

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №796

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.	Полуприцепы-цистерны	ППЦ 96392	Е	85021-22	X8996392GE4AC6445, X8996392GE4AC6446, X8996392GE4AC6447	Закрытое акционерное общество "Компания автоприцепов" (ЗАО "КА-ПРИ"), Ленинградская область, Кировский р-н., гп. Павлово	Закрытое акционерное общество "Компания автоприцепов" (ЗАО "КА-ПРИ"), Ленинградская область, Кировский р-н., гп. Павлово	ОС	ГОСТ 8.600-2011	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Транспортная Компания "Арис ЛТД" (ООО "Транспортная Компания "Арис ЛТД"), Ленинградская обл., Гатчинский р-н., Большеколпанская волость, д. М. Колпаны	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	09.11.2021
2.	Термопреобразователи сопротивления	iTHERM Compact Line	С	85022-22	R80089044E3, P90422044E3, RA002A044E3	Фирма "Endress+Hauser S.r.L.", Италия; Фирма	Фирма Endress+Hauser Wetzler GmbH+Co.KG, Германия	ОС	МП 207-053-2021	2 года - для ТС с функцией	Общество с ограниченной ответственностью "Эндресс+Хаузер"	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	29.10.2021

						Endress+Hause r Wetzger GmbH+Co.KG, Германия				Кал-ленда- ра - ван Дюзе- на, 5 лет - для осталь ных ТС	(ООО "Эн- дресс+Хаузер"), г. Москва		
3.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии АИИС КУЭ ЕНЭС ОРУ 500 кВ При- морская ГРЭС	Обозна- чение отсут- ствует	Е	85023-22	ВСТ009	Публичное акционерное общество "Фе- деральная се- тевая компа- ния Единой энергетиче- ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Фе- деральная се- тевая компа- ния Единой энергетиче- ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП-019- 2021	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью Управ- ляющая ком- пания "Рус- ЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнерго- Мир"), г. Но- восибирск	ООО "Энер- Тест", Мос- ковская обл., г. Щёлково	03.12.2021
4.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Пер- воуральская	Обозна- чение отсут- ствует	Е	85024-22	У018	Публичное акционерное общество "Фе- деральная се- тевая компа- ния Единой энергетиче- ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Фе- деральная се- тевая компа- ния Единой энергетиче- ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП-039- 2021	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью Управ- ляющая ком- пания "Рус- ЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнерго- Мир"), г. Но- восибирск	ООО "Энер- Тест", г. Москва	07.12.2021
5.	Система ав-	Обозна-	Е	85025-22	196	Общество с	Общество с	ОС	МП-	4 года	Общество с	ООО "Энерго-	10.12.2021

	томатизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения потребителя ЗАО "Ди-электрические кабельные системы" в границах Тверской области	чение отсутствует				ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва		312235-175-2021		ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	комплекс", г. Магнитогорск	
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах	Обозначение отсутствует	Е	85026-22	148	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312601-0034.21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО ИИГ "КАРНЕОЛ", г. Магнитогорск	10.12.2021

	Липецкой области												
7.	Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	РГС-60	Е	85027-22	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14	Общество с ограниченной ответственностью "Базовый авиатопливный оператор" (ООО "БА-ТО"), г. Краснодар	Общество с ограниченной ответственностью "Базовый авиатопливный оператор" (ООО "БА-ТО"), г. Краснодар	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Базовый авиатопливный оператор" (ООО "БА-ТО"), г. Краснодар	ООО ИК "СИ-БИНТЕК", г. Москва	27.09.2021
8.	Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	РГС-50	Е	85028-22	6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20	Общество с ограниченной ответственностью "Базовый авиатопливный оператор" (ООО "БА-ТО"), г. Краснодар	Общество с ограниченной ответственностью "Базовый авиатопливный оператор" (ООО "БА-ТО"), г. Краснодар	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Базовый авиатопливный оператор" (ООО "БА-ТО"), г. Краснодар	ООО ИК "СИ-БИНТЕК", г. Москва	27.09.2021
9.	Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	РГС-60	Е	85029-22	1, 2, 3, 4, 5	Общество с ограниченной ответственностью "Базовый авиатопливный оператор" (ООО "БА-ТО"), г. Краснодар	Общество с ограниченной ответственностью "Базовый авиатопливный оператор" (ООО "БА-ТО"), г. Краснодар	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Базовый авиатопливный оператор" (ООО "БА-ТО"), г. Краснодар	ООО ИК "СИ-БИНТЕК", г. Москва	27.09.2021
10.	Мультиметры со встроенной тепловизионной камерой	DT	С	85030-22	мод. DT-898 зав. № 180604250, мод. DT-9889 зав. № 180903539	Фирма "SHENZHEN EVERBEST MACHINERY CO., LTD", KHP	Фирма "SHENZHEN EVERBEST MACHINERY CO., LTD", KHP	ОС	МП 206.1-038-2020	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "СЕМ ТЕСТ ИНСТРУМЕНТ" (ООО "СЕМ ТЕСТ ИНСТРУМЕНТ"), Московская область, Красногорский р-н,	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	29.06.2021

11.	Резервуары вертикальные стальные цилиндрические	PBC	E	85031-22	PBC-10000 зав.№№ 23, 24, 25; PBC-20000 зав.№№ 21, 22	Закрытое акционерное общество "АП Саратовский завод резервуарных металлоконструкций" (ЗАО "АП РМК"), г. Саратов	Закрытое акционерное общество "АП Саратовский завод резервуарных металлоконструкций" (ЗАО "АП РМК"), г. Саратов	ОС	МП 548-2021	5 лет	69 км МКАД Акционерное общество "Усть-Луга Ойл" (АО "Усть-Луга Ойл"), Ленинградская обл., Кингисеппский р-н, Вистинское с. п., Морской торговый порт Усть-Луга, комплекс наливных грузов	ФБУ "Пензенский ЦСМ", г. Пенза	08.11.2021
12.	Трансформаторы тока	TAPE WOUND	E	85032-22	C145709, C145710, C145711, C145700, C145701, C145702, C145712, C145713, C145714, C145703, C145704, C145705, C145715, C145716, C145717, C145706, C145707, C145708	Narayan Power-tech Pvt. Ltd., Индия	Narayan Power-tech Pvt. Ltd., Индия	ОС	ГОСТ 8.217-2003	7 лет	"ЭНКА Иншаат ве Санайи Аноним Ширкети", Турция	ФБУ "ЦСМ Татарстан", г. Казань	30.09.2021
13.	Антенны измерительные	PMM BL-01	C	85033-22	000WX90903	Фирма "Narda Safety Test Solutions S.r.l.", Италия	Фирма "Narda Safety Test Solutions S.r.l.", Италия	ОС	PMM BL-01 МП	2 года	Общество с ограниченной ответственностью НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР "ПРИБОР", Московская область, г. Мытищи	ФГБУ "ГНМЦ" Минобороны России, Московская обл., г. Мытищи	27.01.2021
14.	Генераторы сигналов	PMM 30xx	C	85034-22	040WW80405, 050ZW00902	Фирма "Narda Safety Test Solutions S.r.l.", Италия	Фирма "Narda Safety Test Solutions S.r.l.", Италия	ОС	PMM 30xx МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью НАУЧ-	ФГБУ "ГНМЦ" Минобороны России, Москов-	27.08.2021

											НО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР "ПРИБОР", Московская область, г. Мытищи	ская обл., г. Мытищи	
15.	Источники питания постоянного тока	PMX	C	85035-22	BR000316, BR000571, AV000726, BS000382, BN000519	"Kikusui Electronics Corp.", Япония	"Kikusui Electronics Corp.", Япония	ОС	ПР-13-2021МП	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Микроэлектроника" (ООО "Микроэлектроника"), г. Москва	АО "ПриСТ", г. Москва	29.09.2021
16.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета газообразного топлива филиала "Южноуральская ГРЭС" АО "Интер РАО - Электрогенерация" (ЮГРЭС-2)	Обозначение отсутствует	E	85036-22	01	Филиал "Южноуральская ГРЭС" АО "Интер РАО - Электрогенерация" (ЮГРЭС-2), Челябинская область, г. Южноуральск	Филиал "Южноуральская ГРЭС" АО "Интер РАО - Электрогенерация" (ЮГРЭС-2), Челябинская область, г. Южноуральск	ОС	МП 201-056-2021	2 года	Филиал "Южноуральская ГРЭС" АО "Интер РАО - Электрогенерация" (ЮГРЭС-2), Челябинская область, г. Южноуральск	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	07.10.2021

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Полуприцепы-цистерны ППЦ 96392

Назначение средства измерений

Полуприцепы-цистерны ППЦ 96392 (далее – ППЦ) предназначены для измерений объема нефтепродуктов плотностью от 700 до 860 кг/м³.

Описание средства измерений

Принцип действия ППЦ основан на заполнении их жидкостью до указателя уровня налива, соответствующего определенному объему жидкости. Слив жидкости производится самотеком или через насос.

ППЦ состоят из стальной сварной цистерны, имеющей в поперечном сечении чемоданообразную форму, установленной на шасси. Цистерна состоит из герметичных секций. Внутри секций имеются перегородки-волнорезы с отверстиями-лазами. Каждая секция цистерны оборудована заливной горловиной круглой формы с установленным указателем уровня налива из металлического уголка. ППЦ являются транспортными мерами полной вместимости (далее – ТМ). Указатель уровня налива находится в полости цистерны.

Технологическое оборудование предназначено для операций налива-слива нефтепродуктов и включает в себя:

- горловину с указателем уровня;
- съемную крышку горловины с заливным люком и дыхательным клапаном;
- клапан донный;
- кран шаровой;
- рукава напорно-всасывающие;

На боковых сторонах и сзади ППЦ имеют знаки ограничения максимальной скорости, надписи и знаки с информационными табличками для обозначения транспортного средства, перевозящего определенный груз. Заводские (серийные) номера наносятся на информационную табличку в виде буквенно-цифровых обозначений ударным методом.

Общий вид ППЦ представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид полуприцепа-цистерны ППЦ 96392

Схема пломбировки для защиты от несанкционированного изменения положения указателя уровня налива, обозначение мест нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.

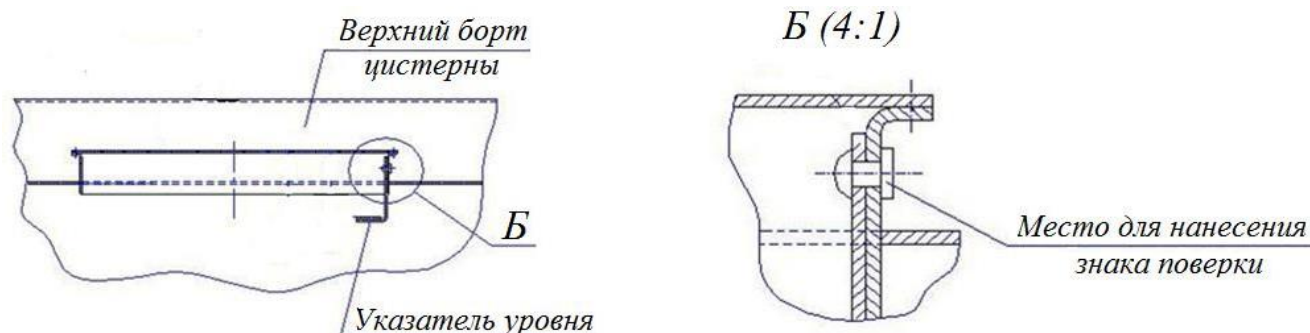


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного изменения положения указателя уровня налива в полости цистерны, обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Заводской номер	X8996392 GE4AC644 5	X8996392GE 4AC6446	X8996392GE 4AC6447
Номинальная вместимость, дм ³	27500		
Действительная вместимость 1-й секции, дм ³	6900	6910	6930
Действительная вместимость 2-й секции, дм ³	7030	7050	7030
Действительная вместимость 3-й секции, дм ³	5020	5040	5030
Действительная вместимость 4-й секции, дм ³	8370	8380	8400

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности ТМ, %	±0,4
Разность между номинальной и действительной вместимостью ТМ, %, не более	±1,5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Снаряженная масса, кг, не более	7700
Габаритные размеры, мм, не более: - длина - высота - ширина	9100 3500 2550
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа

наносится на информационную табличку методом гравировки.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Комплекующие	Обозначение	Количество
Полуприцеп-цистерна	ППЦ 96392 №№ X8996392GE4AC6445, X8996392GE4AC6446, X8996392GE4AC6447	3 шт.
Запасные части, инструменты и принадлежности		3 шт.
Руководство по эксплуатации		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к полуприцепам-цистернам ППЦ 96392

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Компания автоприцепов»

(ЗАО «КАПРИ»)

ИНН 7810247930

Юридический адрес: 187323, Ленинградская область, Кировский р-н., гп. Павлово,
Старое шоссе, д. 12 А

Телефон: +7(812)449-75-12

E-mail: market@kapri.ru

Испытательный центр

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

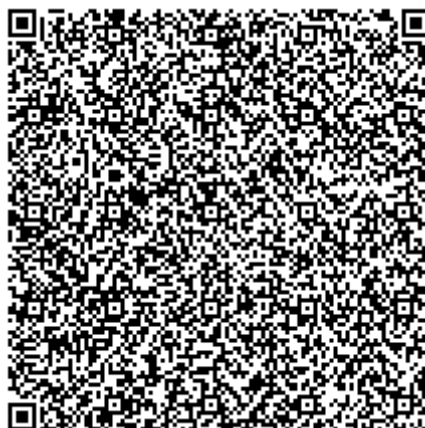
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

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

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: <http://www.vniims.ru>

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №796

Регистрационный № 85022-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термопреобразователи сопротивления iTHERM CompactLine

Назначение средства измерений

Термопреобразователи сопротивления iTHERM CompactLine (далее по тексту – термопреобразователи или ТС) предназначены для измерений температуры жидких и газообразных сред, химически неагрессивных к материалу защитной оболочки измерительной части ТС.

Описание средства измерений

Принцип действия термопреобразователей основан на зависимости электрического сопротивления чувствительного элемента (далее - ЧЭ) ТС от измеряемой температуры. Опционально может осуществляться преобразование сопротивления ЧЭ ТС в цифровой сигнал промышленной коммуникационной сети IO-link или в дискретные сигналы управления внешними электрическими цепями при помощи встроенного транзисторного PNP-выхода (реле), и в унифицированный аналоговый выходной сигнал постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА.

ТС iTHERM CompactLine изготавливаются следующей модели: TM311.

Модель ТС имеет исполнения, различающиеся по типу чувствительного элемента, по метрологическим и техническим характеристикам (в т.ч. по типу выходного сигнала), а также по конструкции корпуса и типу присоединения к процессу.

Термопреобразователи представляют собой компактную неразборную моноблочную конструкцию из нержавеющей стали и выполнены в виде корпуса цилиндрической формы с присоединенной измерительной частью, имеющей различные типы монтажных элементов для присоединения к процессу измерений. В корпусе ТС опционально может быть размещен электронный модуль для осуществления аналого-цифрового и цифро-аналогового преобразования результата измерений. Измерительная часть состоит из одного тонкопленочного платинового ЧЭ с номинальной статической характеристикой (НСХ) преобразования типа «Pt100» по ГОСТ 6651-2009 (МЭК 60751) и 4-х проводной схемой соединения внутренних проводов.

ТС могут быть изготовлены с ЧЭ двух типов, различающихся по конструкции: TF (базовый вариант) и iTHERM TipSens (специальный вариант). ЧЭ типа iTHERM TipSens обладает меньшим временем термической реакции по сравнению с базовым вариантом.

Электрическое подсоединение к измерительной цепи ТС осуществляется при помощи разъема типа «М12» с четырьмя выводами и кодировкой «А» по МЭК 61076-2-101, расположенного в торцевой части корпуса ТС.

ТС могут комплектоваться дополнительными защитными термогильзами различной конструкции, изготовленными из нержавеющей стали или из других материалов.

Заводской (серийный) номер в виде буквенно-цифрового кода наносится на корпус ТС при помощи наклейки и (или) шильдика при помощи гравировки. Конструкция ТС не предусматривает нанесение знака поверки на средство измерений.

Фотографии общего вида термопреобразователей и ТС с указанием места нанесения заводского (серийного) номера приведены на рисунках 1-2.

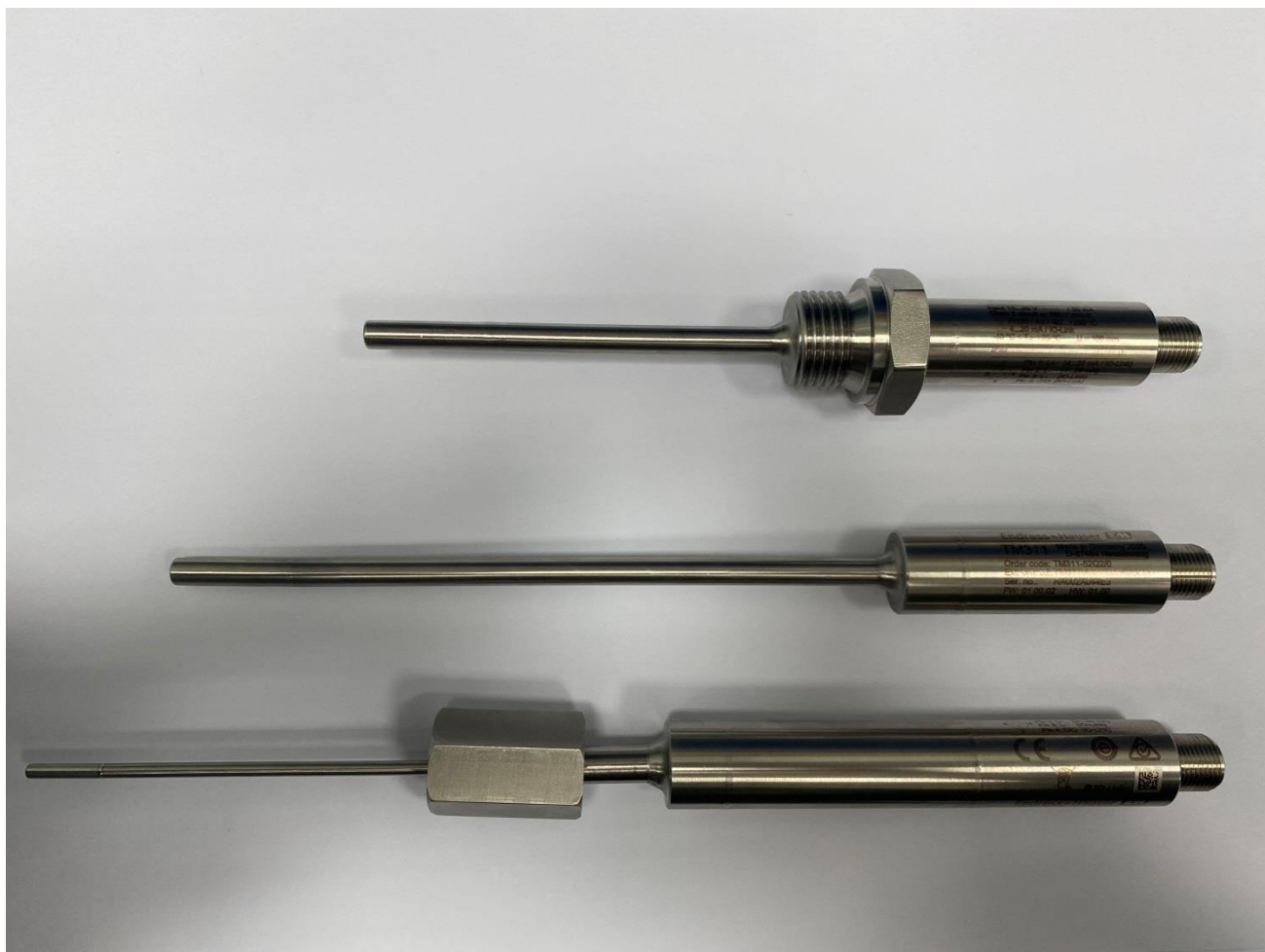


Рисунок 1 – Общий вид ТС



Рисунок 2 – Место нанесения заводского (серийного) номера

Пломбирование ТС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) термопреобразователей со встроенным электронным модулем состоит из встроенного и автономного ПО.

