуатации, частотным диапазоном, габаритными размерами, интерфейсом измерительной части и версией программного обеспечения.

УСД-50 XX – ультразвуковой дефектоскоп с возможностью подключения двухкоординатных сканеров, функциями APD, TOFD:

УСД-50 IPS – базовая модель классического дефектоскопа;

УСД-50 LFS – базовая модель низкочастотного классического дефектоскопа;

УСД-50 ФР – модель с возможностью работы с фазированными решетками.

УСД-46 XX – облегченная по габаритам и массе модель без возможности подключения сканеров:

УСД-46 Pro – классический высокочастотный дефектоскоп;

УСД-46 ФР – дефектоскоп с возможностью работы с фазированными решетками;

УСД-46 LF – низкочастотный классический дефектоскоп;
УСД-46 Lite – упрощенная модель.

УСД-20 XX – портативный дефектоскоп;
УСД-20 – портативный дефектоскоп с функцией толщиномера;
УСД-20СТ – портативный низкочастотный дефектоскоп со специальным ПО для контроля строительных конструкций;
УСД-20 LF – портативный низкочастотный дефектоскоп для контроля композитных материалов.

УСД-10 XX – упрощенная модель портативного дефектоскопа;
УСД-10 RF – упрощенная модель портативного высокочастотного дефектоскопа;
УСД-10 LF – упрощенная модель портативного низкочастотного дефектоскопа для контроля композитных материалов

С дефектоскопами могут использоваться пьезоэлектрические преобразователи производства ООО «НВП «КРОПУС», работающие на частотах от 0,02 до 5 МГц для низкочастотных версий и на частотах от 0,4 до 20 МГц для высокочастотных.

Наименование дефектоскопа, модификация и заводской номер в числовом формате указаны на этикетке на задней панели прибора. На передней панели – условное дизайнерское обозначение серии дефектоскопов.

Общий вид дефектоскопов представлен на рисунке 1.

Пломбирование дефектоскопов не предусмотрено.



УСД-50 IPS, УСД-50 LFS



УСД-50 ФР



Рисунок 1 – Общий вид дефектоскопов ультразвуковых серии УСД

Цвет корпуса электронного блока может отличаться от представленного на рисунке.

Программное обеспечение

В дефектоскопах установлено программное обеспечение, которое выполняет функции установки параметров работы каналов дефектоскопа, синхронизации работы каналов блока контроля с заданной частотой, чтения результатов работы каналов, записи протокола контроля и вывода информации на дисплей в реальном времени (параметры настроек, электронный самописец, вид сигнала в выбранном канале).

За метрологически значимое принимается все ПО. ПО прошито во внутренней долговременной памяти дефектоскопов. При работе с дефектоскопом пользователь не имеет возможности влиять на процесс расчета и не может изменять полученные в ходе измерений данные.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Уровень защиты программного обеспечения дефектоскопов соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	УСД
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.01.00 и выше
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Размах импульса возбуждения (от пика до пика), В, не менее	100
Диапазон измерений временных интервалов, мкс - УСД-50 ФР, УСД-46 XX, УСД-20СТ, УСД-20 LF, УСД-10 LF - УСД-50 IPS - УСД-50 LFS - УСД-20, УСД-10 RF	от 1 до 999 от 1 до 2000 от 1 до 9999 от 1 до 300

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений временных интервалов, мкс где Т – измеренное значение временного интервала, мкс	$\pm (0,05 + 0,01 \cdot T)$
Диапазон измерений толщины изделия, глубины и координат залегания дефектов*, мм	от 0,5 до 500
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений толщины изделия, глубины и координат залегания дефектов в диапазоне, мм где S – измеренное значение толщины изделия, глубины или координат дефектов, мм	$\pm (0,1 + 0,05 \cdot S)^*$
* диапазон измерений зависит от характеристик подключенного ПЭП и указан в приложении А руководства по эксплуатации	

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Допускаемое отклонение установки усиления в диапазоне от 0 до 50 дБ, дБ	$\pm 2,0$
Допускаемое отклонение измерений амплитуды сигнала в диапазоне от 20 до 100 % высоты экрана, дБ	$\pm 1,0$
Количество каналов для датчиков ФР, шт.:	
- УСД-50 ФР	32
- УСД-46 ФР	16
Предел изменения усиления, дБ, не менее	80
Диапазон показаний толщины изделия, глубины и координат залегания дефектов для стали, мм - УСД-50 ФР, УСД-46 ХХ, УСД-20СТ, УСД-20 LF, УСД-10 LF - УСД-50 IPS - УСД-50 LFS - УСД-20, УСД-10 RF	от 0 до 2900 от 0 до 5950 от 0 до 29000 от 0 до 500
Время установления рабочего режима, мин, не более	1
Время непрерывной работы, ч, не менее	4
Напряжение электрического питания, В - от сети через блок питания с выходным напряжением УСД-50 ХХ, УСД-46 ХХ УСД-20 ХХ, УСД-10 ХХ - аккумуляторный блок УСД-50 ХХ УСД-46 ХХ УСД-20 ХХ, УСД-10 ХХ	15 5 10,8 11,1 3,7
Габаритные размеры дефектоскопа, длина × ширина × высота, мм, не более - УСД-50 ХХ - УСД-46 ХХ - УСД-20 ХХ, УСД-10 ХХ	240 × 210 × 90 205 × 160 × 43 148 × 64 × 25
Масса измерительного блока, кг, не более - УСД-50 ХХ - УСД-46 ХХ - УСД-20 ХХ, УСД-10 ХХ	1,5 1,0 0,3
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %	от -30 до +50 до 95 (без конденсации)

Знак утверждения типа

наносится заднюю панель электронного блока дефектоскопа методом шелкографии или фотохимическим методом и на титульный лист руководства по эксплуатации методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Блок электронный	-	1 шт.
Блок питания / зарядное устройство	-	1 шт.
ПЭП	-	1 компл.*
Кабель соединительный для ПЭП	-	2 шт.
Кабель для подключения к ПК	-	1 шт.
Диск с программным обеспечением	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	МП 203-16-2021	1 экз.
Сумка (кейс) для транспортировки и хранения	-	1 шт.

