

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июля 2023 г. № 1463

Регистрационный № 89502-23

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС (далее - резервуары) предназначены для измерений объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью или нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема (согласно градуировочной таблице).

Тип резервуаров - стальные горизонтальные цилиндрические, номинальной вместимостью 25 м³, 63 м³, 200 м³, подземного размещения.

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС изготовлены в следующих модификациях: РГС-25, РГС-63, РГС-200 в зависимости от вместимости.

Резервуары представляют собой горизонтально расположенные цилиндрические стальные сосуды, с днищами, состоящие из одной секции, оборудованные люками и приемно-раздаточными парубками. Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС расположены на площадке Туринской нефтебазы ООО «Газпромнефть-Терминал», Тюменская область, Тюменский район, 23-й километр Федеральной автомобильной дороги «Тюмень – Ханты – Мансийск».

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр наносятся аэрографическим способом на крышки люков резервуаров.

Фотографии горловин и заводских номеров резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС, модификации РГС-25 с зав. №№ 1356, 1357, 1358 представлены на рисунке 1.

Фотографии горловин и заводских номеров резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС, модификации РГС-25 с зав. №№ 1359, 1360 представлены на рисунке 2.

Фотография горловины и заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС, модификации РГС-63 с зав. № 1361 представлена на рисунке 3.

Фотография горловины и заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС, модификации РГС-63 с зав. № 1362 представлена на рисунке 4.

Фотография горловины и заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС, модификации РГС-200 с зав. № 1363 представлена на рисунке 5.

Эскиз резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС, модификации РГС-25 с зав. №№ 1356, 1357, 1358, 1359, 1360 представлен на рисунке 6.

Эскиз резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС, модификации РГС-63 с зав. №№ 1361, 1362 представлен на рисунке 7.

Эскиз резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС, модификации РГС-200 с зав. №1363 представлен на рисунке 8.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

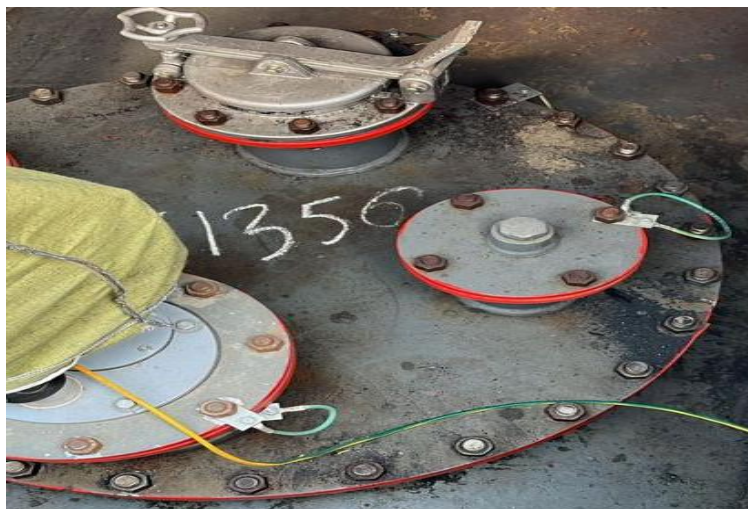


Рисунок 1 – Фотографии горловин и заводский номеров резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС, модификации РГС-25 с зав. №№ 1356, 1357, 1358



Рисунок 2 – Фотографии горловин и заводский номеров резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС, модификации РГС-25 с зав. №№ 1359, 1360



Рисунок 3 – Фотография горловины и заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС, модификации РГС-63 с зав. №1361



Рисунок 4 – Фотография горловины и заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС, модификации РГС-63 с зав. №1362



Рисунок 5 – Фотография горловины и заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС, модификации РГС-200 с зав. № 1363