Обработка результатов измерений и вычислений (метрологически значимая часть ПО) проводится по специальным расчетным соотношениям, сохраняемых во встроенной программе (Firmware). Данное ПО недоступно пользователю и не подлежит изменению на протяжении всего времени функционирования изделия, что соответствует уровню защиты «высокий» в соответствии с рекомендацией по метрологии Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные встроенной части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Firmware
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже ⁽¹⁾	01.00.zz
Цифровой идентификатор программного обеспечения	отсутствует
Примечание: (¹) z – служебный идентификационный номер, не влияющий на функциональность и метрологические характеристики ТС	

Автономное программное обеспечение FieldCare реализовано в виде файлов операционной системы и предназначено для отображения результатов измерений.

Коммуникационный интерфейс IO-Link, обеспечивает двусторонний обмен данными между ТС и устройствами, поддерживающими IO-Link и подключенными к мастеру. Мастер IO-Link может передавать эти данные через различные сети, интерфейсные шины и шины системной платы, обеспечивая доступность данных, как для мгновенной обработки, так и для прогнозного анализа автоматической технологической системой (PLC, HMI, пр.).

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики ТС приведены в таблицах 2-3.

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры ТС в зависимости от типа ЧЭ ⁽¹⁾ , °C: - с ЧЭ типа «TF» - с ЧЭ типа «iTHERM TipSens»	от -50 до +150 от -50 до +200
Условное обозначение номинальной статической характеристики преобразования (НСХ) по ГОСТ 6651-2009 (МЭК 60751)	Pt100
Класс допуска ЧЭ ТС по ГОСТ 6651-2009 (МЭК 60751)	A
Пределы допускаемого отклонения сопротивления ТС от НСХ (допуск) в температурном эквиваленте (для ТС без электронного модуля), °C:	$\pm(0,15+0,002 \cdot t)$, где t – значение измеряемой температуры, °C
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования ($\Delta_{\text{ацп}}$), °C	$\pm(0,127+0,00074 \cdot (t - t_{\text{мин}}))^{(2)}$ или $\pm(0,215+0,00134 \cdot (t - t_{\text{мин}}))^{(3)}$, где: t – значение измеряемой температуры, °C, t _{мин} – значение нижнего предела диапазона измерений (-50 °C), °C
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности цифро-аналогового преобразования ($\Delta_{\text{цп}}$), % (от настроенного диапазона измерений)	$\pm 0,05$
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования ($\Delta_{\text{д.ацп}}$) при изменении температуры окружающей среды от нормальных условий (от +22 до +28 °C включ.) в диапазоне температуры окружающей среды от -40 до +85 °C включ., °C/ 1 °C	$\pm 0,008$ или $\pm 0,00004 \cdot (t - t_{\text{мин}})$, где: t – значение измеряемой температуры, °C, t _{мин} – значение нижнего предела диапазона измерений (-50 °C), °C; берут большее значение

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности цифро-аналогового преобразования ($\Delta_{\text{ЦАП}}$) при изменении температуры окружающей среды от нормальных условий (от +22 до +28 °С включ.) в диапазоне от -40 до +85 °С, % (от настроенного диапазона измерений) / 1 °С	$\pm 0,003$
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности аналого-цифрового преобразования ($\Delta_{\text{АЦП}}$) при изменении напряжения питания постоянного тока от нормальных условий (24 В ± 10 %), °С/ 1 В	$\pm 0,008$ или $\pm 0,00004 \cdot (t - t_{\text{мин}})$, где: t – значение измеряемой температуры, °С, $t_{\text{мин}}$ – значение нижнего предела диапазона измерений (-50 °С), °С; берут большее значение
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности цифро-аналогового преобразования ($\Delta_{\text{ЦАП}}$) при изменении напряжения питания от нормальных условий (24 В ± 10 %), % (от настроенного диапазона измерений) / 1 В	$\pm 0,003$
Примечания: (1) – приведены значения максимального диапазона измерений. По заказу, для ТС со встроенным электронным модулем возможно настроить диапазон измерений, отличный от приведенного в таблице, но находящийся в его пределах, но при этом, минимальное значение интервала для данного диапазона должно быть не менее 50 °С; (2) - для ТС с электронным модулем и с индивидуальным согласованием первичного преобразователя температуры с индивидуальной градуировкой функции Каллендара – ван Дюзена (КВД) и измерительного преобразователя (выбирается при заказе); (3) - для ТС с электронным модулем (выбирается при заказе). Пределы допускаемой основной и дополнительной абсолютной погрешности ТС с цифровым выходом IO-link равны погрешности аналого-цифрового преобразования ($\Delta_{\text{АЦП}}$ и $\Delta_{\text{ЦАП}}$ соотв.). Пределы допускаемой основной и дополнительной абсолютной погрешности ТС с аналоговым выходом в диапазоне от 4 до 20 мА вычисляются по формуле: $\Delta_{4-20} = \sqrt{\Delta_{(\text{Д})\text{АЦП}}^2 + \Delta_{(\text{Д})\text{ЦАП}}^2}$ При расчете суммарной погрешности измерений, учитывающей в т.ч. и влияние изменения температуры окружающей среды и изменения напряжения питания, используют формулу (1), но при этом, под квадратным корнем к основной погрешности прибавляют значение дополнительной погрешности в квадрате.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время термической реакции ТС (τ_{90}) в водной среде (0,4 м/с), с, не более: - для ТС с ЧЭ типа «TF» - для ТС с ЧЭ типа «iTHERM TipSens»	20 1,5
Тип выходного сигнала (для ТС с электронным модулем)	аналоговый (в диапазоне от 4 до 20 мА) и цифровой (IO Link) или релейный (PNP-выход)

Наименование характеристики	Значение
Параметры электропитания: - напряжение постоянного тока, В	от 10 (от 15 – для связи IO-link) до 30
Электрическое сопротивление изоляции (при напряжении 100 В и температуре окружающей среды от +15 до +25 °С), МОм, не менее	100
Диаметр монтажной (погружаемой) части ТС, мм	3; 6
Длина монтажной части ТС, мм	от 10 до 9000 (до 100000 по специальному заказу)
Масса, г	от 200 до 2500
Средняя наработка до отказа, ч, не менее: - для ТС без электронного модуля - для ТС с электронным модулем - для ТС с КВД и с электронным модулем	120000 100000 60000
Средний срок службы, лет, не менее: - для ТС без электронного модуля - для ТС с электронным модулем - для ТС с КВД и с электронным модулем	15 12 7,5
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %, не более	от -40 до +85 95

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Количество	Примечание
Термопреобразователь сопротивления iTHERM CompactLine	1 шт.	исполнение в соответствии с заказом
Руководство по эксплуатации (на русском языке)	1 экз.	на партию однотипных ТС при поставке в один адрес
Паспорт	1 экз.	-

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах 5-7 и 9 Руководства по эксплуатации на ТС.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к термопреобразователям сопротивления iTHERM CompactLine

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

ГОСТ 6651-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний.

Международный стандарт МЭК 60751 (2008, 07) Промышленные чувствительные элементы термометров сопротивления из платины.

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры.

Стандарт предприятия фирмы Endress+Hauser Wetzler GmbH+Co.KG на термопреобразователи сопротивления iTHERM CompactLine.

Изготовители

Фирма «Endress+Hauser Sicestherm S.r.L.», Италия
Адрес: Via M.Luther King 7, 20060 Pessano con Bornago, Italy
Телефон: +49 7622 28 0
Факс: +49 7622 28 14 38
E-mail: info@ehsice.endress.com

Фирма Endress+Hauser Wetzler GmbH+Co.KG, Германия
Адрес: Obere Wank 1, 87484 Nesselwang, Germany
Телефон: +49 8361 30 80
Факс: +49 8361 30 81 10
E-mail: info@pcw.endress.com

Испытательный центр

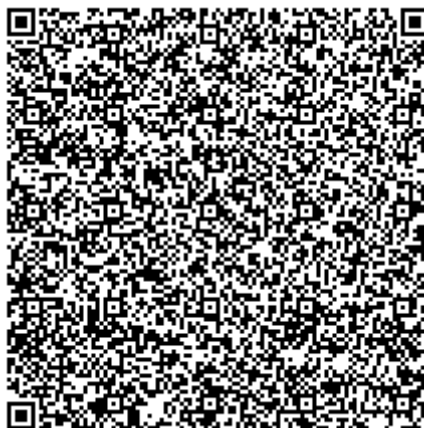
Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

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

Тел./факс: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, адрес в Интернет: www.vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №796

Регистрационный № 85023-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ОРУ 500 кВ Приморская ГРЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ОРУ 500 кВ Приморская ГРЭС (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), включающий центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую 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 токи и напряжения 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 ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) 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 ± 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 заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

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)	DataSet.exe, DataSet_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 1-го и 2-го уровня измерительных каналов				ИВК
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
1	Приморская ГРЭС, ОРУ-500 кВ, ВЛ-500 кВ Приморская ГРЭС – Дальневосточная (В20 500кВ)	ТОГФ кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 61432-15	НДЕ-500-72У1 кл.т 0,5 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 5898-77 ДФК кл.т 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 83425-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325 Рег. № 37288-08	РСТВ-01 рег. № 40586-12
2	Приморская ГРЭС, ОРУ-500 кВ, ВЛ-500 кВ Приморская ГРЭС – Дальневосточная (В32 500кВ)	ТОГФ кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 61432-15	НДЕ-500-72У1 кл.т 0,5 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 5898-77 ДФК кл.т 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 83425-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
3	Приморская ГРЭС, ОРУ-500 кВ, ВЛ-500 кВ Приморская ГРЭС – Хехцир 2	СА 525 кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	СРВ 550 кл.т 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-96 ДФК кл.т 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 83425-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	Приморская ГРЭС, ОРУ-500 кВ, ВЛ-500 кВ Приморская ГРЭС – Чугуевка-2	СА 525 кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	ДФК кл.т 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 83425-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325 Рег. № 37288-08	РСТВ-01 рег. № 40586-12
5	Приморская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, ячейка 1, ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС Бикин/т	ТВ кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 19720-06	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
6	Приморская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, ячейка 2, ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Розенгартовка/т	ТВ кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 19720-06	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
7	Приморская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, ячейка 8, ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Губерова/т	GSR кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 25477-08	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
8	Приморская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, ячейка 6, ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Лесозаводск с отпайкой на ПС 220 кВ Иман	GSR кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 25477-08	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
9	Приморская ГРЭС, ОРУ 220 кВ, ячейка 3, ОМВ-220 кВ	ТВ кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 19720-06	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
10	Приморская ГРЭС, ОРУ 220 кВ, ячейка 10, ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – НПС 38	SB 0,8 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 20951-08	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
11	Приморская ГРЭС, ОРУ 220 кВ, ячейка 12 ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – НПС 36	SB 0,8 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 20951-08	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-05 ДФК 245 кл.т 0,2 (220000/√3)/(100/√3) рег. № 23743-02	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	Приморская ГРЭС, РУ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ 107 Т	ТШП-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 рег. № 15173-06	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1 рег. № 31857-06	RTU-325 Пер. № 37288-08	РСТВ-01 рег. № 40586-12
13	Приморская ГРЭС, РУ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ 108 Т	ТШП-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 рег. № 15173-06	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1 рег. № 31857-06		
14	Приморская ГРЭС, РУ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН явного резерва	ТШП-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 рег. № 15173-06	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1 рег. № 31857-06		
15	Приморская ГРЭС, шкаф учета №1 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ ОРУ 500 кВ ПримГРЭС – Ростелеком 1-ая	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 15/5 рег. № 36382-07	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
16	Приморская ГРЭС, шкаф учета №2 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ ОРУ 500 кВ ПримГРЭС – Ростелеком 2-ая	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 15/5 рег. № 36382-07	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
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			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_5\%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1, 2, 5-11 (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
3, 4 (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
12 – 14 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,7	1,9
15, 16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
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			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_5\%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1, 2, 5, 6, 9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
3, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
7, 8, 10, 11 (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
12 – 14 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	4,5	2,4	1,8
	0,5	-	2,8	1,6	1,3
15, 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,4	1,4	1,0	1,0

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_5\%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1, 2, 5-11 (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
3, 4 (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
12 – 14 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	2,1	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	1,9	1,7
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
15, 16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_5\%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1, 2, 5, 6, 9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,4
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
3, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
7, 8, 10, 11 (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
12 – 14 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	5,1	2,8	2,2
	0,5	-	3,4	2,1	1,9
15, 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,4	2,5	1,7	1,6
	0,5	2,8	1,7	1,2	1,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5

Продолжение таблицы 3

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
Условия эксплуатации: 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 Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325: - средняя наработка до отказа, ч, не менее УССВ ИВК РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 100000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 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	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТОГФ	61432-15	6
Трансформатор тока	СА 525	23747-02	12
Трансформатор тока	ТВ	19720-06	9
Трансформатор тока	GSR	25477-08	6
Трансформатор тока встроенный	SB 0,8	20951-08	6
Трансформатор тока шинные	ТШП-0,66	15173-06	9
Трансформатор тока	T-0,66	36382-07	6
Трансформатор напряжения	НДЕ-500-72У1	5898-77	3
Трансформатор напряжения	CPB 550	15853-96	3
Трансформатор напряжения емкостный	DFK	83425-21	9
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	20344-05	6
Трансформатор напряжения емкостный	DFK 245	23743-02	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-06	12
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-11	4

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	37288-08	1
Устройства синхронизации системного времени (ИБК)	PCTB-01	40586-12	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.ВСТ009-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 ОРУ 500 кВ Приморская ГРЭС», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ОРУ 500 кВ Приморская ГРЭС

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

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

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

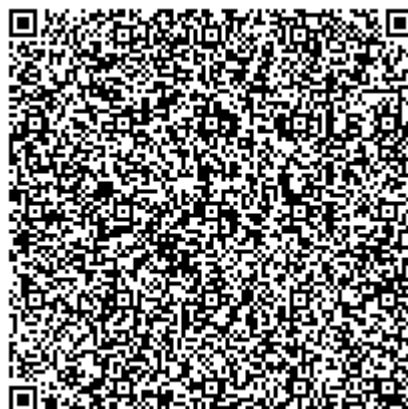
Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., Пролетарский пр-кт, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №796

Регистрационный № 85024-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Первоуральская (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), включающий центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую 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 токи и напряжения 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, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 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 ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

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)	DataServer.exe, DataServer_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	Счётчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Емелино – Первоуральская 1 с отпайкой на ПС Дружинино (ВЛ 220 кВ Емелино1)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04
2	КВЛ 220 кВ Первоуральская – Метиз I цепь с отпайками (КВЛ 220 кВ Метиз1)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
3	КВЛ 220 кВ Первоуральская – Метиз II цепь с отпайками (КВЛ 220 кВ Метиз2)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
4	ВЛ 220 кВ Первоуральская – Среднеуральская ГРЭС II цепь (ВЛ 220 кВ СУГРЭС2)	TG кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
5	ВЛ 220 кВ Первоуральская – Среднеуральская ГРЭС I цепь с отпайкой на ПС Трубная (ВЛ 220 кВ СУГРЭС1)	СА 245 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 23747-02	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ОВМ 220 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04
7	ВЛ 110 кВ Первоуральская – Бойцы с отпайкой на ПС Подволошная (ВЛ 110 кВ Бойцы)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
8	ВЛ 110 кВ Первоуральская – Дегтярка I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Дегтярка1)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НКФ-110 II У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78810-20	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
9	ВЛ 110 кВ Первоуральская – Дегтярка II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Дегтярка2)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80956-21	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
10	ВЛ 110 кВ Первоуральская – Дидино (ВЛ 110 кВ Дидино)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
11	ВЛ 110 кВ Первоуральская – Капралово I цепь (ВЛ 110 кВ Капралово 1)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
12	ВЛ 110 кВ Первоуральская – Капралово II цепь (ВЛ 110 кВ Капралово 2)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
13	ВЛ 110 кВ Первоуральская – Кузино с отпайками (ВЛ 110 кВ Кузино)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
14	ВЛ 110 кВ Первоуральская – Металл I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Металл1)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
15	ВЛ 110 кВ Первоуральская – Металл II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Металл2)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80956-21	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ВЛ 110 кВ Первоуральская – Нижние Серги с отпайками (ВЛ 110 кВ Н.Серги)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04
17	ВЛ 110 кВ Первоуральская- ОЦМ I цепь (ВЛ 110 кВ ОЦМ1)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НКФ-110 II У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78810-20	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
18	ВЛ 110 кВ Первоуральская – ОЦМ II цепь с отпайкой на ПС Кислотная (ВЛ 110 кВ ОЦМ2)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80956-21	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
19	КВЛ 110 кВ Первоуральская – РММЗ с отпайками (КВЛ 110 кВ РММЗ)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
20	ВЛ 110 кВ Первоуральская – СУМЗ I цепь с отпайкой на ПС Компрессорная (ВЛ 110 кВ СУМЗ1)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НКФ-110 II У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78810-20	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
21	ВЛ 110 кВ Первоуральская – СУМЗ II цепь с отпайкой на ПС Компрессорная (ВЛ 110 кВ СУМЗ2)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80956-21	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
22	ВЛ 110 кВ Первоуральская – СУМЗ № 3 с отпайками (ВЛ 110 кВ СУМЗ 3)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НКФ-110 II У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78810-20	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
23	ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Хромпик1)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НКФ-110 II У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78810-20	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
24	ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик II цепь с отпайкой на ПС Филиал НТЗ (ВЛ 110 кВ Хромпик2)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80956-21	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
25	ОВМ1 110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1500/1 рег. № 74600-19	НКФ-110 II У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78810-20 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80956-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04
26	ОВМ2 110 кВ	ТВ-110/50 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 3190-72	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	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, 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 (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ ₁₍₂₎ %,	δ ₅ %,	δ ₂₀ %,	δ ₁₀₀ %,
		I ₁₍₂₎ % ≤ I _{изм} < I ₅ %	I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %
1 – 3, 6, 7, 10, 13, 19 (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
4, 5, 9, 11, 12, 14 – 16, 18, 21, 24 (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
8, 17, 20, 22, 23 (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
25 (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