* - тип и количество преобразователей определяются при заказе.

Сведения о методиках (методах) измерений

раздел 6 Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к дефектоскопам ультразвуковым УСД

ТУ 4276-047-33044610-20 «Дефектоскопы ультразвуковые УСД. Технические условия»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-внедренческое предприятие «КРОПУС» (ООО «НВП «КРОПУС»)

ИНН 5031000948

Адрес: 142412, Московская область, г. Ногинск, ул. Климова, д.50Б

Телефон: +7 (495) 500-21-15, факс: +7(800) 500-62-98

Web-сайт: www.kropus.ru

E-mail: sales@kropus.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГБУ «ВНИИМС»)

ИНН 9729315781

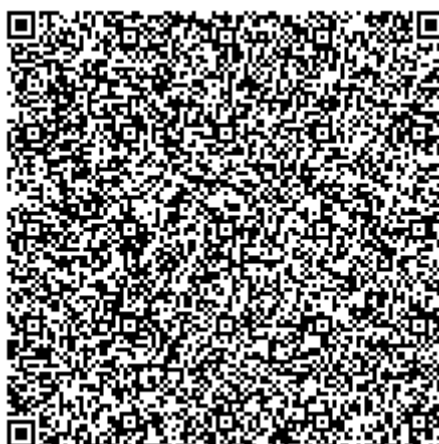
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77, факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №811

Регистрационный № 85074-22

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии МУП «Борисоглебская горэлектросеть»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии МУП «Борисоглебская горэлектросеть» (далее по тексту – АИИС КУЭ), заводской № 002 предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения по 37 (тридцать семь) каналам.

Измерительные каналы АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

1-ый уровень – измерительно-информационный комплексы (ИИК) включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных типа Intel Xeon W-2133, RAM 64Gb, Win 2019 Server, устройство синхронизации типа УСВ-2, автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электроэнергии. 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.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности вычисляется для интервалов времени 30 мин (умножение на коэффициенты трансформации осуществляется в сервере ИВК АИИС КУЭ).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на соответствующий модем или преобразователь интерфейсов RS-485 далее по каналам связи с протоколом TCP/IP сети Internet (для ТП-33 по каналу связи стандарта GSM) – на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 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 имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации системного времени УСВ-2, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-2 и при расхождении ± 1 с и более, сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-2.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер установлен в паспорте АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение ПО «Энфорс ОРЭМ – АРМ пользователя» и ПО «АСКУЭ БП – сбор данных». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Энфорс ОРЭМ – АРМ пользователя»
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	7.6.1.11
Цифровой идентификатор ПО:	
Программа администрирования и настройки bp_admin.exe	0C8ECEBFC0DF4660E74B6102F699AD83
Идентификационное наименование ПО	«АСКУЭ БП – сбор данных»
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	6.0.83.1
Цифровой идентификатор ПО:	
Программа опроса и передачи данных Collector.x64.exe	0A2E3D82AA7BF8B51A8DC0E4FB3A6672
Алгоритм вычисления цифровых идентификаторов ПО: «Энфорс ОРЭМ – АРМ пользователя» «АСКУЭ БП – сбор данных»	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (КИ) АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 - 5.