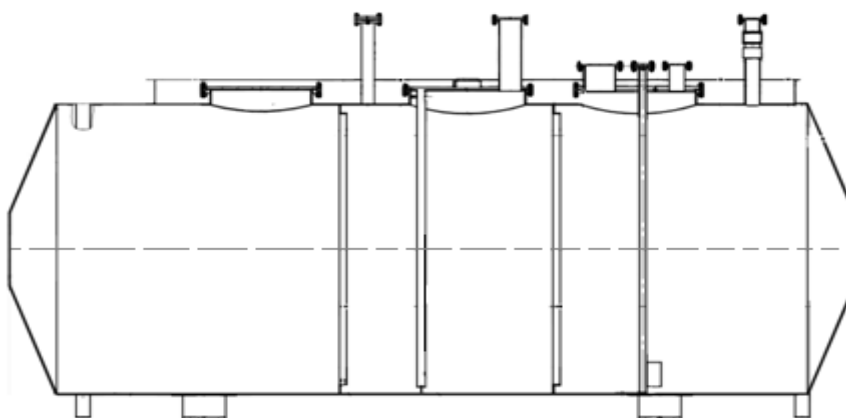


Рисунок 6 – Эскиз резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС, модификации РГС-25 с зав. №№ 1356, 1357, 1358, 1359, 1360

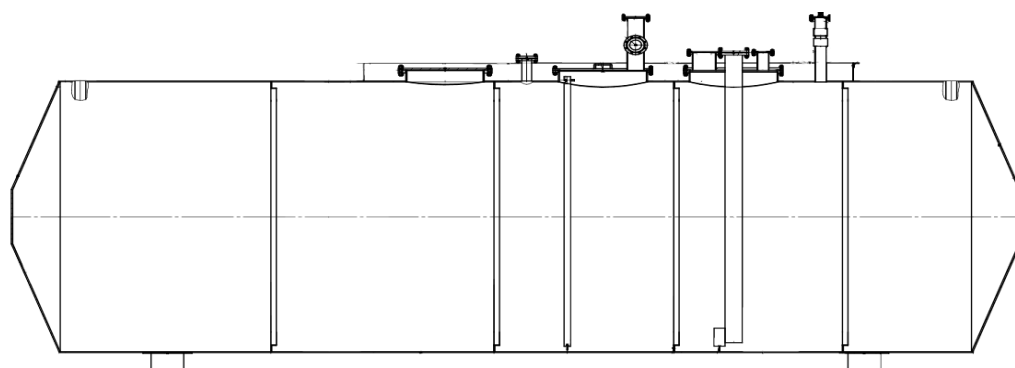


Рисунок 7 – Эскиз резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС, модификации РГС-63 с зав. №№ 1361, 1362

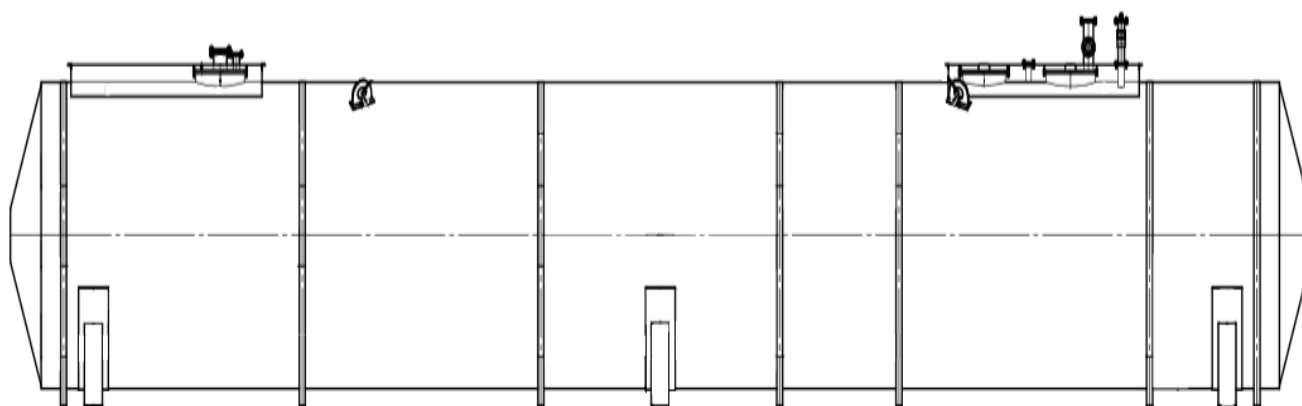


Рисунок 8 – Эскиз резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС, модификации РГС-200 с зав. №1363

Пломбирование резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики резервуаров приведены в таблицах 1, 2 и 3.