Продолжение таблицы 2

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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
26 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 3, 6, 7, 10, 13, 19 (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
4, 5, 9, 11, 12, 14 – 16, 18, 21, 24 (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
8, 17, 20, 22, 23 (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
25 (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
26 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, 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 – 3, 6, 7, 10, 13, 19 (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
4, 5, 9, 11, 12, 14 – 16, 18, 21, 24 (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

Продолжение таблицы 2

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
8, 17, 20, 22, 23 (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
25 (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
26 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, 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, 6, 7, 10, 13, 19 (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
4, 5, 9, 11, 12 14 – 16, 18, 21, 24 (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
8, 17, 20, 22, 23 (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
25 (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
26 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
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
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: 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, УССВ ИВКЭ - для сервера, УССВ ИВК	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 Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка до отказа, ч, не менее Радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 70000 72 75000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 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	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	74600-19	27
Трансформатор тока	TG	75894-19	3
Трансформатор тока	СА 245	23747-02	3
Трансформатор тока	ТВ-ЭК исп. МЗ	56255-14	42
Трансформатор тока	ТВ-110/50	3190-72	3
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	60353-15	12
Трансформатор напряжения	НКФ-110 II У1	78810-20	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	80956-21	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-20	9
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	25971-06	17
УСПД	ЭКОМ-3000	17049-04	1
УССВ	РСТВ-01	40586-12	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.У018-ФО	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Первоуральская», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

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

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

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

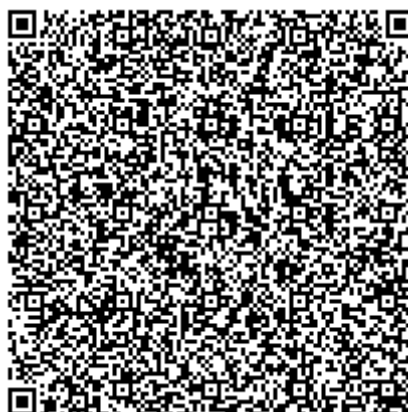
Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., Пролетарский пр-кт, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №796

Регистрационный № 85025-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителя ЗАО «Диэлектрические кабельные системы» в границах Тверской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителя ЗАО «Диэлектрические кабельные системы» 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 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 устройство сбора и передачи данных (УСПД);

3-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.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется формирование и хранение информации. Далее по основному каналу связи, данные с УСПД передаются на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

При отказе основного канала связи или УСПД счетчики опрашиваются сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» по резервному каналу с использованием каналаобразующего оборудования стандарта GSM.

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 4. СОЕВ включает в себя серверы точного времени Метроном-50М, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы УСПД и счётчиков. Серверы точного времени Метроном-50М 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).

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

Счетчики синхронизируются от УСПД. Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

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

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

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1, 2.

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

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» 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 3 - 5.

Таблица 3 - 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		УСПД	УССВ		
1	ЦРП-10 кВ ЗАО "ДКС" секция I 10 кВ ввод КЛ-10 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =400/5 №47959-16	A	ТОЛ-10-I	RTU-327 Рег. № 41907-09	Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				B	-				
				C	ТОЛ-10-I				
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №46738-11	A	ЗНОЛ.06				
				B	ЗНОЛ.06				
				C	ЗНОЛ.06				
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М					
		2	ЦРП-10 кВ ЗАО "ДКС" секция II 10 кВ ввод КЛ- 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =400/5 №47959-16			A	ТОЛ-10-I
								B	-
C	ТОЛ-10-I								
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №46738-11			A	ЗНОЛ.06				
				B	ЗНОЛ.06				
				C	ЗНОЛ.06				
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №36355-07			ПСЧ-4ТМ.05М					

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

Таблица 4. Основные метрологические характеристики ИК			
Номера ИК	Вид электроэнер- гии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 2	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	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 $1(2)\% I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.			

Таблица 5 – 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	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25
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 - для Метроном-50М	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 до 1,0 от -45 до +40 от -40 до +60 от +1 до +50 от +15 до +30

Продолжение таблицы 5

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - 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	140000 72 35000 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 6.

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	4 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Формуляр	13526821.4611.196.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 потребителя ЗАО «Диэлектрические кабельные системы» 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 потребителя ЗАО «Диэлектрические кабельные системы» 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

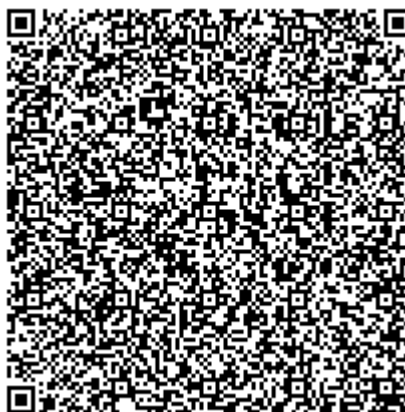
Изготовитель

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 «30» марта 2022 г. №796

Регистрационный № 85026-22

Лист № 1
Всего листов 24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), 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), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основное и/или резервное), ПАО «ФСК ЕЭС»

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

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

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

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» создан на базе специализированного программного обеспечения (СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

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 измерительных каналов (ИК) №№ 1 - 41 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 42,43 – на входы УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации.

Далее по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», с УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» - на сервер ПАО «ФСК ЕЭС», где при помощи программного обеспечения осуществляется формирование и хранение измерительной информации, а так же оформление справочных и 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.

Не реже одного раза в сутки сервер центра сбора и обработки данных ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически формируют файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передают его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

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

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, 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 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 6. СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ПАО «ФСК ЕЭС», часы УСПД и счётчиков. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, осуществляют прием и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системой ГЛОНАСС/GPS, 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).

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» оснащен УССВ на базе сервера точного времени СТВ-01 или радиосервера точного времени РСТВ-01-01. Периодичность сравнения показаний часов сервера и УССВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера происходит при превышении уставки коррекции времени, которая 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).

УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» синхронизируется от сервера ПАО «ФСК ЕЭС». Периодичность сравнения показаний часов сервера и УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов УСПД происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счётчики ИК №№ 1-41 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 - 41 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).

Счётчики ИК №№ 42,43 синхронизируются от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счётчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов счётчиков происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

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

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

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 4.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия АЛЬФА 2»

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 3 - Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

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

Таблица 4 - 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», СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) 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 5 - 7.

Таблица 5 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики

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		УСПД	УССВ		
1	2	3		4		5	6		
1	ПС 220 кВ Пост-474 - тяговая, ОРУ 35 кВ, яч. РПТ-5	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 664-51, 3689-73	A	ТФН-35	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССВ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				B	-				
				C	ТФНД-35М				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65				
				B	ЗНОМ-35-65				
				C	ЗНОМ-35-65				
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05РАL-Р3В-3					
		2	ПС 220 кВ Пост-474 - тяговая, ОРУ 35 кВ, яч. РПТ-6	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 3689-73			A	ТФНД-35М
								B	-
C	ТФНД-35М								
ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 № 912-70, 51200-12, 51200-12			A	ЗНОМ-35-65				
				B	ЗНОМ-35 У1				
				C	ЗНОМ-35 У1				
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97			ЕА05РАL-В-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
3	ПС 220 кВ Пост-474 - тяговая, ОРУ 35 кВ, Ф.№1	ТТ	$K_T = 0,5$ $K_{TT} = 200/5$ № 3689-73	A	ТФНД-35М	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТФНД-35М		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TH} = 35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	$K_T = 0,5S/1,0$ $K_{сч} = 1$ № 16666-97	EA05RAL-P4B-3			
4	ПС 220 кВ Пост-474 - тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Ф.№2 Грязи-левая	ТТ	$K_T = 0,5$ $K_{TT} = 200/5$ № 3689-73	A	ТФНД-35М		
				B	-		
				C	ТФНД-35М		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TH} = 35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	$K_T = 0,5S/1,0$ $K_{сч} = 1$ № 16666-97	EA05RAL-P4B-3			
5	ПС 220 кВ Пост-474 - тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Ф.№3 Грязи-правая	ТТ	$K_T = 0,5$ $K_{TT} = 200/5$ № 3689-73	A	ТФНД-35М		
				B	-		
				C	ТФНД-35М		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TH} = 35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 912-70, 51200-12, 51200-12	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35 У1		
				C	ЗНОМ-35 У1		
		Счетчик	$K_T = 0,5S/1,0$ $K_{сч} = 1$ № 16666-97	EA05RAL-P3B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
6	ПС 220 кВ Пост-474 - тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Ф.№4 Красная-Дубрава	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 3689-73	A	ТФНД-35М	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТФНД-35М		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 № 912-70, 51200-12, 51200-12	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35 У1		
				C	ЗНОМ-35 У1		
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RAL-B-4			
7	ПС 220 кВ Грязи- Орловские-тяговая, КРУН 10 кВ, яч.1, ВЛ 10 кВ Ф.№1 Водозабор 3	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 200/5 № 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-P2B-3			
8	ПС 220 кВ Грязи- Орловские-тяговая, КРУН 10 кВ, яч.10, ВЛ 10 кВ Ф.№2 Водозабор 4	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 15128-03, 25433-03	A	ТОЛ 10-I		
				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-P2B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
9	ПС 220 кВ Усмань-тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Ф.№2	ТТ	$K_T = 0,5$ $K_{TT} = 200/5$ № 3690-73, 3689-73	A	ТФЗМ-35А-У1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТФНД-35М		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 912-54, 62260-15, 62260-15	A	ЗНОМ-35		
				B	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV		
				C	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV		
		Счетчик	$K_T = 0,5S/1,0$ $K_{сч} = 1$ № 16666-97	ЕА05RAL-B-4			
10	ПС 220 кВ Чириково, ОРУ 27,5 кВ, Ф. ДПР-1	ТТ	$K_T = 0,5$ $K_{TT} = 200/5$ № 3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1		
				B	ТФЗМ-35А-У1		
				C	-		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 27500/100$ № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	$K_T = 0,5S/1,0$ $K_{сч} = 1$ № 16666-97	ЕА05RL-P2B-3			
11	ПС 220 кВ Чириково, ОРУ 27,5 кВ, Ф. ДПР-2	ТТ	$K_T = 0,5$ $K_{TT} = 200/5$ № 3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1		
				B	ТФЗМ-35А-У1		
				C	-		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 27500/100$ № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	$K_T = 0,5S/1,0$ $K_{сч} = 1$ № 16666-97	ЕА05RL-P2B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
12	ПС 220 кВ Чириково, КРУН 10 кВ, яч.1, ВЛ 10 кВ Ф.№1 Новодмитриевка	ТТ	КТ = 0,2S КТТ = 50/5 № 25433-06	A	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14 RTU-327 Пер. № 41907-09	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				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	ЕА05RAL-B-4			
13	ПС 220 кВ Чириково, КРУН 10 кВ, яч.2, ВЛ 10 кВ Ф.№3 Питомник	ТТ	КТ = 0,2S КТТ = 50/5 № 25433-06	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	ЕА05RAL-B-4			
14	ПС 220 кВ Чириково, КРУН 10 кВ, яч.11, ВЛ 10 кВ Ф.№4 Калиновка	ТТ	КТ = 0,2S КТТ = 100/5 № 25433-06	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	ЕА05RAL-B-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Елец-тяговая, ОРУ 27,5 кВ, Ф. ДПР-3	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 № 3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССВ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 27500/100 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RAL-P2B-3			
16	ПС 110 кВ Елец-тяговая, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 200/1 № 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 № 24218-08, 24218-08, 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-07	ЕА02RALX-P3B-4W			
17	ПС 110 кВ Елец-тяговая, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 200/1 № 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 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-07	ЕА02RALX-P3B-4W			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Елец-тяговая, ОРУ 27,5 кВ, Ф. ДПР-2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 3690-73	A	ТФ3М-35А-У1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТФ3М-35А-У1		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 27500/100 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RAL-P4B-3			
19	ПС 110 кВ Елец-тяговая, ОРУ 27,5 кВ, Ф. ДПР-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 3690-73	A	ТФ3М-35А-У1		
				B	-		
				C	ТФ3М-35А-У1		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 27500/100 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RL-P2B-3			
20	ПС 110 кВ Елец-тяговая, ОРУ 35 кВ, Ф.ГПП- Брущатка	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 3690-73	A	ТФ3М-35А-У1		
				B	-		
				C	ТФ3М-35А-У1		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RL-P2B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Елец-тяговая, ОРУ 35 кВ, Ф.ГПП-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 400/5 № 3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
22	ПС 110 кВ Елец-тяговая, ОРУ 35 кВ, Ф.ГПП-2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 400/5 № 3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1		
				B	-		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
23	ПС 110 кВ Хитрово- тяговая, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 200/1 № 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 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Хитрово- тяговая, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 200/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14 RTU-327 Пер. № 41907-09	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
25	ПС 110 кВ Хитрово- тяговая, ОРУ 27,5 кВ, Ф. ДПР-2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1		
				B	ТФЗМ-35А-У1		
				C	-		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 27500/100 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
26	ПС 110 кВ Хитрово- тяговая, ОРУ 27,5 кВ, Ф. ДПР-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1		
				B	ТФЗМ-35А-У1		
				C	-		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 27500/100 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P2В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
27	ПС 110 кВ Тербуны- тяговая, ОРУ 27,5 кВ, Ф. ДПР-2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 27500/100 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RL-P2B-3			
28	ПС 110 кВ Тербуны- тяговая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Терубны 220 - Тербуны-тяговая	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 300/1 № 23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		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			
29	ПС 110 кВ Тербуны- тяговая, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1		
				B	ТФЗМ-35А-У1		
				C	-		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 27500/100 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RL-P2B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
30	ПС 110 кВ Касторное- тяговая, ОРУ 27,5 кВ, Ф. ДПР-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТФЗМ-35А-У1		
				C	-		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 27500/100 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RAL-P4В-3					
31	ПС 110 кВ Касторное- тяговая, ОРУ 27,5 кВ, Ф. ДПР-2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1		
				B	ТФЗМ-35А-У1		
				C	-		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 27500/100 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
32	ПС 220 кВ Пост 474 - тяговая, ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Липецкая - Пост- 474-тяговая	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №27069-05	A	ТБМО-220 УХЛ1		
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-07	ЕА02RALX-P3В-4W					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
33	ПС 220 кВ Пост 474 - тяговая, ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Овощи Черноземья - Пост-474- тяговая	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №27069-05	A	ТБМО-220 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P3В-4			
34	ПС Грязи Орловские тяговая 220/27,5/10 кВ ВЛ- 220кВ Липецкая-Южная (ВЛ-220 кВ Воронежская- 2) 1-заход ПС Грязи- Орловские	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №27069-05	A	ТБМО-220 УХЛ1		
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07	ЕА02RALX-P3В-4W			
35	ПС Грязи Орловские тяговая 220/27,5/10 кВ ВЛ- 220кВ Липецкая-Южная (ВЛ-220 кВ Воронежская- 2) 2-заход ПС Грязи- Орловские	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №27069-05	A	ТБМО-220 УХЛ1		
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07	ЕА02RALX-P3В-4W			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
36	ПС 220 кВ Грязи-Орловские-тяговая, ОРУ 220 кВ, Ввод 220 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №27069-05	A	ТБМО-220 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14 RTU-327 Пер. № 41907-09	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07	ЕА02RALX-РЗВ-4W					
37	ПС 220 кВ Грязи-Орловские-тяговая, ОРУ 220 кВ, Ввод 220 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №27069-05	A	ТБМО-220 УХЛ1		
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07	ЕА02RALX-РЗВ-4W					
38	ПС 220 кВ Усмань-тяговая, ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Южная - ПС Усмань-тяговая	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №27069-05	A	ТБМО-220 УХЛ1		
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07	ЕА02RALX-РЗВ-4W					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
39	ПС 220 кВ Усмань- тяговая, ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Липецкая - Грязи- Орловские-тяговая	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №27069-05	A	ТБМО-220 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 RTU-327 Рег. № 41907-09	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				B	ТБМО-220 УХЛ1				
				C	ТБМО-220 УХЛ1				
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1				
				B	НАМИ-220 УХЛ1				
				C	НАМИ-220 УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07	EA02RALX-P3B-4W					
		40	ПС 220 кВ Чириково, ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Дон - Чириково	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №27069-05			A	ТБМО-220 УХЛ1
								B	ТБМО-220 УХЛ1
C	ТБМО-220 УХЛ1								
ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05			A	НАМИ-220 УХЛ1				
				B	НАМИ-220 УХЛ1				
				C	НАМИ-220 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06			A1802RALQ-P4GB-DW-4					
41	ПС 220 кВ Чириково, ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Бороно- Чириково			ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №27069-05	A	ТБМО-220 УХЛ1		
						B	ТБМО-220 УХЛ1		
		C	ТБМО-220 УХЛ1						
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1				
				B	НАМИ-220 УХЛ1				
				C	НАМИ-220 УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
42	ПС 220 кВ Тербуны, ОРУ 110 кВ, яч.4, ВЛ 110 кВ Тербуны 220 - Касторное-тяговая	ТТ	КТ=0,5 КТТ=500/5 №76918-19	A	ТФЗМ-110Б	ТК16L Пер. №36643-07	СТБ-01 Пер. № 49933-12/ РСТБ-01-01 Пер. № 40586-12
				B	ТФЗМ-110Б		
				C	ТФЗМ-110Б		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №1188-84	A	НКФ-110-83		
				B	НКФ-110-83		
				C	НКФ-110-83		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL			
43	ПС 220 кВ Тербуны, ОРУ-110 кВ, яч.9, ОМВ-110 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №76918-19	A	ТФЗМ-110Б		
				B	ТФЗМ-110Б		
				C	ТФЗМ-110Б		
		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=0,2S/0,5 Ксч=1 №25971-06	EPQS 111.21.18LL			

Примечания:

- 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
- 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 5, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 6 метрологических характеристик.
- 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.
- 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 6 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1 - 6, 9 - 11, 15, 18 - 22, 25 - 27, 29 - 31	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
7	Активная	0,8	2,6
	Реактивная	1,4	4,0
8	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
12 - 14	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
16, 17, 23, 24, 28, 32-41	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
42	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
43	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
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 Р = 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°С.			