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

Номер КИ, наименование присоединения		Состав КИ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ/Сервер
1	2	3	4	5	6
1	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №2 яч. 5	ТПЛ 10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Устройство синхронизации времени: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Компьютер: Сервер Intel Xeon W-2133, RAM 64Gb, Win 2019
2	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №3 яч. 6	ТПЛ 10 400/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
3	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №4 яч. 8	ТПЛ 10 400/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №6 яч. 10	ТЛК-СТ-10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №58720-14	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Устройство синхронизации времени: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Компьютер: Сервер Intel Xeon W-2133, RAM 64Gb, Win 2019
5	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №7 яч. 11	ТБК-10 400/5 (А) Кл.т. 0,5 ТПЛ-10 У3 400/5 (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01. Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
6	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №24 яч. 35	ТОЛ-10УТ2.1 200/5 (А),(С) Кл.т. 0,5 Рег. № 6009-77	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
7	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №25 яч. 36	ТОЛ-10УТ2.1 200/5 (А), (С) Кл.т 0,5 Рег. №6009-77	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
8	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №8 яч. 15	ТПЛ 10 400/5 (А),(С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
9	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №9 яч. 16	ТПЛ 10У3 400/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №11 яч. 22	ТПЛМ-10 300/5 (А) Кл.т. 0,5 Рег. №2363-68 ТПЛ-10-М 300/5 (С) Кл.т. 0,5 Рег. №22192-07	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Устройство синхронизации времени: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Компьютер: Сервер Intel Xeon W-2133, RAM 64Gb, Win 2019
11	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №12 яч. 23	ТВЛМ-10 200/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1856-63	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
12	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №13 яч. 24	ТВЛМ-10 200/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1856-63	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т.0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
13	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ ВЛ-35кВ №27 Город	ТВЭ-35 300/5 (А), (В), (С) Кл.т. 0,2 Рег. №44359-10	НАМИ-35УХЛ1 35000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т.0,5 Рег. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
14	ПС Восточная-1 110/35/6 кВ ВЛ-35кВ Северная	ТФНД-35М 400/5 (А) Кл.т. 0,5 Рег. № 3689-73 ТФЗМ-35А-У1 400/5 (С) Кл.т. 0,5 Рег. № 3690-73	НАМИ-35УХЛ1 35000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ПС Восточная-1 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №12 яч.10	ТВЛМ-10 200/5 (А) №08093 (С) №03229 Кл.т. 0,5 Рег. №1856-63	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № ППЛТС Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112062218 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Устройство синхронизации времени: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Компьютер: Сервер Intel Xeon W-2133, RAM 64Gb, Win 2019
16	ПС Восточная-1 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №13 яч.12	ТЛК-СТ-10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №58720-14	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
17	ПС Восточная-1 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №14 яч.8	ТВЛМ-10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1856-63	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т.0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
18	ПС Восточная-1 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №15 яч.9	ТЛК-СТ-10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №58720-14	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
19	ПС Восточная 35/6 кВ КЛ-6кВ №2 яч.9	ТПЛ 10 200/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
20	ПС Восточная 35/6 кВ КЛ-6кВ №3 яч.11	ТПЛМ-10 300/5 (А), (С) Кл.т.0,5 Рег. №2363-68	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т.0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
21	ПС Восточная 35/6 кВ КЛ-6кВ №6 яч.23	ТПЛ 10 200/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
22	ПС Восточная 35/6 кВ КЛ-6кВ №7 яч.25	ТПЛ 10У3 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Устройство синхронизации времени: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Компьютер: Сервер Intel Xeon W-2133, RAM 64Gb, Win 2019
23	ПС Восточная 35/6 кВ КЛ-6кВ №8 яч.22	ТПЛ 10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
24	ПС Восточная 35/6 кВ, КЛ-6кВ №9; яч.24	ТПЛ 10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
25	ПС Восточная 35/5кВ, КЛ-6кВ №11 яч.20	ТПЛМ-10 400/5 (А),(С) Кл.т. 0,5 Рег. №2363-68	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
26	ПС Восточная - 1 110/35/6 кВ КЛ – 6кВ № 17 яч.11	ТВЛМ-10 200/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1856-63	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
27	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ – 6кВ № 4 яч.8	ТПЛ 10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
28	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ – 6кВ № 17 яч.31	ТПЛ 10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
29	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ № 18 ч.33	ТПЛМ-10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №2363-68	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Устройство синхронизации времени: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Компьютер: Сервер Intel Xeon W-2133, RAM 64Gb, Win 2019
30	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ № 22 яч.37	ТПЛ 10У3 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
31	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ №9 яч.16	ТПЛ 10У3 200/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
32	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ № 14 яч.27	ТПЛ 10У3 200/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т.0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
33	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ № 15 яч.29	ТПЛ 10У3 200/5 (А) ТВЛМ-10 У3 (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
34	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ № 16 яч.30	ТПЛ 10У3 200/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
35	ТП 33 КЛ-6кВ на ТП 244	ТЛК-СТ-10 150/5 (А), (С) Кл.т. 0,5 Рег. №58720-14	НТМК-6У4 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 323-49	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
36	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №15 яч.26	ТЛО 10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,2S Рег. №25433-11	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
37	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №22 яч.33	ТЛО 10 300/5 (А), (С) Кл.т. 0,2S Рег. №25433-11	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Примечания:

1. Кл.т – класс точности средства измерений.
2. Рег.№ - регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
3. Допускается замена счетчиков, ТТ, ТН, УССВ 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.

Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 Пределы допускаемых *основных* относительных погрешностей измерения АИИС КУЭ активной/реактивной электроэнергии (мощности) при доверительной вероятности 0,95

№ КИ	Кл.т. ТТ	Кл.т. ТН	Кл.т. сч	cos φ	5%≤I/In<20% W _{P5%} ≤W _P <W _{P20%}	20%≤I/In<100% W _{P20%} ≤W _P <W _{P100%}	100%≤I/In≤120% W _{P100%} ≤W _P ≤W _{P120%}
1-12, 14-35	0,5	0,5	0,5s	0,5	±5,5	±2,9	±2,2
				0,8	±3,0	±1,6	±1,3
				1,0	±2,0	±1,1	±0,9
13	0,2	0,5	0,5s	0,5	±2,5	±1,6	±1,3
				0,8	±1,7	±1,1	±1,0
				1,0	±1,5	±0,9	±0,8
36, 37	0,2s	0,5	0,2s	0,5	±1,6	±1,4	±1,4
				0,8	±0,9	±0,8	±0,7
				1,0	±0,7	±0,6	±0,6
№ КИ	Кл.т. ТТ	Кл.т. ТН	Кл.т. сч	cos φ /sin φ	5%≤I/In<20% W _{Q5%} ≤W _Q <W _{Q20%}	20%≤I/In<100% W _{Q20%} ≤W _Q <W _{Q100%}	100%≤I/In≤120% W _{Q100%} ≤W _Q ≤W _{Q120%}
1-12, 14-35	0,5	0,5	1,0	0,5/0,87	±2,9	±1,8	±1,6
				0,8/0,6	±4,7	±2,7	±2,1
13	0,2	0,5	1,0	0,5/0,87	±2,1	±1,5	±1,4
				0,8/0,6	±2,7	±1,8	±1,7
36, 37	0,2s	0,5	0,5	0,5/0,87	±1,2	±0,9	±0,9
				0,8/0,6	±1,6	±1,3	±1,2

Таблица 4 Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной/реактивной электроэнергии (мощности) для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