Таблица 1 – Основные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение							
Модификация	РГС-25					РГС-63		РГС-200
Номинальная вместимость, м ³	25					63	63	200
Заводской номер	1356	1357	1358	1359	1360	1361	1362	1363
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуаров, %	± 0,25							

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение							
Модификация	РГС-25					РГС-63		РГС-200
Заводской номер	1356	1357	1358	1359	1360	1361	1362	1363
Количество секций, не более	1	1	1	1	1	1	1	1
Габаритные размеры, мм, не более								
- диаметр	2588	2588	2588	2588	2588	3220	3220	3710
- длина	5945	5945	5945	5945	5945	9260	9260	21790
Масса резервуара, кг, не более	5500	5500	5500	5500	5500	10500	10500	33000

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации для всех модификаций: - температура окружающей среды при эксплуатации, °С - атмосферное давление, кПа	от - 39 до + 37 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуаров типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки резервуаров приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-25 (РГС-63, РГС-200)	1 шт.
Паспорт	Д-НЕ 0232.00.000 ПС Д-НЕ 0233.00.000 ПС Д-НЕ 0234.00.000 ПС	1 эк.
Градуировочная таблица	-	1 эк.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 9 паспорта «Данные о методах измерений, других испытаниях и исследованиях».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «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».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Димитровград-нефтемаш»

(ООО «Димитровград-нефтемаш»)

ИНН 7329018332

Юридический адрес: 433504, Ульяновская обл., г. Димитровград, ул. Промышленная, д. 54Б

Телефон: +7 (84235) 6-94-02

E-mail: buh-dnm@bk.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Димитровград-нефтемаш»
(ООО «Димитровград-нефтемаш»)

ИНН 7329018332

Адрес: 433504, Ульяновская обл., г. Димитровград, ул. Промышленная, д. 54Б

Телефон: +7 (84235) 6-94-02

E-mail: buh-dnm@bk.ru

Испытательный центр

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

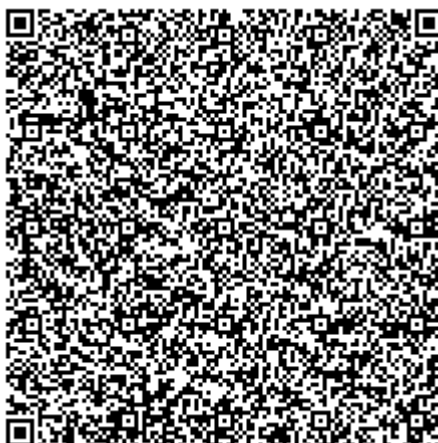
Адрес: 432002, г. Ульяновск, ул. Урицкого, д. 13

Телефон/факс: (89372)753737, (8422) 43-52-35;

Web-сайт: <http://ulcsm.ru>

E-mail: csm@ulcsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311693.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июля 2023 г. № 1463

Регистрационный № 89503-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

К резервуарам данного типа относятся резервуары модификации РВС-2000 (зав. №№ 21, 23), РВС-3000 (зав. №№ 8, 15, 16, 17, 19), РВС-5000 (зав. №№ 10, 12, 13), которые представляют собой металлические сосуды в форме вертикального цилиндра с плоским днищем и стационарной кровлей, оборудованный приемно-раздаточными устройствами и люками.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего объему продукта согласно градуировочной таблице резервуара.

Заполнение и выдача нефтепродуктов осуществляется через приемно-раздаточные устройства, расположенные в нижней части резервуара.

Заводские номера резервуаров наносятся аэрографическим способом на стенку резервуаров и типографским способом в паспорта.

Резервуары расположены на территории ТСБ-2 «Причал» АО «Газпромнефть-ОНПЗ». Общий вид резервуаров представлены на рисунках 1-3.



Рисунок 1 - Общий вид резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВС-2000.



Рисунок 2 - Общий вид резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВС-3000.