Таблица 7 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83 ГОСТ Р 52425-2005	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +18 до +23 от +21 до +25

Продолжение таблицы 7

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД ТК16L - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01 - для ССВ-1Г	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -40 до +35 от -40 до +65 от +1 до +50 от -20 до +60 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +10 до +30 от +5 до +50 от +5 до +40
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 EPQS: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более УСПД ТК16L: - 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 70000 72 35000 24 55000 24 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТФН-35	1 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	12 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	9 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-I	1 шт.

Продолжение таблицы 8

1	2	3
Трансформаторы тока	ТБМО-220 УХЛ1	30 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б	6 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	29 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	15 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	34 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35 У1	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения наружной установки	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2 шт.
Трансформаторы напряжение	НАМИ-220 УХЛ1	30 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-83I	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	18 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	36 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	EPQS	2 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазны многофункциональные	Альфа А1800	5 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	TK16L	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.
Сервер точного времени	СТВ-01	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.148.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 Липецкой 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 Липецкой 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

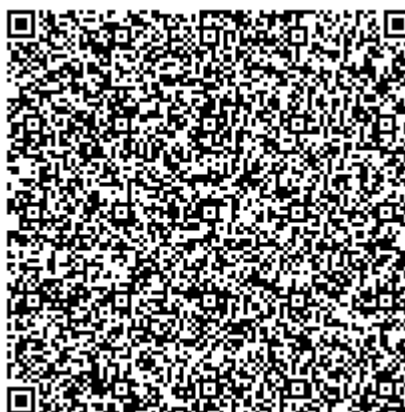
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

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.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-60

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-60 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой горизонтальные цилиндрические сварные стальные сосуды, оборудованные приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками.

Заполнение и опорожнение резервуаров осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара наносится аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуары РГС-60 заводские №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14 расположены: Краснодарский край, г. Армавир, ул. Советской Армии, 224, ОП ООО «БАТО» в г. Армавир.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РГС-60

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	60
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-60	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС-60

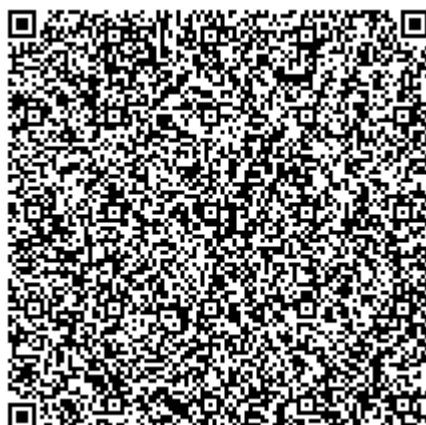
Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Базовый авиатопливный оператор»
(ООО «БАТО»)
ИНН 7706693215
Адрес: 350040, г. Краснодар, ул. Димитрова, 164, корп. 1, а/я 550

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)
Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1
Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312187



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-50

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-50 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой горизонтальные цилиндрические сварные стальные сосуды, оборудованные приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками.

Заполнение и опорожнение резервуаров осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара наносится аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуары заводские РГС-50 зав.№№ 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20 расположены:

Республика Адыгея, г. Майкоп, п. Родниковый, ул. Советская 2/а, ОП ООО «БАТО» в г. Майкоп.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РГС-50

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	50
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-50	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС-50

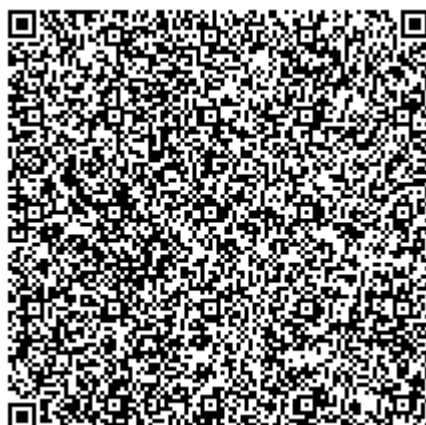
Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Базовый авиатопливный оператор»
(ООО «БАТО»)
ИНН 7706693215
Адрес: 350040, г. Краснодар, ул. Димитрова, 164, корп. 1, а/я 550

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)
Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1
Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312187



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-60

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-60 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой горизонтальные цилиндрические сварные стальные сосуды, оборудованные приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками.

Заполнение и опорожнение резервуаров осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара наносится аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуары РГС-60 заводские №№ 1, 2, 3, 4, 5 расположены:

Республика Адыгея, г. Майкоп, п. Родниковый, ул. Советская 2/а, ОП ООО «БАТО» в г. Майкоп.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РГС-60

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	60
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-60	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС-60

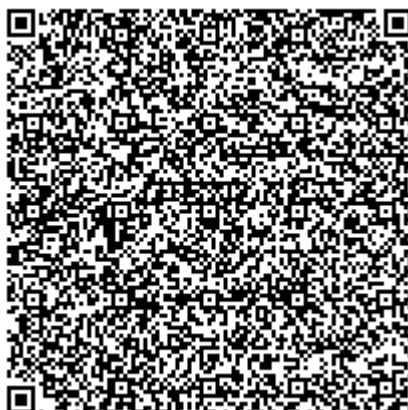
Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Базовый авиатопливный оператор»
(ООО «БАТО»)
ИНН 7706693215
Адрес: 350040, г. Краснодар, ул. Димитрова, 164, корп. 1, а/я 550

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)
Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1
Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312187



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №796

Регистрационный № 85030-22

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Мультиметры со встроенной тепловизионной камерой DT

Назначение средства измерений

Мультиметры со встроенной тепловизионной камерой DT (далее – мультиметры) предназначены для измерений силы постоянного и переменного тока, среднеквадратических значений напряжения переменного тока, напряжения постоянного тока, электрического сопротивления, электрической емкости, частоты, а также для бесконтактного измерения пространственного распределения радиационной температуры объектов по их собственному тепловому излучению в пределах зоны, определяемой полем зрения оптической системы мультиметров, и визуализации этого распределения на дисплее.

Описание средства измерений

Принцип действия мультиметров основан на бесконтактном методе измерений силы переменного и постоянного тока, основанным на преобразовании входных сигналов в цифровую форму быстродействующим аналого-цифровым преобразователем и последующем отображении результатов измерений на жидкокристаллическом дисплее.

Принцип действия мультиметров в режиме измерения температуры основан на преобразовании теплового излучения от исследуемого объекта, передаваемого через оптическую систему на приемник, в цифровой сигнал и отображении его в виде термограммы на дисплее мультиметра. Приемник представляет собой неохлаждаемую микроболометрическую матрицу инфракрасных высокочувствительных детекторов фокальной плоскости (FPA).

Конструктивно мультиметры состоят из одного блока. На передней панели мультиметров расположен жидкокристаллический дисплей, функциональный переключатель и клавиши управления. Корпус мультиметров выполнен из ударопрочного пластика. Внутри корпуса размещены: печатная плата с электронной схемой обработки сигнала, цифровой жидкокристаллический индикатор и батарея питания. Для удобства работы мультиметры снабжены функцией удержания показаний на дисплее, а также функцией включения/выключения подсветки дисплея. Цвет корпуса мультиметров может быть выполнен в черной и синей цветовой гамме. Конструкция мультиметров рассчитана на его эксплуатацию в промышленных и лабораторных условиях.

Мультиметры выпускаются в 2 модификациях: DT-898, DT-9889, различающихся диапазонами и погрешностями измеряемых параметров.

Мультиметры выпускаются с использованием товарного знака СЕМ.

Пример расшифровки условного обозначения модификаций мультиметров:

DT – обозначение серии;

898 – идентификационный номер модели.

Управление процессом измерения осуществляется встроенным микропроцессором.

Мультиметры дополнительно имеют функцию проверки целостности электрической цепи, проверки целостности диодов, а также проверки на обрыв. Для выбора измеряемой величины используется поворотный переключатель.

Результаты измерений отображаются на ЖКИ в цифровом виде (во всех моделях). Мультиметры снабжены функциями контроля заряда батареи питания и автоматического отключения при бездействии.

Мультиметры имеют защиту от перегрузки по напряжению.

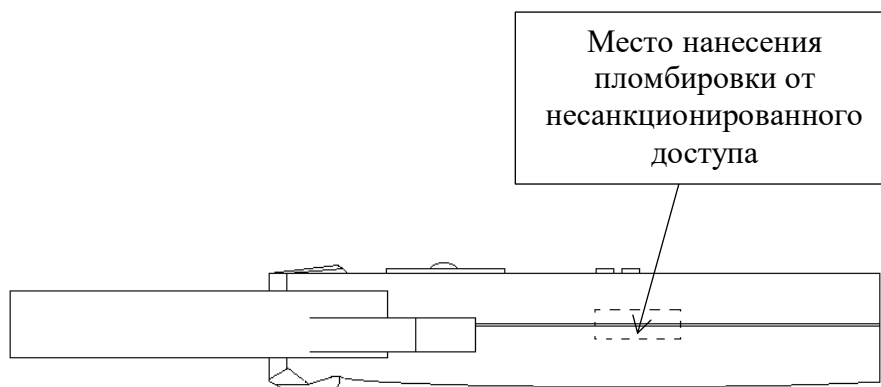
Фотографии общего вида мультиметров приведены на рисунках 1-2.



Рисунок 1 - Общий вид мультиметров со встроенной тепловизионной камерой DT модификации DT-898



Рисунок 2 - Общий вид мультиметров со встроенной тепловизионной камерой DT модификации DT-9889



Пломбирование мультиметров осуществляется при помощи наклейки, нанесенное на боковую часть корпуса. Заводские (индивидуальные) номера мультиметров нанесены на этикетки в виде наклеек-шильдиков. Конструкция средства измерений не предусматривает нанесение знака поверки на средство измерений.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) мультиметров состоит из двух частей: из встроенного и автономного ПО.

Метрологически значимым является только встроенное ПО, находящееся в ПЗУ, размещенном внутри корпуса мультиметра, и недоступное для внешней модификации.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с рекомендацией по метрологии Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные встроенной части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО мультиметров со встроенной тепловизионной камерой DT

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Firmware
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.16
Цифровой идентификатор программного обеспечения	не доступен

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики мультиметров в зависимости от модели приведены в таблицах 2-10.

Метрологические характеристики приведены в таблицах 2 - 9.

Таблица 2 - Режим измерений напряжения постоянного тока

Модификация	Диапазон измерений напряжения постоянного тока, мВ, В	Значение единицы младшего разряда (к), мВ, В	Пределы допускаемой основной абсолютной, погрешности измерений напряжения постоянного тока, мВ, В (при температуре окружающей среды от +18 до +28 °С включ.)
DT-898	Поддиапазоны: от 10 до 400,0 мВ включ.	0,1 мВ	$\pm(0,0009 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$ мВ
	св. 400,0 мВ до 4,000 В включ.	0,001 В	$\pm(0,0009 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$
	св. 4,000 до 40,00 включ., В	0,01 В	$\pm(0,0009 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$
	св. 40,00 до 400,0 включ., В	0,1 В	$\pm(0,002 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$
	св. 400 до 600 В включ.	1 В	$\pm(0,002 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$
DT-9889	Поддиапазоны: от 10 до 600 мВ включ.	0,1 мВ	$\pm(0,09 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$
	св. 600 мВ до 6,000 В включ.	0,001 В	$\pm(0,09 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$
	св. 6,00 В до 60,00 В включ.	0,01 В	$\pm(0,09 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$
	Св. от 60,0 В до 600,0 В включ.	0,1 В	$\pm(0,2 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$
	Св. 600 до 1000 В	1 В	$\pm(0,2 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$
Примечание: * $U_{\text{изм}}$ – измеряемое значение напряжения; κ - единица младшего разряда Пределы допускаемой дополнительной температурной погрешности измерений характеристики составляют половину предела допускаемой основной погрешности на каждые 10 °С изменения температуры окружающей среды.			

Таблица 3 - Режим измерений напряжения переменного тока

Модификация	Диапазон измерений напряжения постоянного тока, В	Значение единицы младшего разряда (к), В	Диапазон частот, Гц	Пределы допускаемой основной абсолютной, погрешности измерений напряжения переменного тока, мВ, В (при температуре окружающей среды от +18 до +28 °С включ.)
DT-898	Поддиапазоны: св.0,100 до 4,000 включ.	0,001	От 50 до 60 От 61 до 1000	$\pm(0,008 \cdot U_{\text{изм}}^* + 5 \cdot \kappa)$ $\pm(0,024 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$
	св.4,000 до 40,00 включ.	0,01	От 50 до 60 От 61 до 1000	$\pm(0,008 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$ $\pm(0,024 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$
	св. 40,00 до 400,0 включ.	0,1	От 50 до 60 От 61 до 1000	$\pm(0,008 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$ $\pm(0,024 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$
	св.400 до 600 включ.	1	От 50 до 60 От 61 до 1000	$\pm(0,008 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$ $\pm(0,024 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$
DT-9889	Поддиапазоны: от 0,100 до 6,000 включ.	0,001	От 50 до 60 От 61 до 1000	$\pm(0,008 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$ $\pm(0,024 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$
	св.6,00 до 60,00 включ.	0,01	От 50 до 60 От 61 до 1000	$\pm(0,008 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$ $\pm(0,024 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$
	Св. 60,00 до 600,0 включ.	0,1	От 50 до 60 От 61 до 1000	$\pm(0,008 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$ $\pm(0,024 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$
	Св. 600 до 1000	1	От 50 до 60 От 61 до 1000	$\pm(0,008 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$ $\pm(0,024 \cdot U_{\text{изм}} + 5 \cdot \kappa)$
Примечание: * $U_{\text{изм}}$ — измеряемое значение напряжения; κ - единица младшего разряда пределы допускаемой дополнительной температурной погрешности измерений характеристики составляют половину предела допускаемой основной погрешности на каждые 10 °С изменения температуры окружающей среды.				

Таблица 4 - Режим измерения силы переменного тока

Модификация	Диапазон измерений, мкА, мА, А	Значение единицы младшего разряда (к), мкА, мА, А	Диапазон частот, Гц	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений силы переменного тока, мА, А (при температуре окружающей среды от +18 до +28 °С включ.)
DT-898	Поддиапазоны: От 40 до 400,0 мкА, включ.	0,1 мкА	От 50 Гц до 1000 Гц	$\pm(0,012 \cdot I_{\text{изм}}^* + 5 \cdot k)$
	Св. 400,0 до 4000 мкА включ.	1 мкА		$\pm(0,012 \cdot I_{\text{изм}} + 5 \cdot k)$
	Св. 4000 мкА до 40,00 мА включ.	0,01 мА		$\pm(0,012 \cdot I_{\text{изм}} + 5 \cdot k)$
	Св. 40,00 мА до 400,0 мА включ.	0,1 мА		$\pm(0,012 \cdot I_{\text{изм}} + 5 \cdot k)$
	Св. 400 мА до 10,00 А	0,01 А		$\pm(0,015 \cdot I_{\text{изм}} + 5 \cdot k)$
DT-9889	Поддиапазоны: От 60,0 до 600,0 мкА включ.	0,1 мкА	От 50 Гц до 1000 Гц	$\pm(0,012 \cdot I_{\text{изм}} + 5 \cdot k)$
	Св. 600 мкА до 6000 мкА включ.	1 мкА		$\pm(0,012 \cdot I_{\text{изм}} + 5 \cdot k)$
	Св. 6000 мкА до 60,00 мА включ.	0,01 мА		$\pm(0,012 \cdot I_{\text{изм}} + 5 \cdot k)$
	Св. 60,0 мА до 600 мА включ.	0,1 мА		$\pm(0,012 \cdot I_{\text{изм}} + 5 \cdot k)$
	Св. 600 мА до 10 А	0,01 А		$\pm(0,015 \cdot I_{\text{изм}} + 5 \cdot k)$

Продолжение таблицы 4

Модификация	Диапазон измерений, мкА, мА, А	Значение единицы младшего разряда (к), мкА, мА, А	Диапазон частот, Гц	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений силы переменного тока, мА, А (при температуре окружающей среды от +18 до +28 °С включ.)
Примечание: * $I_{изм}$ - измеряемое значение силы тока; к- единица младшего разряда пределы допускаемой дополнительной температурной погрешности измерений характеристики составляют половину предела допускаемой основной погрешности на каждые 10 °С изменения температуры окружающей среды.				