№ КИ	Кл.т. ТТ	Кл.т. ТН	Кл.т. сч	cos φ	5%≤I/In<20% W _{P5%} ≤W _P <W _{P20%}	20%≤I/In<100% W _{P20%} ≤W _P <W _{P100%}	100%≤I/In≤120% W _{P100%} ≤W _P ≤W _{P120%}
1-12, 14-35	0,5	0,5	0,5s	0,5	±5,5	±3,0	±2,4
				0,8	±3,0	±1,7	±1,5
				1,0	±2,1	±1,3	±1,2
13	0,2	0,5	0,5s	0,5	±2,6	±1,9	±1,8
				0,8	±1,9	±1,3	±1,2
				1,0	±1,6	±1,1	±1,0
36, 37	0,2s	0,5	0,2s	0,5	±1,6	±1,5	±1,5
				0,8	±1,0	±0,9	±0,9
				1,0	±0,8	±0,7	±0,7
№ КИ	Кл.т. ТТ	Кл.т. ТН	Кл.т. сч	Cos /sin φ	5%≤I/In<20% W _{Q5%} ≤W _Q <W _{Q20%}	20%≤I/In<100% W _{Q20%} ≤W _Q <W _{Q100%}	100%≤I/In≤120% W _{Q100%} ≤W _Q ≤W _{Q120%}
1-12, 14-35	0,5	0,5	1,0	0,5/0,87	±3,2	±2,0	±1,8
				0,8/0,6	±4,9	±2,8	±2,3
13	0,2	0,5	1,0	0,5/0,87	±2,4	±1,7	±1,6
				0,8/0,6	±3,0	±2,0	±1,8
36, 37	0,2s	0,5	0,5	0,5/0,87	±1,4	±1,1	±1,1
				0,8/0,6	±1,8	±1,4	±1,4

Пределы абсолютной погрешности синхронизации компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к национальной шкале координированного времени РФ UTC (SU) ± 5 с

Примечания

I/In – значение первичного тока в сети в процентах от номинального;

W_{P5%} %(W_{Q5%}) -W_{P120%} %(W_{Q120%} %), - значения электроэнергии активной/реактивной при соотношении I/In равном от 5% до 120 %;

cosφ/sin φ – коэффициенты активной/реактивной мощности

ТН по ГОСТ 1983-2015 и ЭД.

ТТ по ГОСТ 7746-2015 и ЭД.

Счётчики электроэнергии для измерения активной и реактивной энергии СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.01 в соответствии с документом ИЛГШ.411152.124 РЭ.

Счётчики электроэнергии для измерения активной и реактивной энергии ПСЧ-4ТМ.03.М в соответствии с документом ИЛГШ.411152.126РЭ

Таблица 5 – Основные технические характеристики КИ АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество КИ	37
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$, - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 5 до 120 от 49 до 51 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{смк.} от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в местах расположения счетчиков, °С _д - температура окружающей среды для сервера, °С _д	от 90 до 110 от 5 до 120 от 47,5 до 52,5 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{смк.} от -20 до +40 от +5 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Трансформаторы тока среднее время наработки на отказ, ч, не менее Трансформаторы напряжения среднее время наработки на отказ, ч, не менее	4000000 4000000
Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее для счетчика СЭТ-4ТМ.03.01 для счетчика ПСЧ-4ТМ.05 для счетчика СЭ Т-4ТМ.03М - среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчика СЭТ-4ТМ.03.01 для счетчика ПСЧ-4 типа ТМ.05 для счетчика СЭТ-4ТМ.03М	90000 90000 140000 2 2 2
Устройство синхронизации времени УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	100000 2
Сервер: - коэффициент готовности не менее - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	0,99 100000 1

Продолжение таблицы 5

1	2
Каналообразующая аппаратура: - коэффициент готовности не менее - среднее время наработки па отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	0,95 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее для счетчика СЭТ-4ТМ.03.01 для счетчика ПСЧ-4ТМ.05 для счетчика СЭТ-4ТМ.03М - при отключении питания, лет, не менее для счетчика СЭТ-4ТМ.03.01 для счетчика ПСЧ-4ТМ.05 для счетчика СЭТ-4ТМ.03М Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств изменений, лет, не менее	113 56 113 10 10 10 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 по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий сервера:
- журналы событий счетчика;
- параметрирования сервера;
- коррекции времени в сервере.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК.
 - защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК.
- Возможность коррекции времени в:
- счетчиках (функция автоматизирована);
 - сервере ИВК (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Измерительный трансформатор тока	ТПЛ-10	37
Измерительный трансформатор тока	ТВЛМ-10	10
Измерительный трансформатор тока	ТПЛМ-10	6
Измерительный трансформатор тока	ТВЭ-35	3
Измерительный трансформатор тока	ТФЗМ-35А-У1	1
Измерительный трансформатор тока	ТФНД-35М	1
Измерительный трансформатор тока	ТВК-10-1	1
Измерительный трансформатор тока	ТЛК-СТ-10	8
Измерительный трансформатор тока	ТЛО-10	4
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-10УТ2.1	4
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	4
Измерительный трансформатор напряжения	НТМК-6У4	1
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-35	2
Счётчик электрической энергии multifunctional	СЭТ - 4ТМ.03.01	34
Счётчик электрической энергии multifunctional	ПСЧ-4ТМ.05	1
Счётчик электрической энергии multifunctional	СЭТ - 4ТМ.03М	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер	Intel Xeon W-2133, RAM 64Gb, Win 2019	1
Программное обеспечение	Энфорс ОРЭМ -АРМ пользователя	1
Программное обеспечение	АСКУЭ БП – сбор данных	1
Паспорт-формуляр	НСЛГ.466645.055 ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии МУП «Борисоглебская горэлектросеть», аттестованном ФБУ «Воронежский ЦСМ», аттестат об аккредитации № 01.00272-2014 от 25.03.2014 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.