Рисунок 3 - Общий вид резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВС-5000.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на резервуары не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	зав. №№ 21, 23	зав. №№ 8, 15, 16, 17, 19	зав. №№ 10, 12, 13
Номинальная вместимость, м ³	2000	3000	5000
Пределы относительной погрешности определения вместимости резервуаров, %	± 0,20	± 0,20	± 0,10

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	зав. №№ 21, 23	зав. №№ 8, 15, 16, 17, 19	зав. №№ 10, 12, 13
Габаритные размеры, мм, не более			
- высота резервуаров	12447	12155	12153
- диаметр	15220	19008	22829
Рабочая среда	нефтепродукты		
Условия эксплуатации:			
- температура окружающей среды, °С	от -50 до +50		

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование и условные обозначения	Обозначение	Кол-во
Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-2000 (зав. №№ 21, 23)	РВС-2000	2 шт.
Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-3000 (зав. №№ 8, 15, 16, 17, 19)	РВС-3000	5 шт.
Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-5000 (зав. №№ 10, 12, 13)	РВС-5000	3 шт.
Паспорт	-	10 экз.
Градуировочная таблица	-	10 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Методика измерений» паспорте.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «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».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Саратовский завод металлических конструкций» (ООО «СЗМК»)
ИНН 6454114338
Юридический адрес: 410004, г. Саратов, ул. им. Чернышевского Н.Г., д. 50
Телефон: +7 (800) 234-79-09
Web-сайт: <http://sarzmk.ru/>

Изготовитель

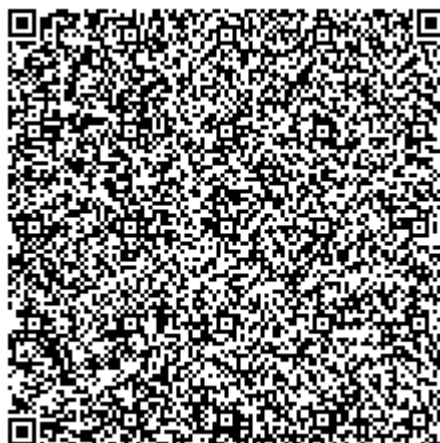
Общество с ограниченной ответственностью «Саратовский завод металлических конструкций» (ООО «СЗМК»)
ИНН 6454114338
Адрес: 410004, г. Саратов, ул. им. Чернышевского Н.Г., д. 50
Телефон: +7 (800) 234-79-09
Web-сайт: <http://sarzmk.ru/>

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июля 2023 г. № 1463

Регистрационный № 89504-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

К резервуарам данного типа относятся резервуары модификации РВС-3000, зав. №№ 51, 52, 55, 56 и РВС-5000, зав. №№ 53, 54, которые представляют собой металлические сосуды в форме вертикального цилиндра с плоским днищем и стационарной кровлей, оборудованный приемо-раздаточными устройствами и люками.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего объему продукта согласно градуировочной таблице резервуара.

Тип резервуаров - стальные вертикальные цилиндрические, с номинальными вместимостями 3000 и 5000 м³.

Заполнение и выдача нефтепродуктов осуществляется через приемно-раздаточные устройства, расположенные в нижней части резервуара.

Заводские номера резервуаров наносятся аэрографическим способом на стенку резервуаров и типографским способом в паспорта.

Резервуары расположены на территории ТСБ-1 АО «Газпромнефть-ОНПЗ».

Общий вид резервуара стального вертикального цилиндрического РВС-3000 и резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВС-5000 представлены на рисунках 1 и 2.



Рисунок 1 - Общий вид резервуара стального вертикального цилиндрического РВС-3000.



Рисунок 2 - Общий вид резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВС-5000.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на резервуары не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	зав. №№ 51, 52, 55, 56	зав. №№ 53, 54
Номинальная вместимость, м ³	3000	5000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуаров, %	±0,20	±0,10

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	зав. №№ 51, 52, 55, 56	зав. №№ 53, 54
Габаритные размеры, мм, не более		
- высота	11920	14200
- диаметр	19120	21200
Рабочая среда	нефтепродукты	
Условия эксплуатации:		
- температура окружающей среды, °С	от -50 до +50	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование и условные обозначения	Обозначение	Количество
Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-3000, зав. №№ 51, 52, 55, 56	-	4 шт.
Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-5000, зав. № 53, 54	-	2 шт.
Паспорт	-	6 экз.
Градуировочная таблица	-	6 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Методика измерений» паспорте.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «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».