Таблица 5 – Режим измерений силы постоянного тока

Модификация	Диапазон измерений, мкА, мА, А	Значение единицы младшего разряда (к), мкА, мА, А	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений силы постоянного тока, мкА, мА, А (при температуре окружающей среды от +18 до +28 °С включ.)
DT-898	Поддиапазоны: от 10 до 400,0 мкА включ.	0,1 мкА	$\pm(0,009 \cdot U_{изм} + 5 \cdot k)$
	Св. 400 мкА до 4000 мкА включ.	1 мкА	$\pm(0,008 \cdot U_{изм} + 5 \cdot k)$
	Св. 4000 мкА до 40,00 мА включ.	0,01 мА	$\pm(0,008 \cdot U_{изм} + 5 \cdot k)$
	Св. 40,00 мА до 400 мА включ.	0,1 мА	$\pm(0,008 \cdot U_{изм} + 8 \cdot k)$
	Св. 400 мА до 10,00 А	0,01 А	$\pm(0,015 \cdot U_{изм} + 8 \cdot k)$
DT-9889	Поддиапазоны: От 10 до 600,0 мкА включ.	0,1 мкА	$\pm(0,009 \cdot I_{изм} + 5 \cdot k)$
	Св. 600 мкА до 6000 мкА включ.	1 мкА	$\pm(0,009 \cdot I_{изм} + 5 \cdot k)$
	Св. 6000 мкА до 60,00 мА включ.	0,01 мА	$\pm(0,009 \cdot I_{изм} + 5 \cdot k)$

Продолжение таблицы 5

Модификация	Диапазон измерений, мкА, mA, A	Значение единицы младшего разряда (к), мкА, mA, A	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений силы постоянного тока, мкА, mA, A (при температуре окружающей среды от +18 до +28 °C включ.)
	Св. 60,0 mA до 600,0 mA включ.	0,1 mA	$\pm(0,009 \cdot I_{\text{изм}} + 8 \cdot k)$
	Св. 600 mA до 10,00 A включ.	0,01 A	$\pm(0,015 \cdot I_{\text{изм}} + 8 \cdot k)$
Примечание: * $I_{\text{изм}}$ - измеряемое значение силы тока; k- единица младшего разряда пределы допускаемой дополнительной температурной погрешности измерений характеристики составляют половину предела допускаемой основной погрешности на каждые 10 °C изменения температуры окружающей среды.			

Таблица 6 - Режим измерений электрического сопротивления

Модификация	Диапазон измерений, Ом, кОм, МОм	Значение единицы младшего разряда (к), Ом, кОм, МОм	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений электрического сопротивления, Ом, кОм, МОм (при температуре окружающей среды от +18 до +28 °C включ.)
DT-898	Поддиапазоны: от 1 до 400,0 Ом включ.	0,1 Ом	$\pm(0,005 \cdot R_{\text{изм}}^* + 10 \cdot k)$
	Св. 400 Ом до 4,000 кОм включ.	0,001 кОм	$\pm(0,005 \cdot R_{\text{изм}} + 5 \cdot k)$
	Св. 4,00 кОм до 40,00 кОм включ.	0,01 кОм	$\pm(0,005 \cdot R_{\text{изм}} + 5 \cdot k)$
	Св. 40,0 кОм до 400,0 кОм включ.	0,1 кОм	$\pm(0,005 \cdot R_{\text{изм}} + 5 \cdot k)$
	Св. 400 кОм до 4,000 МОм включ.	0,001 МОм	$\pm(0,005 \cdot R_{\text{изм}} + 5 \cdot k)$

Продолжение таблицы 6

Модификация	Диапазон измерений, Ом, кОм, МОм	Значение единицы младшего разряда (к), Ом, кОм, МОм	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений электрического сопротивления, Ом, кОм, МОм (при температуре окружающей среды от +18 до +28 °С включ.)
DT-9889	Поддиапазоны: от 1 до 600,0 Ом включ.	0,1 Ом	$\pm(0,005 \cdot R_{изм}^* + 10 \cdot k)$
	Св. 600 Ом до 6,000 кОм включ.	0,001 кОм	$\pm(0,005 \cdot R_{изм} + 5 \cdot k)$
	Св. 6,00 кОм до 60,00 кОм включ.	0,01 кОм	$\pm(0,005 \cdot R_{изм} + 5 \cdot k)$
	Св. 60,0 кОм до 600,0 кОм включ.	0,1 кОм	$\pm(0,005 \cdot R_{изм} + 5 \cdot k)$
	Св. 600 кОм до 6,000 МОм включ.	0,001 МОм	$\pm(0,005 \cdot R_{изм} + 5 \cdot k)$
	Св. 6,00 МОм до 60,00 МОм	0,01 МОм	$\pm(0,025 \cdot R_{изм} + 10 \cdot k)$
Примечание: * $R_{изм}$ - измеряемое значение электрического сопротивления; к- единица младшего разряда пределы допускаемой дополнительной температурной погрешности измерений характеристики составляют половину предела допускаемой основной погрешности на каждые 10 °С изменения температуры окружающей среды.			

Таблица 7 – Режим измерений электрической емкости

Модификация	Диапазон измерений, нФ, мкФ, мФ	Значение единицы младшего разряда (к), нФ, мкФ, мФ	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений электрической емкости, нФ, мкФ, мФ (при температуре окружающей среды от +18 до +28 °С включ.)
DT-898	Поддиапазоны: От 1 до 40,00 нФ включ.	0,01 нФ	$\pm(0,015 \cdot C_{изм} + 20 \cdot k)$

Продолжение таблицы 7

Модификация	Диапазон измерений, нФ, мкФ, мФ	Значение единицы младшего разряда (к), нФ, мкФ, мФ	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений электрической емкости, нФ, мкФ, мФ (при температуре окружающей среды от +18 до +28 °С включ.)
DT-898	Св. 40,0 нФ до 400,0 нФ включ.	0,1 нФ	$\pm(0,012 \cdot C_{\text{изм}} + 8 \cdot k)$
	Св. 400 нФ до 4,000 мкФ включ.	0,001 мкФ	$\pm(0,015 \cdot C_{\text{изм}} + 8 \cdot k)$
	Св. 4,00 мкФ до 40,00 мкФ включ.	0,01 мкФ	$\pm(0,012 \cdot C_{\text{изм}} + 8 \cdot k)$
	Св. 40,0 мкФ до 400,0 мкФ включ.	0,1 мкФ	$\pm(0,015 \cdot C_{\text{изм}} + 8 \cdot k)$
	Св. 400 мкФ до 4000 мкФ включ.	1 мкФ	$\pm(0,025 \cdot C_{\text{изм}} + 20 \cdot k)$
DT-9889	Поддиапазоны: От 1 до 60,00 нФ включ.	0,01 нФ	$\pm(0,015 \cdot C_{\text{изм}} + 20 \cdot k)$
	Св. 60,0 нФ до 600,0 нФ включ.	0,1 нФ	$\pm(0,012 \cdot C_{\text{изм}} + 8 \cdot k)$
	Св. 600 нФ до 6,000 мкФ включ.	0,001 мкФ	$\pm(0,015 \cdot C_{\text{изм}} + 8 \cdot k)$
	Св. 6,00 мкФ до 60,00 мкФ включ.	0,01 мкФ	$\pm(0,012 \cdot C_{\text{изм}} + 8 \cdot k)$
	Св. 60,0 мкФ до 600,0 мкФ включ.	0,1 мкФ	$\pm(0,015 \cdot C_{\text{изм}} + 8 \cdot k)$
	Св. 600 мкФ до 6000 мкФ включ.	1 мкФ	$\pm(0,025 \cdot C_{\text{изм}} + 20 \cdot k)$

Продолжение таблицы 7

Модификация	Диапазон измерений, нФ, мкФ, мФ	Значение единицы младшего разряда (к), нФ, мкФ, мФ	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений электрической емкости, нФ, мкФ, мФ (при температуре окружающей среды от +18 до +28 °С включ.)
Примечание: * $S_{изм}$ - измеряемое значение электрической емкости; к- единица младшего разряда пределы допускаемой дополнительной температурной погрешности измерений характеристики составляют половину предела допускаемой основной погрешности на каждые 10 °С изменения температуры окружающей среды.			

Таблица 8 – Режим измерений частоты (электронной)

Модификация	Диапазон измерений, Гц, кГц, МГц	Значение единицы младшего разряда (к), Гц, кГц, МГц	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений частоты, Гц, кГц, МГц (при температуре окружающей среды от +18 до +28 °С включ.)
DT-898	Поддиапазоны От 1,00 до 40,00 Гц включ.	0,01 Гц	$\pm(0,00009 \cdot f_{изм}^* + 5 \cdot k)$
	Св. 40,0 Гц до 400,0 Гц включ.	0,1 Гц	$\pm(0,00009 \cdot f_{изм} + 5 \cdot k)$
	Св. 400 Гц до 4,000 кГц включ.	0,001 кГц	$\pm(0,00009 \cdot f_{изм} + 5 \cdot k)$
	От 4,00 кГц до 40,00 кГц включ.	0,01 кГц	$\pm(0,00009 \cdot f_{изм} + 5 \cdot k)$
	Св. 40,0 кГц до 400,0 кГц включ.	0,1 кГц	$\pm(0,00009 \cdot f_{изм} + 5 \cdot k)$
	Св. 0,400 МГц до 4,000 МГц включ.	0,001 МГц	$\pm(0,00009 \cdot f_{изм} + 5 \cdot k)$
	Св. 4,00 МГц до 10,00 МГц	0,01 МГц	$\pm(0,00009 \cdot f_{изм} + 5 \cdot k)$
DT-9889	Поддиапазоны От 1,00 до 60,00 Гц включ.	0,01 Гц	$\pm(0,00009 \cdot f_{изм} + 5 \cdot k)$

Продолжение таблицы 8

Модификация	Диапазон измерений, Гц, кГц, МГц	Значение единицы младшего разряда (к), Гц, кГц, МГц	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений частоты, Гц, кГц, МГц (при температуре окружающей среды от +18 до +28 °С включ.)
DT-9889	Св. 60,0 Гц до 600,0 Гц включ.	0,1 Гц	$\pm(0,00009 \cdot f_{\text{изм}} + 5 \cdot k)$
	Св. 600 Гц до 6,000 кГц включ.	0,001 кГц	$\pm(0,00009 \cdot f_{\text{изм}} + 5 \cdot k)$
	От 6,00 кГц до 60,00 кГц включ.	0,01 кГц	$\pm(0,00009 \cdot f_{\text{изм}} + 5 \cdot k)$
	Св. 60,0 кГц до 600,0 кГц включ.	0,1 кГц	$\pm(0,00009 \cdot f_{\text{изм}} + 5 \cdot k)$
	Св. 0,600 МГц до 6,000 МГц включ.	0,001 МГц	$\pm(0,00009 \cdot f_{\text{изм}} + 5 \cdot k)$
	Св. 6,00 МГц до 10,00 МГц	0,01 МГц	$\pm(0,00009 \cdot f_{\text{изм}} + 5 \cdot k)$
Примечание: * $f_{\text{изм}}$ - измеряемое значение частоты; к- единица младшего разряда Чувствительность DT-9889, DT-898: $U_{\text{RMS}} > 2$ В и $f < 100$ кГц; $U_{\text{RMS}} > 5$ В и $f > 100$ кГц U_{RMS} – среднеквадратическое значение напряжения пределы допускаемой дополнительной температурной погрешности измерений характеристики составляют половину предела допускаемой основной погрешности на каждые 10 °С изменения температуры окружающей среды.			

Таблица 9 – Режим измерений температуры

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений температуры, °С	от -20 до +260
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры в диапазоне от минус 20 до плюс 100 °С включ. (при температуре окружающей среды от плюс 10 до плюс 35 °С), °С	$\pm 3,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений температуры в остальном диапазоне (при температуре окружающей среды от плюс 10 до плюс 35 °С), %	$\pm 3,0$

Продолжение таблицы 9

Наименование характеристики	Значение характеристики
Разрешающая способность при измерении температуры, °С	0,1
Порог температурной чувствительности (при температуре объекта +30 °С), °С	≤ 0,1
Спектральный диапазон, мкм	от 8 до 14
Углы поля зрения, градус по горизонтали × градус по вертикали	21,0°×21,0°
Минимальное фокусное расстояние (в зависимости от используемого объектива), м	0,5
Пространственное разрешение (в зависимости от используемого объектива), мрад	4,53

Таблица 10 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	DT-898	DT-9889
Параметры электропитания	Аккумуляторная батарея Li-ION 7,4 В 2300 мАч	Аккумуляторная батарея Li-ION 7,4 В 1500 мАч
Габаритные размеры, мм, не более:		
- высота	55	55
- ширина	85	85
- длина	175	175
Масса, г, не более	540	540
Количество пикселей матрицы детектора, пиксели×пиксели	80×80	
Запись изображений или частота обновлений, Гц	50	
Входное сопротивление канала напряжения, МОм	10	10
Условия эксплуатации:		
- температура окружающей среды, °С	от +5 до +40	от +5 до +40
- относительная влажность, %, не более	80	80
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7	от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом, а также возможно нанесение знака утверждения типа на корпус мультиметра в местах, доступных для просмотра.

Комплектность средства измерений

Таблица 11 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Мультиметр со встроенной тепловизионной камерой DT (модификация в соответствии с заказом)	-	1 шт.
Измерительные щупы	-	2 шт.
Руководство по эксплуатации на мультиметр со встроенной тепловизионной камерой DT модификации DT-898 (на русском языке)	-	1 экз. (в зависимости от модели мультиметра)
Руководство по эксплуатации на Мультиметр со встроенной тепловизионной камерой DT модификации DT-9889 (на русском языке)		
Кабель USB для зарядки (DT-898)	-	1 шт.
Термопара тип К (DT-9889)	-	1 шт.
Зарядное устройство с индикацией заряда 100/240В AC, 50/60Гц, 12В DC, 2А (DT-9889)		1 шт.
Чемодан пластиковый		1 шт.
Магнитный крепеж (DT-9889)		1 шт.
Карта microSD card 8Gb (DT-9889)		1 шт.
Аккумуляторная батарея Li-ION 7,4 В, 1500 мАч (DT-9889, DT-898)		2 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах 4 и 5 Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к мультиметрам со встроенной тепловизионной камерой DT

ГОСТ 14014-91 Приборы и преобразователи измерительные цифровые напряжения, тока, сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний.

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

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

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры.

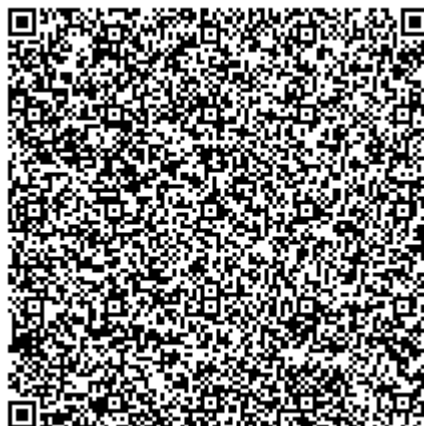
Стандарт предприятия «Мультиметры со встроенной тепловизионной камерой DT».

Изготовитель

Фирма «SHENZHEN EVERBEST MACHINERY INDUSTRY CO., LTD»
Building 19, Region 5, Baiwangxin Industrial Park, Songbai Rd., Baimang, Xili, Nanshan,
China 518108, KHP
Телефон: (86 755) 27353188
Факс: (86 755) 27653699
Web-сайт: www.cem-instruments.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Тел./факс: (495) 437-55-77 / 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru, Web-сайт: www.vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №796

Регистрационный № 85031-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС

Назначение средства измерений

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на измерении объема нефти и нефтепродуктов в зависимости от уровня его наполнения.

Резервуары изготовлены в следующих модификациях: РВС-10000, РВС-20000 и представляют собой стальную вертикальную конструкцию цилиндрической формы с наружной теплоизоляцией и купольной крышей.

Цилиндрическая стенка резервуаров включает в себя девять цельносварных поясов полистовой сборки.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части резервуаров.

Заводской номер наносится типографским способом в паспорт резервуара и аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара.

Резервуары РВС-10000 с заводскими номерами 23, 24, 25, РВС-20000 с заводскими номерами 21, 22 расположены по адресу: 188477, Ленинградская область, Кингисеппский район, Вистинское сельское поселение, Морской торговый порт Усть-Луга, комплекс наливных грузов, АО «Усть-Луга Ойл».

Знак поверки наносится в градуировочной таблице в виде оттиска поверительного клейма.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Общий вид резервуаров представлен на рисунках 1-5.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-10000 зав. № 23



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РВС-10000 зав. № 24



Рисунок 3 – Общий вид резервуара РВС-10000 зав. № 25



Рисунок 4 – Общий вид резервуара РВС-20000 зав. № 21



Рисунок 5 – Общий вид резервуара РВС-20000 зав. № 22

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	РВС-10000	РВС-20000
Тип резервуаров	РВС-10000	РВС-20000
Номинальная вместимость, м ³	10000	20000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,10	

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический	PBC-10000 (PBC-20000)	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Градуировочная таблица	—	1 экз.
Методика поверки	МП 548-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам вертикальным стальным цилиндрическим PBC

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «АП Саратовский завод резервуарных металлоконструкций» (ЗАО «АП РМК»)

ИНН 6453009475

Адрес: 410052, г. Саратов, проспект им. 50 лет Октября, д. 134

Телефон/ факс: +7 (8452) 63-33-77

Web-сайт: www.rmk.ru

E-mail: rulon@rmk.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20.

Телефон/факс: (8412) 49-82-65

E-mail: info@penzacsm.ru

Web-сайт: www.penzacsm.ru

Аттестат аккредитации: ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений № RA.RU.311197 от 06.07.2015.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №796

Регистрационный № 85032-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока TAPE WOUND

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока TAPE WOUND предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления, а также для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на использовании явления электромагнитной индукции, т.е. на создании ЭДС переменным магнитным полем. Первичный ток, протекая по первичной обмотке, создает в магнитопроводе вторичной обмотки магнитный поток, который в свою очередь вызывает появление во вторичной обмотке ЭДС. Так как вторичная обмотка замкнута на внешнюю нагрузку, ЭДС вызывает появление во вторичной обмотке и внешней нагрузке тока, пропорционального первичному току.

Трансформаторы по принципу конструкции – встроенные, предназначены для работы внутри бака выключателя или силового трансформатора, а также в воздушной среде. Первичной обмоткой трансформатора служит высоковольтный ввод выключателя, силового трансформатора или линейный ввод. Высоковольтная изоляция обеспечивается изолятором ввода. Вторичная обмотка равномерно размещена на тороидальном магнитопроводе. Для получения различных коэффициентов трансформации вторичная обмотка имеет несколько ответвлений. Выводы вторичных обмоток подключены внутри контактной коробки. Коробка вторичных выводов снабжена изоляционной пломбируемой крышкой для предотвращения несанкционированного доступа.