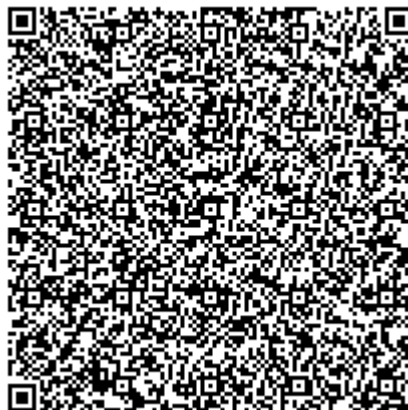
Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергоучёт» (ООО «Энергоучёт»)
ИНН 3663051069
Адрес: 394007, г. Воронеж, ул. Димитрова, д. 2а, оф. 5,
Тел.+7(473) 2428981, +7(473) 2428002
E-mail: energouchetvrn@mail.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Воронежской области» (ФБУ «Воронежский ЦСМ»)
Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Станкевича, д. 2.
Телефон (факс): +7 (473) 257-45-05
E-mail: mail@csm.vrn.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Воронежский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311949 от 03.11.2016 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №811

Регистрационный № 85075-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Мониторы дыхательные портативные Capnostream 20

Назначение средства измерений

Мониторы дыхательные портативные Capnostream 20 (далее по тексту – мониторы) предназначены для измерений: концентрации углекислого газа в выдыхаемом воздухе, уровня насыщения кислородом (сатурация), частоты дыхательных движений и пульса.

Описание средства измерений

Принцип действия модуля пульсоксиметрии основан на различном спектральном поглощении оксигемоглобина и восстановленного гемоглобина крови. Пульсирующая кровь в ткани (пальца или мочки уха) просвечивается источниками излучения в области красного и инфракрасного спектра. Полученные сигналы после соответствующей обработки преобразуются в фотоплетизмограмму, выводимую на дисплей монитора, и позволяют определить коэффициенты модуляции световых потоков с различными длинами волн и по их соотношению определить насыщение кислородом гемоглобина крови, при этом периодичность модуляции соответствует частоте пульса.

В мониторе Capnostream 20 объединены функции капнографа и пульсоксиметра. Монитор позволяет выполнять непрерывное неинвазивное измерение и контроль концентрации углекислого газа в выдыхаемом воздухе (EtCO_2), а также частоту дыхательных движений (ЧДД). Кроме того, устройство позволяет выполнять непрерывный неинвазивный контроль функционального насыщения кислородом артериального гемоглобина (SpO_2) и частоты пульса (ЧП).

Конструктивно монитор представляет собой портативное прикроватное устройство, изготовленное из ударопрочного пластика АБС и комплекта датчиков.

Общий вид средства измерений приведён на рисунках 1 и 2.

Места нанесения знака утверждения типа и пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунках 1 и 2.

Серийный (заводской) номер, состоящий из цифр и букв, наносится на этикетку, крепящуюся в месте, указанном на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид средства измерений

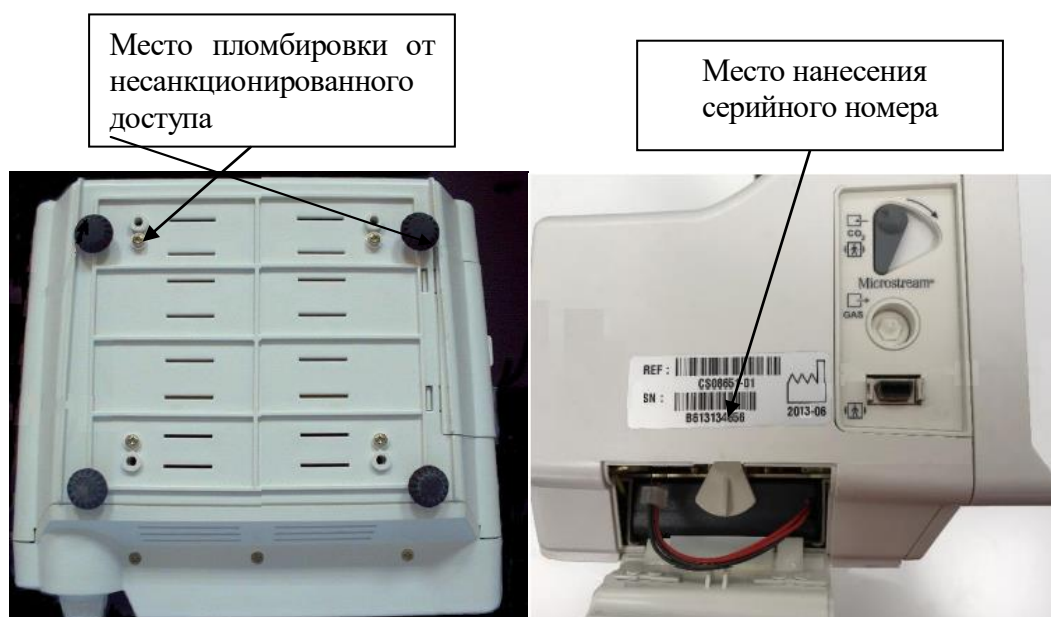


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, место нанесения знака утверждения типа и место нанесения серийного номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) встроенное, предназначено для управления, считывания и сохранения результатов измерений, изменения настроек и параметров мониторов. Программное обеспечение мониторов запускается в автоматическом режиме после включения. ПО защищено от преднамеренных и непреднамеренных изменений.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	monitor software
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 9.3

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Канал Microstream EtCO ₂	
Диапазон измерений концентрации углекислого газа (CO ₂), %	от 0 до 15
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений концентрации углекислого газа (CO ₂): – в диапазоне от 0 до 4 включ., % – в диапазоне от 4 до 15, %	±0,3 ±0,9
Диапазон измерений частоты дыхательных движений (ЧДД), мин ⁻¹	от 12 до 60
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений частоты дыхательных движений (ЧДД), %	±30
Канал Nelleor SPO ₂	
Диапазон измерений значений сатурации артериальной крови (SpO ₂), %	от 70 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений сатурации артериальной крови (SpO ₂), %	±2
Диапазон измерений частоты пульса (ЧП), мин ⁻¹	от 30 до 240
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты пульса (ЧП), мин ⁻¹	±3