Правообладатель

Акционерное общество «Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций имени Н.Е.Крюкова» (АО «НЗРМК имени Н.Е.Крюкова»)
ИНН 4221002780
Юридический адрес: 654033, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Некрасова (Кузнецкий р-н), д. 28
Телефон: (3843) 35-66-99
Факс: (3843) 35-66-82
Web-сайт: <http://www.nzrmk.ru>
E-mail: mrk@nzrmk.ru

Изготовитель

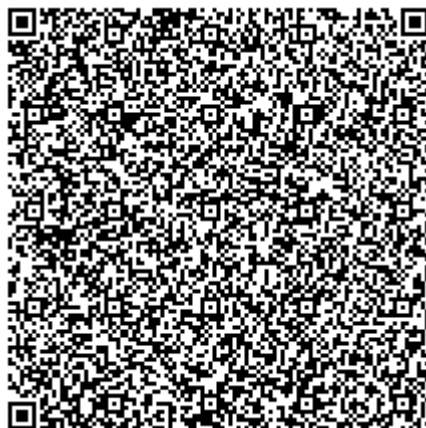
Акционерное общество «Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций имени Н.Е.Крюкова» (АО «НЗРМК имени Н.Е.Крюкова»)
ИНН 4221002780
Адрес: 654033, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Некрасова (Кузнецкий р-н), д. 28
Телефон: (3843) 35-66-99
Факс: (3843) 35-66-82
Web-сайт: <http://www.nzrmk.ru>
E-mail: mrk@nzrmk.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июля 2023 г. № 1463

Регистрационный № 89505-23

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-2700

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-2700 (далее - резервуар) предназначен для измерений объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего объему продукта согласно градуировочной таблице резервуара.

Резервуар представляет собой металлический сосуд в форме вертикального цилиндра с плоским днищем и стационарной кровлей, оборудованный приемно-раздаточными устройствами и люками.

Тип резервуара - стальной вертикальный цилиндрический, с номинальной вместимостью 2700 м³.

Заполнение и выдача нефтепродуктов осуществляется через приемно-раздаточные устройства, расположенные в нижней части резервуара.

Резервуара с зав. №133, который наносится аэрографическим способом на стенку резервуара и типографским способом в паспорт, расположен на территории ТСБ-1 АО «Газпромнефть-ОНПЗ».

Общий вид резервуара представлен на рисунке 1. Замерной люк резервуара представлен на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара



Рисунок 2 – Замерной люк резервуара

Пломбирование резервуара не предусмотрено.
Нанесение знака поверки на резервуар не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	2700
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более	
- высота резервуара	15696
- внутренний диаметр	15180
Рабочая среда	нефтепродукты
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от -50 до +50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование и условные обозначения	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический зав. № 133	РВС-2700	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Методика измерений» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «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».

Правообладатель

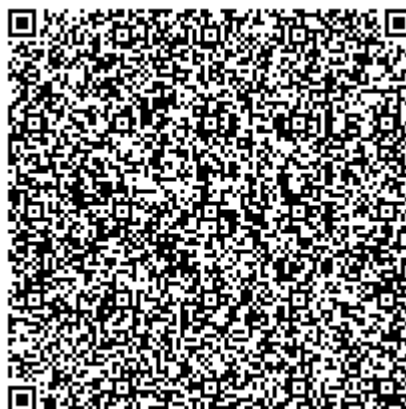
Акционерное общество «Рузаевский завод химического машиностроения»
(АО «Рузхиммаш»)
ИНН 1324015626
Юридический адрес: 431440, Республика Мордовия, г. Рузаевка
Телефон: +7 (800) 201-07-00, +7 (834) 519-65-01
E-mail: ruzhim@rzhm.rmrail.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Рузаевский завод химического машиностроения»
(АО «Рузхиммаш»)
ИНН 1324015626
Адрес: 431440, Республика Мордовия, г. Рузаевка
Телефон: +7 (800) 201-07-00, +7 (834) 519-65-01
E-mail: ruzhim@rzhm.rmrail.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Установка резервуаров РГС – подземная.