К трансформаторам данного типа относятся трансформаторы тока TAPE WOUND с заводскими №№ C145709, C145710, C145711, C145700, C145701, C145702, C145712, C145713, C145714, C145703, C145704, C145705, C145715, C145716, C145717, C145706, C145707, C145708.

Заводской номер нанесен на табличку технических данных трансформатора методом химпечати.

Нанесение знака поверки на трансформатор не предусмотрено. Знак поверки наносится в соответствующий раздел паспорта и/или на свидетельство о поверке.

Общий вид трансформаторов тока TAPE WOUND представлен на рисунке 1.

Конструкция трансформаторов обеспечивает ограничение доступа к определенным частям средства измерений в целях предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений. Пломбирование трансформаторов не предусмотрено.

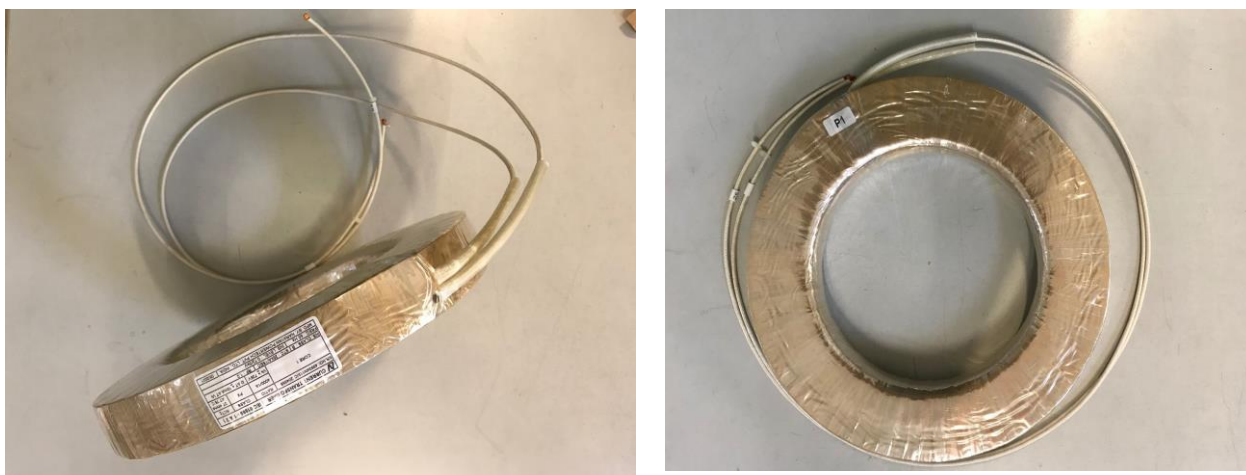


Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов тока TAPE WOUND, зав №№ C145709, C145710, C145711, C145700, C145701, C145702, C145712, C145713, C145714, C145703, C145704, C145705, C145715, C145716, C145717, C145706, C145707, C145708

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Класс точности вторичных обмоток для измерений и учета	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2ном}$ с индуктивно-активным коэффициентом мощности $\cos \varphi_2=0,8$ В·А	30
Номинальная предельная кратность $K_{ном}$ обмоток для измерений	5 10
- для TAPE WOUND, зав №№ C145709, C145710, C145711, C145712, C145713, C145714, C145715, C145716, C145717 - для TAPE WOUND, зав №№ C145700, C145701, C145702, C145703, C145704, C145705, C145706, C145707, C145708	
Номинальный первичный ток, А	2000, 1500, 1200, 1000
Номинальный ток вторичной обмотки, А	1
Номинальное напряжение, кВ	121
Номинальная частота, Гц	50

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (диаметр x высота), не более, мм	400 x 55
Масса, не более, кг:	25
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность при температуре +30 °С, % - атмосферное давление, кПа	от -25 до +40 от 30 до 98 от 84 до 107

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность трансформаторов тока

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	TAPE WOUND, зав №№ C145709, C145710, C145711, C145700, C145701, C145702, C145712, C145713, C145714, C145703, C145704, C145705, C145715, C145716, C145717, C145706, C145707, C145708	18 шт
Паспорт	-	18 экз.

Сведения о методиках измерений

приведены в разделе 4 «Методы измерений» паспорта.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока TAPE WOUND

Приказ Росстандарта от 27 декабря 2018 года № 2768 "Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока"

ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки

Изготовитель

Narayan Powertech Pvt. Ltd., Индия

Адрес: Padra-Vadodara Road, Padra 391 440. Dist.Vadodara, Gujarat, India

Телефон (факс): (+91) 7574852286,(+91) 7574852287

E-mail: tms@narayanpowertech.com

Испытательный центр

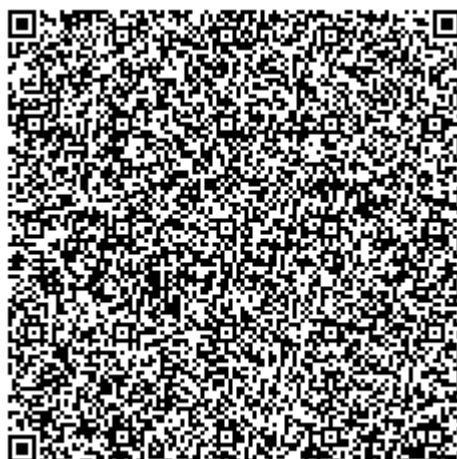
ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан» (ФБУ «ЦСМ Татарстан»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д.24

Телефон (факс): (843) 293-18-33

E-mail: isp13@tatcsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «ЦСМ Татарстан» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310659 выдан 13.05.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №796

Регистрационный № 85033-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Антенны измерительные РММ ВЛ-01

Назначение средства измерений

Антенны измерительные РММ ВЛ-01 (далее по тексту – антенны) предназначены для измерений напряженности электрической составляющей переменного электромагнитного поля, параметров электромагнитной совместимости радиоэлектронных средств в диапазоне частот от 30 до 6000 МГц (совместно с измерительными приемниками, анализаторами спектра, вольтметрами селективными).

Описание средства измерений

Конструктивно антенна представляет собой гибрид биконической и логопериодической антенн, заменяющий традиционно использующиеся в данном частотном диапазоне два типа антенн.

Принцип действия антенны основан на преобразовании высокочастотного тока, наведенного электромагнитным полем на приемных частях антенны, в переменное напряжение, передающееся в несимметричную линию с волновым сопротивлением 50 Ом, подключаемую к измерительному устройству.

Биконическая часть антенны обеспечивает работу на частотах до 200 МГц. Логопериодическая часть антенны обеспечивает работу в верхней части частотного диапазона. Конструктивно антенна изготовлена из алюминия. Антенна подключается к измерительному устройству через коаксиальный вход тип III Вариант 3 (розетка) по ГОСТ 13317-89.

Для измерений параметров электромагнитных полей антенна подключается к входу измерительного приемника, анализатора спектра, ваттметра поглощаемой мощности либо иного приемного устройства.

Общий вид антенн, места пломбировки от несанкционированного доступа, нанесения наклейки «Знак утверждения типа», знака поверки и заводского номера представлены на рисунках 1 и 2. Заводской номер наносится на корпус антенны в виде наклейки в формате «S.N. XXXXXXXXXXX».

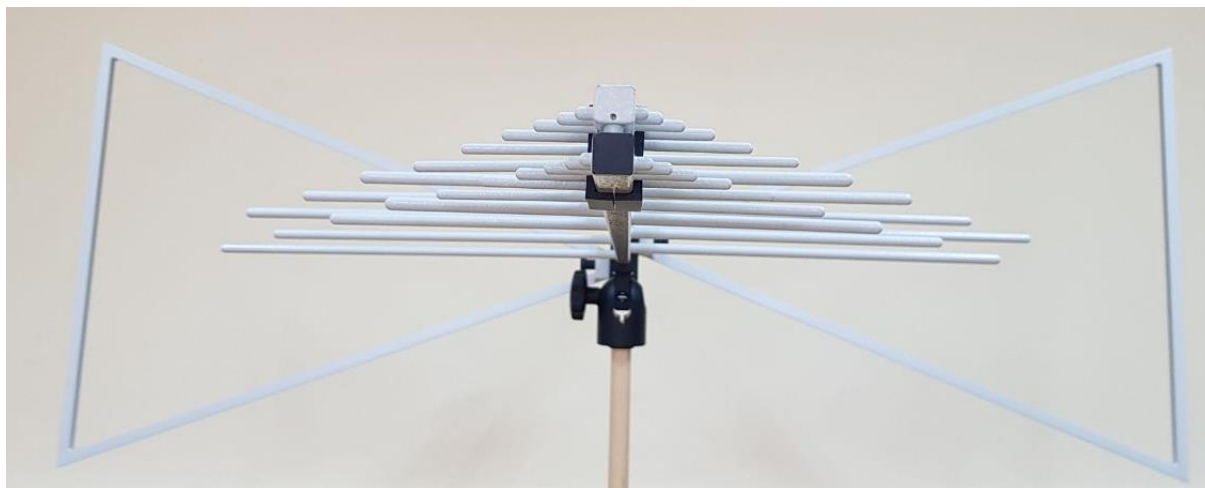


Рисунок 1 – Внешний вид антенны (вид спереди)

место нанесения знака поверки

место нанесения наклейки
«Знак утверждения типа»



место для пломбировки от
несанкционированного доступа

место нанесения заводского
номера

Рисунок 2 – Внешний вид антенны (вид сзади)

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих частот, МГц	от 30 до 6000
Коэффициент калибровки в диапазоне рабочих частот, дБ (m^{-1})	от 8 до 45
Пределы допускаемой погрешности коэффициента калибровки, дБ	± 2
Коэффициент стоячей волны по напряжению в диапазоне частот свыше 200 МГц, не более	2,0

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное значение выходного сопротивления антенны, Ом	50
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), см, не более	145×61×157
Масса, кг, не более	5,5
Условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность воздуха при температуре до +25 °С, %, не более атмосферное давление, кПа	20±5 90 от 80,0 до 106,7

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульный лист эксплуатационной документации и на корпус антенны методом наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Антенна измерительная	PMM BL-01	1
Футляр	-	1
Руководство по эксплуатации	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Описание и работа» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к антеннам измерительным PMM BL-01

ГОСТ Р 8.805-2012 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений напряженности электрического поля в диапазоне частот от 0,0003 до 2500 МГц

ГОСТ Р 8.574-2000 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений плотности и потока энергии электромагнитного поля в диапазоне частот от 0,3 до 178,4 ГГц.

Техническая документация фирмы-изготовителя.

Изготовитель

Фирма «Narda Safety Test Solutions S.r.l.», Италия
Via Leonardo da Vinci, 21/23 – 20090 Segrate (Milano)
Телефон: +39022699871, +390226998700

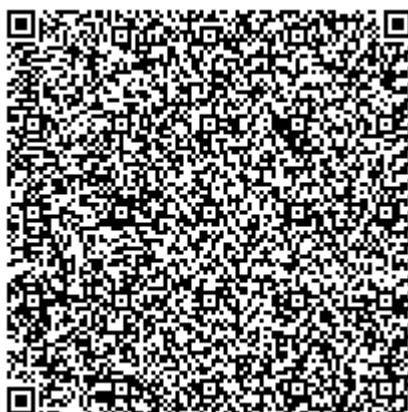
Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Главный научный метрологический центр» Министерства обороны Российской Федерации (ФГБУ «ГНМЦ» Минобороны России)

Адрес: 141006, Московская область, г. Мытищи, ул. Комарова, д. 13

Телефон: +7(495) 583-99-23, факс: +7(495) 583-99-48

Уникальный номер записи об аккредитации ФГБУ «ГНМЦ» Минобороны России в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311314 от 31.08.2015



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №796

Регистрационный № 85034-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Генераторы сигналов РММ 30хх

Назначение средства измерений

Генераторы сигналов РММ 30хх (далее по тексту – генераторы) предназначены для воспроизведения немодулированных высокочастотных сигналов, а также сигналов с амплитудной модуляцией и применяются при испытаниях на электромагнитную совместимость в соответствии с ГОСТ Р 51317.4.6-99, ГОСТ 30804.4.3-2013, а также при разработке, ремонте и измерениях характеристик радиоэлектронных средств.

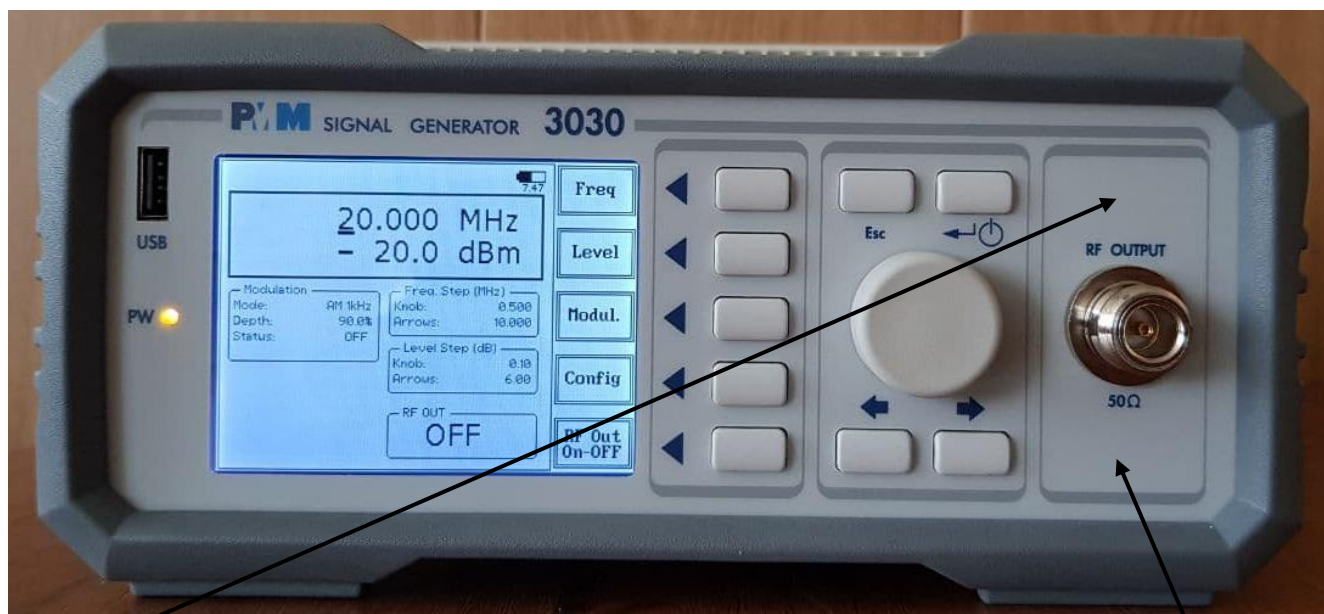
Описание средства измерений

Принцип действия генераторов основан на использовании метода косвенного синтеза с применением фазовой автоподстройки частоты по опорному высокостабильному маломощному сигналу встроенного кварцевого генератора частотой 10 МГц.

Конструктивно генераторы выполнены в виде моноблока. Управление изменением выходных характеристик обеспечивается с помощью наборных клавиш и валкодера, расположенных на лицевой панели генератора. Также управление генераторами может осуществляться в автоматизированном режиме под управлением внешней ПЭВМ. Для внешнего управления предназначено специальное программное обеспечение РММ Immunity Suit (PIMS), поставляемое вместе с генератором. Сигнал с установленными характеристиками снимается с основного выхода с сопротивлением 50 Ом. Предусмотрены входные разъемы для обеспечения изменения основного сигнала в режиме амплитудной модуляции (АМ) и подключения внешнего источника опорной частоты.

Генераторы сигналов РММ 30хх выпускаются в 4 модификациях. Модификации генераторов отличаются диапазонами рабочих частот (РММ 3010 – от 9 кГц до 1 ГГц, РММ 3030 – от 9 кГц до 3 ГГц), наличием встроенного аккумулятора (к типу генератора добавляется код «-02», например РММ 3030-02). Питание генератора осуществляется от сетевого адаптера, преобразующего переменное напряжение от 100 до 240 В в постоянное напряжение 12 В. Также возможно питание генератора от встроенных аккумуляторов (поставляются опционально).

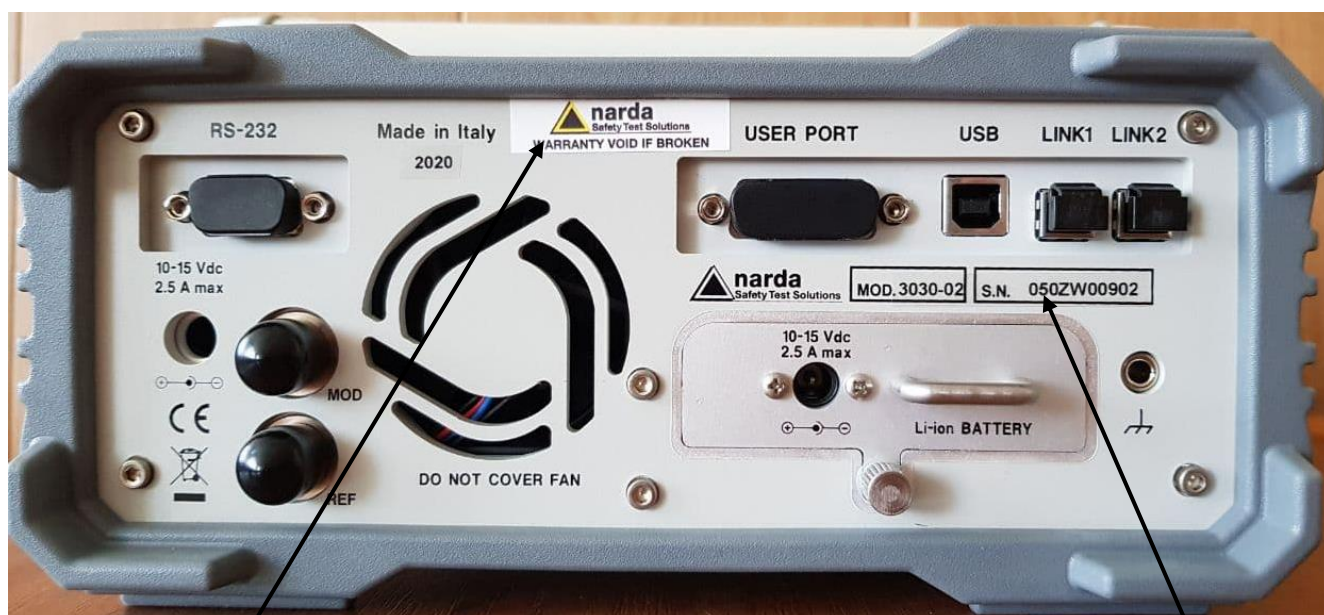
Общий вид генераторов, места пломбировки от несанкционированного доступа, нанесения наклейки «Знак утверждения типа», знака поверки и заводского номера представлены на рисунках 1,2. Заводской номер наносится на заднюю панель корпуса генератора в виде наклейки в формате «S.N. XXXXXXXXXXXX».