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	от 100 до 240 50 или 60
Габаритные размеры, мм, не более: – высота – ширина – длина	167 220 192
Масса, кг, не более	3,5
Средний срок службы, лет, не менее	5
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	от +15 до +25 80

Знак утверждения типа

наносится в месте, указанном на рисунке 1, в виде самоклеящейся этикетки, а также на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Монитор	Capnostream 20	1 шт.
Быстродействующий предохранитель 3,15 А с низкой отключающей способностью	—	2 шт.
Начальный комплект	FilterLine™	1 шт.
Комплект датчика SpO2	—	1 шт.
Удлинитель для датчика SpO2	—	1 шт.
Рулон бумаги для принтера ¹	—	1 шт.
Аккумуляторная батарея	—	1 шт.
Компакт-диск с дополнительной документацией ²	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
¹ – Один рулон установлен в принтер и один рулон – дополнительный ² – Протоколы передачи данных RS-232 Capnostream 20, указания по применению приложения для передачи данных о пациенте и руководство по эксплуатации на других языках		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в главе 4 «Распаковка и подготовка к работе» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к мониторам дыхательным портативным Capnostream 20

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 № 3464 «Об утверждении государственной поверочной схемы для электродиагностических средств измерений медицинского назначения»

ГОСТ 8.578-2014 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых средах

Техническая документация Oridion Medical 1987 Ltd.

Изготовитель

Oridion Medical 1987 Ltd., Израиль

Адрес: 7 Hamarpe St., P.O. Box 45025, Jerusalem 9777407

Телефон: +44(0) 1280 827120

Факс: +44(0) 1280 823302

Испытательный центр

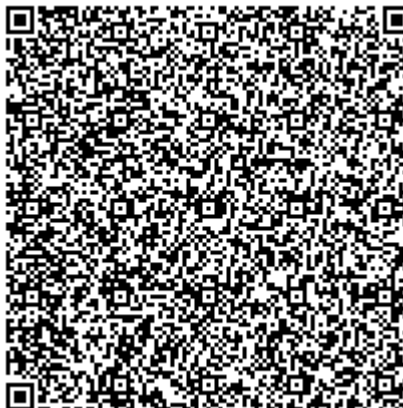
Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский и испытательный институт медицинской техники» Федеральной службы по надзору в сфере здравоохранения (ФГБУ «ВНИИИМТ» Росздравнадзора)

Адрес: 115478, г. Москва, Каширское шоссе, д. 24, стр. 16

Телефон: +7 (495) 989-73-62

E-mail: info@vniiimt.org

Регистрационный номер RA.RU.312253 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №811

Регистрационный № 85076-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы биохимические автоматические BioChem

Назначение средства измерений

Анализаторы биохимические автоматические BioChem (далее - анализаторы) предназначены для измерений содержания глюкозы, мочевины, холестерина, а также ионов кальция (Ca^{2+}) в биологических жидкостях.

Описание средства измерений

Принцип работы анализаторов основан на колориметрическом методе измерения определяемых биохимических компонентов. Анализаторы выполняют измерения оптической плотности проб после инкубации диагностических реагентов с образцами биологических жидкостей с последующим пересчетом в молярную (массовую) концентрацию определяемого компонента.

Анализаторы представляют собой стационарные настольные приборы, конструктивно состоящие из блока анализа, блока управления (компьютер) и блока вывода результатов (принтер). Блок анализа состоит из: диска проб/реагентов, системы дозирования проб/реагентов, реакционного диска (ротора), гидравлической системы, фотометрической системы. Фотометрическая система, расположенная внутри блока анализа, измеряет поглощающую способность реакционной смеси в кювете и состоит из источника света (галогеновая лампа), решеток, фотодиодной матрицы, интерференционных фильтров и других деталей. Блок управления представляет собой компьютер с программным обеспечением, установленным для управления анализатором, обработки и вывода результатов измерений, а также ввода, хранения и запроса данных. Блок вывода предназначен для распечатки результатов тестов и других данных (принтер).

Анализаторы выпускаются следующих моделей: FC-200, FC-360, которые отличаются габаритными размерами, массой, рабочими длинами волн встроенных интерференционных светофильтров и дополнительными опциями. Модель FC-360 укомплектована многоцветными наливными кюветами и моющим блоком кювет. Модель FC-200 укомплектована одноразовыми наливными кюветами.

Результаты измерений представляются в единицах молярной (массовой) концентрации определяемых компонентов в ммоль/дм³ (ммоль/л) (мг/дм³ (мг/л)).

Общий вид анализаторов приведен на рисунке 1.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, место нанесения заводского номера и место нанесения знака утверждения типа (в случае его нанесения на корпус анализаторов) приведены на рисунке 2. Заводской номер имеет числовой формат и нанесен на заднюю часть прибора (на заводской этикетке) типографским методом, обеспечивающим его прочтение и сохранность в процессе эксплуатации.

По заявлению владельца приборов или лица, представившего их на поверку, с учетом требований методик поверки знак поверки наносится на свидетельство о поверке (в случае его оформления). На корпус приборов нанесение знака поверки не допускается. Место нанесения заводского номера и знака утверждения типа приведены на рисунке 2.