место нанесения знака поверки

место нанесения наклейки
«Знак утверждения типа»

Рисунок 1 – Внешний вид генератора (вид спереди)



место для пломбировки от не-
санкционированного доступа

место нанесения заводского
номера

Рисунок 2 – Внешний вид генератора (вид сзади)

Программное обеспечение

Метрологически значимая часть программного обеспечения (ПО) размещается в энерго-независимой части памяти микроконтроллера, запись которой осуществляется в процессе производства. Внесение изменений в ПО при эксплуатации генераторов невозможно.

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики	
	РММ 3010	РММ 3030
Диапазон рабочих частот, МГц	от 0,009 до 1000	от 0,009 до 3000
Шаг установки частоты, кГц	1	
Пределы допускаемой относительной погрешности установки частоты, %	$\pm 1 \cdot 10^{-5}$	
Диапазон выходной мощности, дБм:	от -107 до +10	
Пределы допускаемой погрешности установки уровня сигнала, дБ: на частотах от 9 до 19 кГц: - при уровне от -107 до -30 включ.; - при уровне св. -30 до +10 включ. на частотах от 20 кГц: - при уровне от -107 до -30 включ.; - при уровне св. -30 до +10 включ.	$\pm 3,0$ $\pm 2,0$ $\pm 2,0$ $\pm 1,0$	
Коэффициент нелинейных искажений, %: - на частотах от 9 до 19 кГц; - на частотах от 20 до 99 кГц; - на частотах св. 100 кГц	20 10 3	
Коэффициент стоячей волны по напряжению выхода генератора	1,2	
Относительный уровень гармоник немодулированного выходного сигнала, дБ - на частотах от 9 до 19 кГц; - на частотах от 20 до 99 кГц; - на частотах св. 100 кГц	-15 -20 -30	
Частота внутренней амплитудной модуляции, Гц	50, 400, 1000	
Диапазон установки коэффициента АМ при работе от внутреннего источника, %	от 10 до 90	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки коэффициента АМ при работе от внутреннего источника, %	± 5	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное значение выходного сопротивления генераторов, Ом	50
Масса, кг, не более: - без встроенных аккумуляторов; - со встроенными аккумуляторами	3,5 4,3
Время работы от встроенных аккумуляторов, часов, не менее	4
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	335×235×105
Условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность воздуха при температуре до +25 °С, %, не более атмосферное давление, кПа	20±5 90 от 80,0 до 106,7

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на лицевую панель генератора методом наклейки и на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Генератор сигналов	PMM 3010 (PMM 3030)	1 шт.
AC-DC адаптер питания	-	1 шт.
USB-диск с программным обеспечением	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Описание и работа» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к генераторам сигналов

Приказ Росстандарта № 1621 от 31.07.2018 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты.

Приказ Росстандарта № 3461 от 30.12.2019 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 9 кГц до 37,5 ГГц.

ГОСТ Р 8.717-2010 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений коэффициента амплитудной модуляции высокочастотных колебаний.

ГОСТ 30804.4.3-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний.

ГОСТ Р 51317.4.6-99 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями. Требования и методы испытаний.

ГОСТ 16863-71 Генераторы измерительные диапазона частот 0,1-35 МГц. Методы и средства поверки.

ГОСТ 8.322-78 Государственная система обеспечения единства измерений. Генераторы сигналов измерительные. Методы и средства поверки в диапазоне частот 0,03-17,44 ГГц.

Техническая документация фирмы-изготовителя.

Изготовитель

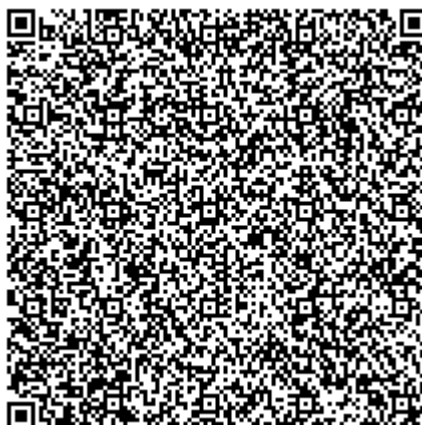
Фирма «Narda Safety Test Solutions S.r.l.», Италия
Via Leonardo da Vinci, 21/23 – 20090 Segrate (Milano)
Телефон: +39022699871, +390226998700

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Главный научный метрологический центр» Министерства обороны Российской Федерации (ФГБУ «ГНМЦ» Минобороны России)

Адрес: 141006, Московская область, г. Мытищи, ул. Комарова, д. 13
Телефон: +7(495) 583-99-23, факс: +7(495) 583-99-48

Уникальный номер записи об аккредитации ФГБУ «ГНМЦ» Минобороны России в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311314 от 31.08.2015



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №796

Регистрационный № 85035-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Источники питания постоянного тока РМХ

Назначение средства измерений

Источники питания постоянного тока РМХ (далее – источники) предназначены для воспроизведения напряжения и силы постоянного тока.

Описание средства измерений

Принцип действия источников основан на понижении напряжения сети с помощью трансформатора, с последующим выравниванием диодным мостом и подачей через стабилизатор и фильтр на выходные разъемы и на схемы измерения и автоматического регулирования. Управление и контроль режимов работы источников осуществляется встроенным микроконтроллером. Установка выходных параметров осуществляется с помощью функциональных кнопок и поворотного переключателя, расположенных на лицевой панели источников.

Конструктивно источники выполнены в металлических корпусах настольного исполнения, допускающих монтаж в приборную стойку при помощи опции монтажа.

Источники изготавливаются в следующих модификациях, отличающихся максимальной выходной мощностью, диапазонами установки выходных параметров – напряжения и силы тока, и числом выходных каналов:

- модификации с одним выходом: РМХ18-2А, РМХ18-5А, РМХ35-1А, РМХ35-3А, РМХ70-1А, РМХ110-0.6А, РМХ250-0.25А, РМХ350-0.2А, РМХ500-0.1А;
- многоканальные модификации: РМХ32-3DU, РМХ32-3TR, РМХ32-2QU.

Источники оснащены цифровыми измерителями напряжения и силы тока, позволяющими измерять одновременно оба параметра. Конструкция источников обеспечивает защиту от перегрузок, короткого замыкания на выходе и перегрева. Допускается параллельное и последовательное соединение источников и объединение выходных каналов (в многоканальных модификациях).

На передней панели источников расположены: выходные разъемы, кнопка включения питания, дисплей для отображения значений напряжения и силы тока на выходе, кнопка включения/отключения выхода, функциональные кнопки, вращающиеся регуляторы для установки выходных параметров, клеммы для четырехпроводного подключения нагрузки (только в модификациях РМХ18-2А, РМХ18-5А, РМХ35-1А, РМХ35-3А, РМХ32-3DU, РМХ32-3TR, РМХ32-2QU).

На задней панели источников расположены: аналоговый и цифровые интерфейсы дистанционного управления, разъем для подключения к сети питания.

Для предотвращения несанкционированного доступа к внутренним частям источников пломбируется один из крепежных винтов на корпусе. Пломба может устанавливаться производителем, ремонтной организацией, поверяющей организацией или организацией, эксплуатирующей данное средство измерений, в виде наклейки, мастичной или сургучной печати.

Общий вид источников, места нанесения знака утверждения типа, знака поверки и пломбировки представлены на рисунках 1 - 5.

Заводской (серийный) номер наносится на наклейку, расположенную на задней панели корпуса источников.



Рисунок 1 – Общий вид источников PMX70-1A, PMX110-0.6A, PMX250-0.25A, PMX350-0.2A, PMX500-0.1A, места нанесения знака утверждения типа (А), знака поверки (Б) и пломбировки (В)



Рисунок 2 – Общий вид источников PMX18-2A, PMX18-5A, PMX35-1A, PMX35-3A, места нанесения знака утверждения типа (А), знака поверки (Б) и пломбировки (В)



Рисунок 3 – Общий вид источников PMX32-3DU, места нанесения знака утверждения типа (А), знака поверки (Б) и пломбировки (В)



Рисунок 4 – Общий вид источников PMX32-3TR, места нанесения знака утверждения типа (А), знака поверки (Б) и пломбировки (В)



Рисунок 5 – Общий вид источников PMX32-2QU, места нанесения знака утверждения типа (А), знака поверки (Б) и пломбировки (В)

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) источников записано в памяти внутреннего контроллера и служит для управления режимами работы, выбора встроенных измерительных и вспомогательных функций.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	отсутствует
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 1.00

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики источников PMX18-2A, PMX18-5A, PMX35-1A, PMX35-3A, PMX70-1A, PMX110-0.6A, PMX250-0.25A, PMX350-0.2A, PMX500-0.1A

Наименование характеристики	Значение для модификаций								
	PMX18- 2A	PMX18- 5A	PMX35- 1A	PMX35- 3A	PMX70- 1A	PMX110- 0.6A	PMX250- 0.25A	PMX350- 0.2A	PMX500- 0.1A
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Диапазон установки и измерений напряжения постоянного тока, В	от 0 до 18	от 0 до 18	от 0 до 35	от 0 до 35	от 0 до 70	от 0 до 110	от 0 до 250	от 0 до 350	от 0 до 500
Диапазон установки и измерений силы постоянного тока, А	от 0 до 2	от 0 до 5	от 0 до 1	от 0 до 3	от 0 до 1	от 0 до 0,6	от 0 до 0,25	от 0 до 0,2	от 0 до 0,1
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности установки напряжения постоянного тока, В	$\pm(0,002 \cdot U_{уст} + 0,001 \cdot U_{пр})$								
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений напряжения постоянного тока, В	$\pm(0,005 \cdot U_{изм} + 0,02)$					$\pm(0,005 \cdot U_{изм} + 0,2)$			

Обозначения (здесь и далее в таблицах):
 $U_{уст}$ – значение напряжения постоянного тока, установленное на выходе в режиме установки, В;
 $I_{уст}$ – значение силы постоянного тока, установленное на выходе в режиме установки, А;
 $U_{изм}$ – значение напряжения постоянного тока, измеренное по встроенному индикатору источника при включенном выходе, В;
 $I_{изм}$ – значение силы постоянного тока, измеренное по встроенному индикатору источника при включенном выходе, А;
 $U_{пр}$ – значение верхнего предела установки напряжения постоянного тока, В;
 $I_{пр}$ – значение верхнего предела установки силы постоянного тока, А.

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной температурной ³⁾ абсолютной погрешности установки напряжения постоянного тока, В/°С	$\pm 0,0001 \cdot U_{уст}$
Пределы допускаемой дополнительной температурной ³⁾ абсолютной погрешности установки силы постоянного тока, А/°С	$\pm 0,0002 \cdot I_{уст}$
Примечание ³⁾ В рабочих условиях применения при отклонении от диапазона температур при нормальных условиях измерения.	

Таблица 3 – Метрологические характеристики источников PMX32-3DU, PMX32-3TR, PMX32-2QU

Наименование характеристики	Значение для модификаций		
	PMX32-3DU	PMX32-3TR	PMX32-2QU
1	2	3	4
Диапазон установки и измерений напряжения постоянного тока ¹⁾ , В			
-канал 1	от 0 до 32	от 0 до 32	от 0 до 32
-канал 2	от 0 до 32	от 0 до 32	от 0 до 32
-канал 3	-	от 0 до 6	от 0 до 18
-канал 4	-	-	от 0 до 18
Диапазон установки и измерений силы постоянного тока, А			
-канал 1	от 0 до 3	от 0 до 3	от 0 до 2
-канал 2	от 0 до 3	от 0 до 3	от 0 до 2
-канал 3	-	от 0 до 5	от 0 до 2,5
-канал 4	-	-	от 0 до 2,5
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности установки напряжения постоянного тока, В	$\pm(0,0003 \cdot U_{уст} + 0,005)$		
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений напряжения постоянного тока, В	$\pm(0,001 \cdot U_{изм} + 0,01)$		
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности установки силы постоянного тока, А	$\pm(0,003 \cdot I_{уст} + 0,001 \cdot I_{пр})$		
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений силы постоянного тока, А	$\pm(0,002 \cdot I_{изм} + 0,005)$		
Нестабильность напряжения постоянного тока при изменении силы тока в нагрузке ¹⁾ , мВ			
- каналы 1 и 2	± 4	± 4	± 2
- канал 3	-	± 5	± 3
- канал 4	-	-	± 3
Примечание ¹⁾ При изменении силы тока в нагрузке от 0 до 100 % от верхнего предела установки			

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Нестабильность напряжения постоянного тока при изменении напряжения питания ²⁾ , мВ - каналы 1 и 2 - канал 3 - канал 4	± 3 - -	± 3 ± 1 -	± 3 ± 1 ± 1
Нестабильность силы постоянного тока при изменении напряжения на нагрузке, мА	± 5		
Нестабильность силы постоянного тока при изменении напряжения питания ^{2), 3)} , мА	$\pm(0,001 \cdot I_{уст} + 0,25)$		
Уровень пульсаций выходного напряжения (среднеквадратическое значение), мВ, не более (в полосе частот от 10 Гц до 1 МГц)	0,5		
Уровень пульсаций выходного тока (среднеквадратическое значение), мА, не более - каналы 1 и 2 - канал 3 - канал 4 (в полосе частот от 10 Гц до 1 МГц)	1 - -	1 2 -	1 1 1
Пределы допускаемой дополнительной температурной ⁴⁾ абсолютной погрешности установки напряжения постоянного тока, В/°С	$\pm 0,0001 \cdot U_{уст}$		
Пределы допускаемой дополнительной температурной ⁴⁾ абсолютной погрешности установки силы постоянного тока, А/°С	$\pm 0,0002 \cdot I_{уст}$		
Примечания ²⁾ При изменении на напряжения питания на ± 10 % от номинального значения; ³⁾ значение $I_{уст}$ выражено в мА; ⁴⁾ В рабочих условиях применения при отклонении от диапазона температур при нормальных условиях измерения			

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальная выходная мощность, Вт	Упр · Iпр
- модификации PMX18-2A, PMX18-5A, PMX35-1A, PMX35-3A, PMX70-1A, PMX110-0.6A, PMX250-0.25A, PMX350-0.2A, PMX500-0.1A	
- модификации PMX32-3DU, PMX32-3TR, PMX32-2QU	200
Параметры электрического питания	237±10 % от 47 до 63
- напряжение переменного тока ¹⁾ , В	
- частота переменного тока, Гц	
Потребляемая мощность, В·А, не более	150 170 210 230 310 700 800 900
- модификации PMX18-2A, PMX35-1A	
- модификация PMX500-0.1A	
- модификации PMX110-0.6A, PMX250-0.25A	
- модификации PMX70-1A, PMX350-0.2A	
- модификации PMX18-5A, PMX35-3A	
- модификация PMX32-3DU	
- модификация PMX32-2QU	
- модификация PMX32-3TR	

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более - модификации PMX18-2A, PMX18-5A, PMX35-1A, PMX35-3A, PMX70-1A, PMX110-0.6A, PMX250-0.25A, PMX350-0.2A, PMX500-0.1A - модификации PMX32-3DU, PMX32-3TR, PMX32-2QU	355×107×150 435×214×155
Масса, кг, не более - модификации PMX18-2A, PMX35-1A; - модификации PMX18-5A, PMX35-3A, PMX70-1A, PMX110-0.6A, PMX250-0.25A, PMX350-0.2A, PMX500-0.1A - модификации PMX32-3DU, PMX32-3TR, PMX32-2QU	5 6 13
Нормальные условия измерения: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность, %, не более	от +18 до +28 80
Рабочие условия применения: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха (без конденсации), не более	от 0 до +40 85
Примечание: 1) Заводские опции напряжения питания источника: (100±10 %) В, (117±10 %) В, (200±10 %) В, (217±10 %) В	

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель источников методом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность источников питания постоянного тока РМХ

Наименование	Обозначение	Количество
Источник питания постоянного тока	модификация (по заказу): PMX18-2A, PMX18-5A, PMX35-1A, PMX35-3A, PMX70-1A, PMX110-0.6A, PMX250-0.25A, PMX350-0.2A, PMX500-0.1A, PMX32-3DU, PMX32-3TR, PMX32-2QU	1 шт.
Кабель питания	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе – разделе «Назначение и принцип действия» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к источникам питания постоянного тока РМХ

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

Государственная поверочная схема для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А, утвержденная Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091

Государственная поверочная схема для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы, утвержденная Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3457

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

«Kikusui Electronics Corp.», Япония

Адрес: 2540 Southwood 4F,6-1 Chigasakichuo, Tsuzuki-ku, Yokohama, Kanagawa, 224-0032, Japan

Телефон: +81-45-482-6353

Факс: +81-45-482-6261

Web-сайт: <https://www.kikusui.co.jp/en>

E-mail: overseas@kikusui.co.jp

Испытательный центр

Акционерное общество «Приборы, Сервис, Торговля» (АО «ПриСТ»)

Адрес: 119071, г. Москва, 2-й Донской проезд, д. 10, стр. 4, комната 31

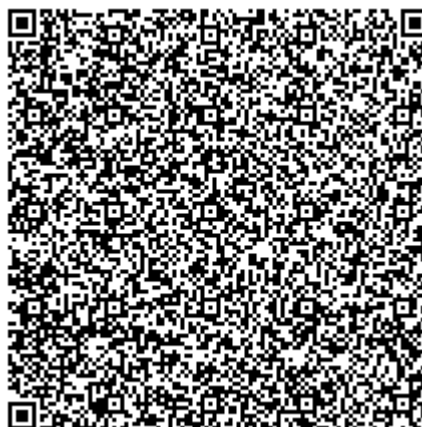
Телефон: +7(495) 777-55-91

Факс: +7(495) 640-30-23

Web-сайт: <http://www.prist.ru>

E-mail: prist@prist.ru

Аттестат аккредитации АО «ПриСТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312058 от 02.02.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» марта 2022 г. №796

Регистрационный № 85036-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета газообразного топлива филиала «Южноуральская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» (ЮГРЭС-2)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета газообразного топлива филиала «Южноуральская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» (ЮГРЭС-2) (далее – АИИСКУГТ), предназначена для автоматизированных измерений, вычислений, контроля и хранения измеренных параметров расхода, давления, температуры, показателей качества газообразного топлива.