а) модель FC-200



б) модель FC-360

Рисунок 1 – Общий вид анализаторов биохимических автоматических BioChem



Место пломбировки



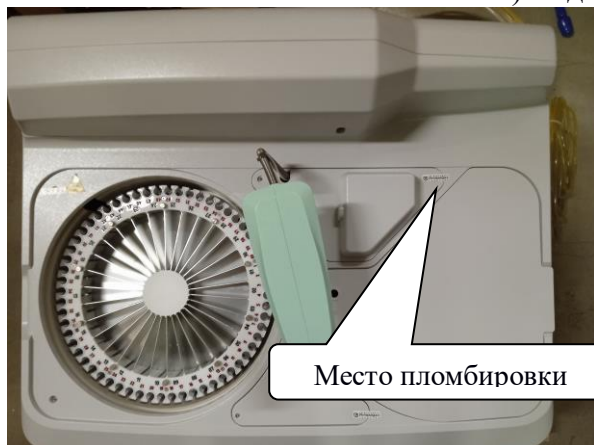
Место нанесения
заводского номера

Место пломбировки



Место нанесения знака
утверждения типа

а) модель FC-200



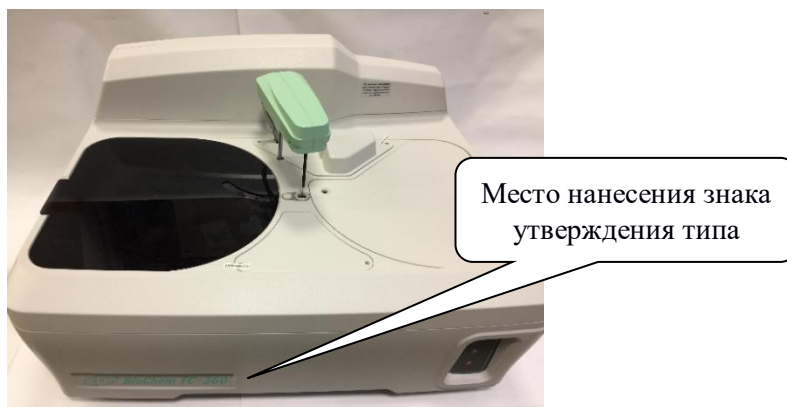
Место пломбировки



Место нанесения знака
утверждения типа

Место пломбировки

Место нанесения
заводского номера



б) модель FC-360

Рисунок 2 – Схема нанесения заводского номера и знака утверждения типа, обозначение места пломбировки

Программное обеспечение

Анализаторы имеют автономное программное обеспечение.

Основными функциями ПО анализаторов являются управление работой анализаторов, обработка и вывод результатов измерений, изменение настроечных параметров анализатора, просмотр памяти данных, передача данных, хранение результатов измерений.

Структура программного обеспечения представляет древовидную форму и состоит из разделов, прописанных в соответствующих главах руководства по эксплуатации на анализаторы.

Версия ПО модели FC-360 идентифицируется при загрузке. Версия ПО модели FC-200 доступна после включения и завершения функции самопроверки анализатора.

Защита ПО от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

При нормировании метрологических характеристик учтено влияние программного обеспечения.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в Таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	BioChem FC-200	BioChem FC-360
Идентификационное наименование ПО	HTI BioChem FC-200	InCCA
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.2.118	2.04.04
Цифровой идентификатор ПО*	02961c56a518ad7f1d20d150b87b0ac7	b69654e8089b06d030533c5af9930f6a
Алгоритм вычисления контрольной суммы	md5	
*Контрольная сумма указана для приведенной версии ПО		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Метрологические характеристики

Определяемые компоненты	Наименование и значение характеристики		
	Диапазон измерений молярной концентрации, ммоль/дм ³	Диапазон измерений массовой концентрации, мг/дм ³	Пределы допускаемой относительной погрешности, %*
Мочевина	от 0,1 до 88,0	от 6 до 5285	± 15
Глюкоза	от 0,1 до 28,0	от 18 до 5045	± 15
Холестерин	от 0,1 до 26,0	от 390 до 10053	± 15
Ca ²⁺	от 0,1 до 5,0	от 4 до 200	± 10
* - метрологическая характеристика приведена для контрольных водных растворов определяемых компонентов, без предварительного разведения образцов			

Таблица 3 — Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество одновременно производимых исследований, тестов/ч, не более: модель FC-200; модель FC-360.	240 360
Напряжение питания сети переменного тока с частотой (50 / 60) Гц, В (для всех моделей)	от 100 до 240
Потребляемая мощность от сети, В·А, не более: модель FC-200; модель FC-360.	1500 400
Габаритные размеры: глубина × высота × длина, мм, не более: модель FC-200; модель FC-360.	667×635×806 580×450×800
Масса, кг, не более: модель FC-200; модель FC-360.	83 55
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, % - диапазон атмосферного давления, кПа.	от +10 до +30 от 20 до 85 от 86 до 106
Средний срок службы, лет	5
Наработка на отказ, ч, не менее	10 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом и/или на корпус анализаторов в виде клеевой этикетки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 — Комплектность систем

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор биохимический автоматический BioChem*	FC-200, FC-360	1 шт.
Комплект принадлежностей**	-	1 комплект
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
* - модель анализатора уточняется при заказе; ** - каждый анализатор комплектуется принадлежностями согласно требованию заказчика и перечня, указанного в Руководстве по эксплуатации.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 1.1.2 «Анализаторы биохимические автоматические BioChem модель FC-200. Руководство по эксплуатации», п. 3 «Анализаторы биохимические автоматические BioChem модель FC-360. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам биохимическим автоматическим BioChem

Техническая документация компании «High Technology, Inc.», США

Государственная поверочная схема для средств измерений содержания органических и элементарно-органических компонентов в жидких и твердых веществах и материалах, утвержденная приказом Росстандарта №988 от 10.06.2021

Государственная поверочная схема для средств измерений содержания неорганических компонентов в жидких и твердых веществах и материалах, утвержденная приказом Росстандарта №148 от 19.02.2021

Изготовитель

Компания «High Technology, Inc.», США

Адрес: 20 Alice Agnew Dr. North Attleboro, MA 02763 USA

Телефон/факс: +1 (508) 660-22-21, доб. 208 / +1 (508) 660-22-24

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

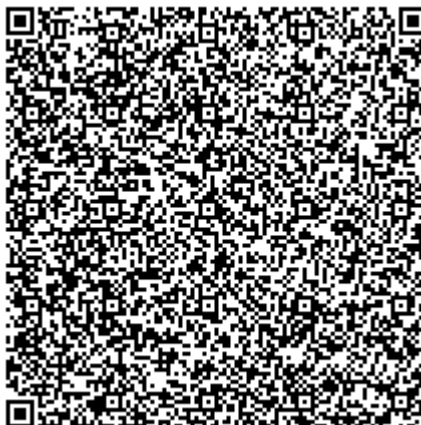
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон/факс: +7 (812) 251-76-01 / +7(812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311541



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» апреля 2022 г. №811

Регистрационный № 85077-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Блоки регистрации измерительные РКС

Назначение средства измерений

Блоки регистрации измерительные РКС (далее – блоки РКС) предназначены для измерений продольной (горизонтальной) силы растяжения при определении коэффициента сцепления на взлетно-посадочной полосе.

Описание средства измерений

Принцип действия блоков РКС заключается в преобразовании деформации упругого элемента датчика, вызванной действием приложенной силы, в электрический сигнал.

Блоки РКС состоят из планшета с установленным специализированным программным обеспечением, тензорезисторного датчика и блока РКС-БД, оборудованного модулем с поддержкой систем позиционирования GPS/GLONASS.

Тензорезисторный датчик состоит из упругого элемента, тензорезисторов на клеевой основе и элементов герметизации. Тензорезисторы соединены между собой по мостовой схеме, включающей элементы термокомпенсации и нормирования. Питание тензорезисторного моста осуществляется блоком РКС-БД по соединительному кабелю. Приложенная сила вызывает разбаланс тензорезисторного моста. Аналоговый электрический сигнал разбаланса моста поступает в защищенный планшет для аналого-цифрового преобразования, обработки и индикации результата измерений.

Знак утверждения типа наносится на маркировочную табличку, расположенную на задней крышке планшета, фотохимическим способом.

Знак поверки на блоки РКС не наносится.

Заводской номер указывается на фирменной табличке, расположенной на задней крышке планшета.



Рисунок 1 – Общий вид блока регистрации измерительного РКС
и схема пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

В блоках регистрации измерительных РКС используется встроенное в планшет программное обеспечение (ПО). ПО выполняет функции по сбору, обработке, хранению, передаче и представлению измерительной информации.

Идентификация программы: идентификационное наименование отображается на начальном экране, номер версии ПО отображается на начальном экране при входе в меню «Информация о системе» (кнопка  на начальном экране).

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных воздействий в соответствии с Р 50.2.077-2014 «средний». Влияние программного обеспечения на метрологические характеристики учтено при нормировании метрологических характеристик.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГАВР.05.07.21.001
Номер версии (идентификационный номер) ПО*	1.1.10
Цифровой идентификатор ПО	-
* Номер версии (идентификационный номер) ПО не ниже указанного	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений силы, кН (кгс)	от 0,1 до 1,0 (от 10,20 до 101,97)
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений силы, %*	±1
* Нормирующий коэффициент X_n равен верхнему пределу диапазона измерений силы	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры весоизмерительного датчика (длина; ширина; высота), мм, не более	94; 90; 42
Габаритные размеры блока РКС-БД (длина; ширина; высота), мм, не более	140; 64; 35
Габаритные размеры планшета (длина; ширина; высота), мм, не более	280; 190; 40
Масса весоизмерительного датчика, кг, не более	1,3
Масса блока РКС-БД, кг, не более	0,8
Масса планшета, кг, не более	2,0
Условия эксплуатации: - весоизмерительного датчика и блока РКС-БД: - диапазон рабочих температур, °C - относительная влажность воздуха при температуре 25 °C и ниже без конденсации влаги, %, не более - планшета: - диапазон рабочих температур, °C - относительная влажность воздуха при температуре 25 °C и ниже без конденсации влаги, %, не более	от -30 до +40 80 от +5 до +35 80
Параметры электрического питания: - блока РКС-БД, напряжение постоянного тока, В - планшета, от аккумулятора, напряжение постоянного тока, В	от 9,5 до 14,4 от 4,5 до 5,5
Вероятность безотказной работы за 2000 ч	0,98
Средний срок службы, лет	7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и на табличку с маркировкой изготовителя, закрепленную на задней крышке планшета, фотохимическим способом или способом лазерной гравировки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность блоков РКС

Наименование	Обозначение	Количество
Блок регистрации измерительный	РКС	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ГАВР.411124.002-01РЭ	1 экз.
Паспорт	ГАВР.411124.002-01ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 ГАВР.411124.002-01РЭ Блоки регистрации измерительные РКС. Руководство по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к блокам регистрации измерительным РКС

Государственная поверочная схема для средств измерений силы, утвержденная Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22.10.2019 № 2498

Технические условия ГАВР.411124.002 ТУ Блоки регистрации измерительные РКС

Изготовитель

Акционерное общество «Опытный завод № 31 Гражданской авиации» (АО «Опытный завод № 31 Гражданской авиации»)

ИНН 5050012314

Адрес: 141107, Московская обл., г. Щелково, ул. Браварская, д. 100, к.1, оф.1

Телефон: (495) 940-60-37

Web-сайт: www.zavod31ga.ru

E-mail: info@zavod31ga.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

Адрес: 190005, Россия, Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713- 01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311541