Описание средства измерений

Принцип действия АИИСКУГТ основан на измерении, обработке и отображении измерительной информации на мониторах АРМ, поступающей с первичных измерительных преобразователей (ПИП) и использование ее для автоматизированного управления режимами работы газотурбинной установки (ГТУ), согласно заложенным алгоритмам.

АИИСКУГТ включает в себя измерительные каналы (ИК), состоящие из следующих основных компонентов:

- ПИП, обеспечивающих преобразование физических величин температуры, давления, расхода, качества газообразного топлива унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока, 4-20 мА на базе HART-протокола;

- линий связи, по которым передаются сигналы от ПИП к программно-техническому комплексу (ПТК);

- ПТК, получающий измерительную информацию от ПИП, и на ее основе осуществляющий, представления измеряемых параметров качества, объемного расхода, давления, температуры газообразного топлива АИИСКУГТ.

ИК АИИСКУГТ обеспечивают измерение, вычисление, индикацию и автоматическое обновление данных измерений и расчетов на экранах АРМ, архивирование следующих параметров:

- объемный расход газообразного топлива, м³/ч;
- температуру газообразного топлива, °С;
- давление газообразного топлива, МПа;
- высшая и низшая объемная теплота сгорания;
- абсолютная плотность;
- относительная плотность;
- число Воббе;
- состав газа.

В АИИСКУГТ входят ИК следующего состава и назначения:

- каналы измерений объемного расхода, которые состоят из первичного измерительного преобразователя с цифровым выходным сигналом и контроллера измерительного ROC/FloBoss 107 (регистрационный номер средства измерений в Федеральном информационном фонде (рег. №) 14661-08). В качестве первичного измерительного преобразователя используются преобразователи расхода газа ультразвуковые с электронными модулями SeniorSonic 3400- JA00-451731 (рег. № 43212-09);

- каналы измерений избыточного давления, которые состоят из первичного измерительного преобразователя с унифицированным выходным сигналом 4-20 мА и контроллера измерительного ROC/FloBoss107. В качестве первичного измерительного преобразователя используются преобразователи давления измерительные Rosemount 3051TA (рег. № 14061-10);

- каналы измерений температуры, которые состоят из первичного измерительного преобразователя температуры с унифицированным выходным сигналом 4-20 мА и измерительного контроллера ROC/FloBoss107. В качестве первичного измерительного преобразователя используются либо датчики температуры Rosemount 644 (рег. № 39539-08), либо преобразователи измерительные температуры Rosemount 644 (рег. № 14683-09) с термопреобразователями сопротивления Rosemount 0065 (рег. № 53211-13).

- каналы измерений параметров качества газообразного топлива, которые состоят из первичного измерительного преобразователя с цифровым выходным сигналом и измерительного контроллера ROC/FloBoss 107 (рег. № 14661-08). В качестве первичного измерительного преобразователя используется хроматограф газовый промышленный модель 700 (рег. № 68930-17).

ПТК имеет двухуровневую систему обработки измерительной информации.

Нижний уровень ПТК – представляет собой контроллер измерительный ROC/FloBoss107 (рег. № 14661-08), обеспечивающий:

- выполнение сбора, накопления, вычислений, обработки, контроля, хранения измерительной информации об объемном расходе, температуре, давлении, параметров качества газообразного топлива, на основе точной и оперативно получаемой измерительной информации от ПИП;

- обеспечение безопасности хранения измерительной информации и программного обеспечения в соответствии с ГОСТ Р 52069.0-2013, ГОСТ Р 50922-2006.

В состав контроллера измерительного структурно входят модули распределенного ввода-вывода обеспечивающих работу измерительных компонентов ИС, циклический опрос ПИП, прием, измерение и преобразование токовых сигналов от датчиков давления,

температуры, расхода и качества газообразного топлива в цифровой код и обеспечивающих передачу полученную измерительную информацию контроллер ПТК.

Верхний уровень ПТК состоит из:

- сервера сбора измерительной информации;
- инженерной станции, обеспечивающей загрузку и изменение ПО ПТК при наладке, и его инженерную поддержку;
- рабочих станций, обеспечивающих визуализацию измерительной информации и работу технологического оборудования энергоблока.

Сервер и АРМ включают в себя стандартные IBM-PC-совместимые компьютеры промышленного исполнения, размещаемые в электротехнических шкафах блок-боксов, на рабочих местах АБК, и коммуникационное оборудование сетей Ethernet.

АИИСКУГТ изготовлена в единственном экземпляре, установлена в филиале АО "ИНТЕР РАО - Электрогенерация" "Южноуральская ГРЭС-2" работает автономно, измерительную информацию в цифровом виде передает в АСУ ТП станции.

АИИСКУГТ выполняет следующие основные функции:

- автоматическое измерение объемного расхода, температуры, давления и качества газообразного топлива;
- автоматизированный сбор, накопление, вычисление, обработка, контроль, хранение и отображение измерительной информации об объемном расходе, температуре, давлении и качества газообразного топлива;
- ведение "Журналов событий";
- обеспечение безопасности хранения измерительной информации и программного обеспечения в соответствии с ГОСТ Р 52069.0-2013, ГОСТ Р 50922-2006;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;
- контроль параметров режимов коммерческого учета газообразного топлива и автоматизированное управление данными режимами.

Всё электрооборудование нижнего и верхнего уровня ПТК устанавливается в запираемых шкафах со степенью защиты IP20. Для эксплуатации в условиях высокой температуры шкаф оснащается системой вентиляции с терморегулятором.

Обобщенная структурная схема АИИСКУГТ приведена на рисунке 1.

На двери шкафов измерительных контроллеров ROC/FloBoss 107 наносится защитные пломба в соответствии с рисунком 2.

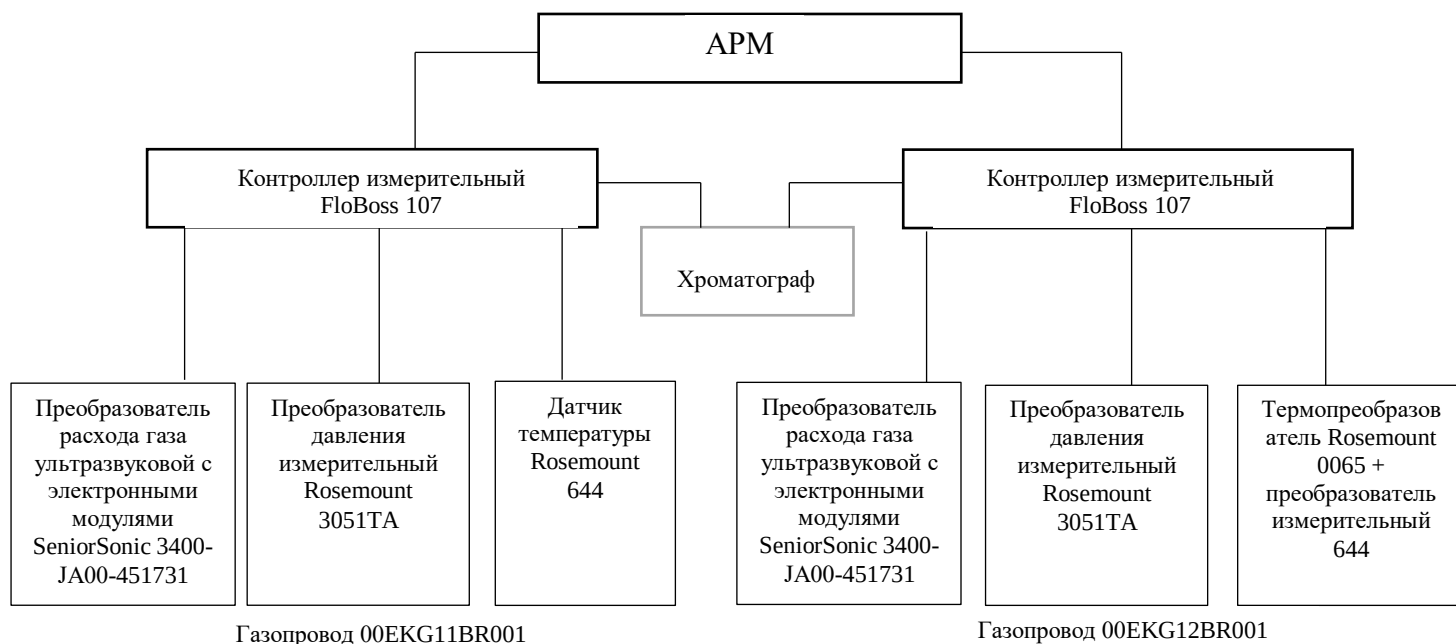


Рисунок 1 – Структурная схема АИИСКУГТ



Место
нанесения
защитной
пломбы

Рисунок 2 – Место нанесения пломб на шкаф измерительного контроллера ROC/FloBoss 107
Нанесение знака поверки на систему не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) АИИСКУГТ состоит из ПО ультразвуковых расходомеров газа SeniorSonic 3400- JA00-451731, ПО измерительных контроллеров ROC/FloBoss с встроенными модулями распределенного ввода-вывода и ПО верхнего уровня "Энергосфера" обеспечивающего защиту измерительной информации в соответствии с правами доступа, сконфигурированного под задачи ведения режимов учета газообразного топлива филиала "ИНТЕР РАО-Электрогенерация" "Южноуральская ГРЭС-2", (количество каналов, типы ПИП, измерительных контроллеров, диапазоны измерений и т.д.).

Комплекс средств защиты информации АИИСКУГТ представляет целостную систему и отвечает требованиям, предъявляемым к программно-аппаратным средствам защиты, приведенных в Федеральном законе "Об информации, информатизации и защите информации", ГОСТ Р 50739-95, ГОСТ 51275-06.

Для каждого пользователя АИИСКУГТ определен индивидуальный пароль, предусмотрены средства конфигурирования, позволяющие обеспечить доступ к каждой задаче только с определенных рабочих мест.

Все действия пользователей в АИИСКУГТ протоколируются. Оговорены категории пользователей, имеющих права на просмотр данного протокола.

Файл конфигурации хранится в базе данных сервера ПТК, защищенной от несанкционированного доступа паролем. Идентичность конфигурации, соответствующая данному объекту, контролируется периодической проверкой контрольной суммы.

Доступ к программному обеспечению измерительных контроллеров осуществляется с выделенной инженерной станции верхнего уровня АИИСКУГТ, доступ к которой защищен как административными мерами (установка в отдельном помещении), так и многоуровневой защитой по паролю.

Для защиты накопленной и текущей информации, конфигурационных параметров ИК от несанкционированного доступа в ПТК предусмотрен многоступенчатый физический контроль доступа (запираемые шкафы, доступ к которым требует авторизации в соответствии со спецификой объекта, на котором устанавливается ПТК) и программный контроль доступа (доступ по паролю с регистрацией успеха и отказа в доступе).

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

Идентификационные данные ПО указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики системы

Измеряемая величина	Диапазон измерений (ДИ) 1)	ПИП			ПТК		Характеристики погрешности ¹⁾ ИК
		Тип	Выходной сигнал	Характеристики погрешности ¹⁾	Состав	Характеристики погрешности ¹⁾	
1	2	3	4	5	6	7	8
Объёмный расход газообразного топлива	От 78 до 7799 м ³ /ч	Преобразователь расхода газа ультразвуковые с электронными модулями Senior Sonic 3400-JA00-451731	От 4 до 20 мА	$\delta = \pm 0,5 \%$	Контроллер измерительный FloBoss 107	$\gamma = \pm 0,1 \%$ измерения сигналов от ПИП	$\gamma = \pm 0,86 \%$
		Преобразователь давления измерительный, Rosemount 3051TA		$\gamma_{\text{осн}} = \pm 0,065 \%$ $\gamma_{\text{доп}} = \pm 0,237 \%$		$\delta = \pm 0,01 \%$ вычисления объёмного расхода	
		Преобразователь температуры, измерительный Rosemount 644		$\Delta = \pm (0,18 + 0,002 \cdot t) \text{ } ^\circ\text{C}$			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Температура газообразного топлива	От -50 до +50 °С	Датчики температуры Rosemount 644	От 4 до 20 мА	$\Delta = \pm (0,18 + 0,002 \cdot t) \text{ } ^\circ\text{C}$	Контроллер измерительный FloBoss 107	$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\Delta = \pm (0,28 + 0,002 \cdot t) \text{ } ^\circ\text{C}$
		Преобразователи измерительные температуры Rosemount 644 с термопреобразователями сопротивления Rosemount 0065					
Давление газообразного топлива	От 0 до 63 кг/см ³	Преобразователь давления измерительный, Rosemount 3051TA		$\gamma_{\text{осн}} = \pm 0,065 \%$ $\gamma_{\text{доп}} = \pm 0,237 \%$			$\gamma = \pm 0,402 \%$
Абсолютная плотность	От 0,692 до 1,210 кг/м ³	Хроматограф газовый промышленный 700	Цифровой сигнал	$\delta = \pm 8,5 \%$	Контроллер измерительный FloBoss 107	$\delta = \pm 0,01 \%$	$\delta = \pm 8,6 \%$
Относительная плотность	От 0,535 до 1,00 кг/м ³			$\delta = \pm 11 \%$			$\delta = \pm 11,1 \%$
Число Воббе	От 41,2 до 54,5 МДж/м ³			$\delta = \pm 4,4 \%$			$\delta = \pm 4,5 \%$
Высшая объемная теплота сгорания	От 35,0 до 57,7 МДж/м ³			$\delta = \pm 0,02 \%$			$\delta = \pm 0,03 \%$
Низшая объемная теплота сгорания	От 31,8 до 52,5 МДж/м ³			$\delta = \pm 0,07 \%$			$\delta = \pm 0,08 \%$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Концентрация пропана	От 0,001 до 6,0 %	Хроматограф газовый промышленный 700	Цифровой сигнал	$\delta = \pm 0,36 \%$	Контроллер измерительный FloBoss 107	$\delta = \pm 0,01 \%$	$\delta = \pm 0,37 \%$
Концентрация изобутана, н-бутана	От 0,001 до 4,0 %			$\delta = \pm 0,24 \%$			$\delta = \pm 0,25 \%$
Концентрация изопектана, н-пектана	От 0,001 до 2,0 %			$\delta = \pm 0,12 \%$			$\delta = \pm 0,13 \%$
Концентрация метана	От 40 до 99,97 %			$\delta = \pm 0,52 \%$			$\delta = \pm 0,53 \%$
Концентрация этана	От 0,001 до 15 %			$\delta = \pm 0,6 \%$			$\delta = \pm 0,61 \%$
Концентрация неопентана	От 0,0005 до 0,05 %			$\delta = \pm 0,003\%$			$\delta = \pm 0,013\%$
Концентрация гексанов (C ₆₊)	От 0,001 до 1,0 %			$\delta = \pm 0,06 \%$			$\delta = \pm 0,07 \%$
Концентрация гептанов (C ₇₊)	От 0,001 до 0,25 %			$\delta = \pm 0,15 \%$			$\delta = \pm 0,16 \%$
Концентрация октанов (C ₈₊), бензола, толуола	От 0,001 до 0,05 %			$\delta = \pm 0,004 \%$			$\delta = \pm 0,014 \%$
Концентрация кислорода + аргона	От 0,005 до 2,0 %			$\delta = \pm 0,12 \%$			$\delta = \pm 0,13 \%$
Концентрация диоксида углерода	От 0,005 до 10 %			$\delta = \pm 0,6 \%$			$\delta = \pm 0,61 \%$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Концентрация гелия, водорода	От 0,001 до 0,5 %	Хроматограф газовый промышленный 700	Цифровой сигнал	$\delta = \pm 0,03 \%$	Контроллер измерительный FloBoss 107	$\delta = \pm 0,01 \%$	$\delta = \pm 0,04 \%$
Концентрация азота	От 0,005 до 15 %			$\delta = \pm 0,6 \%$			$\delta = \pm 0,61 \%$

Примечания:

¹⁾ Используемые обозначения:

Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности в рабочих условиях эксплуатации;

δ – предел допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях эксплуатации;

γ – пределы допускаемой приведенной погрешности в рабочих условиях эксплуатации (приведенной к диапазону измерения);

$\gamma_{\text{осн}}$ – пределы допускаемой основной приведенной погрешности (приведенной к диапазону измерения);

$\gamma_{\text{доп}}$ – пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности от изменения температуры окружающей среды (приведенной к диапазону измерения);

t – текущее значение измеряемой температуры, °С;

$t_{\text{окр}}$ – текущее значение температуры окружающей среды ПИП, °С;

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК системы

Наименование параметра	Значение
Рабочие условия ПИП:	
Температура окружающей среды, °С	от -40 до +70
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Относительная влажность окружающего воздуха, %	от 30 до 95
Рабочие условия применения ВИК:	
Температура окружающей среды, °С	от +10 до +30
Относительная влажность окружающего воздуха, %	от 30 до 95
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Напряжение питания, В	от 215 до 225
Частота напряжения питания, Гц	от 49,5 до 50,5

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета газообразного топлива филиала «Южноуральская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» (ЮГРЭС-2), заводской № 01	АИИСКУГТ филиала «Южноуральская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» (ЮГРЭС-2)	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ЭД. 12140.09.12 -РЭ	1 шт.
Формуляр	ЭД. 12140.09.12 -Ф	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений объема, компонентного состава и калорийности природного газа с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета газообразного топлива филиала «Южноуральская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» (ЮГРЭС-2)», аттестованном ФГУП «ВНИИМС».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета газообразного топлива филиала «Южноуральская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» (ЮГРЭС-2)

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

Изготовитель

Филиал «Южноуральская ГРЭС» АО «Интер РАО -Электрогенерация» (ЮГРЭС-2)
ИНН: 7704784450
Адрес филиала: 457040, Челябинская область, г. Южноуральск, ул. Спортивная, 1
Телефон: (35134) 4-23-59
E-mail: secretary_yugres@interrao.ru
Web-сайт: www.iraao-generation.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

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

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