Резервуары изготовлены в следующих модификациях: РГС-25 с заводскими номерами 1, 5, РГС-50 с заводскими номерами 2, 3, 4.

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесены на информационную табличку резервуара.

Резервуары РГС-25 с заводскими номерами 1, 5, РГС-50 с заводскими номерами 2, 3, 4 расположены на территории АЗС №249, ООО «ТАИФ-НК АЗС» по адресу: 423800, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, Мензелинский тракт, 10.

Эскиз общего вида резервуаров приведен на рисунке 1. Фотографии горловин приведены на рисунках 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

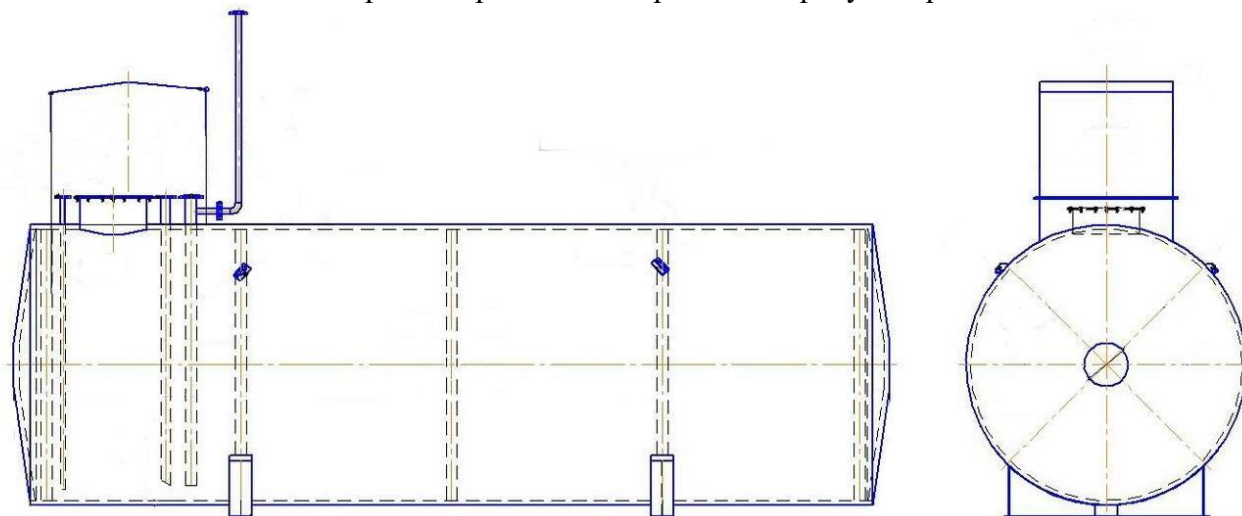


Рисунок 1 – Эскиз общего вида резервуаров



Рисунок 2 – Горловины резервуаров РГС-25 зав.№ 1, 5



Рисунок 3 – Горловины резервуаров РГС-50 зав.№№ 2, 3, 4

Пломбирование резервуаров РГС не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	РГС-25	РГС-50
Номинальная вместимость, м ³	25	50
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,25	

Т а б л и ц а 2 – Основные 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.

Т а б л и ц а 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-25	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-50	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «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».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Юридический адрес: 420097, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Адрес: 420097, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312640.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Установка резервуаров РГС – подземная.

Резервуары изготовлены в следующих модификациях: РГС-25 с заводскими номерами 2, 3, РГС-50 с заводским номером 1.

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесены на информационную табличку резервуара.

Резервуары РГС-25 с заводскими номерами 2, 3, РГС-50 с заводским номером 1 расположены на территории АЗС №205, ООО «ТАИФ-НК АЗС» по адресу: 423831, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, проспект Чулман, 75.

Эскиз общего вида резервуаров приведен на рисунке 1. Фотографии горловин приведены на рисунках 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

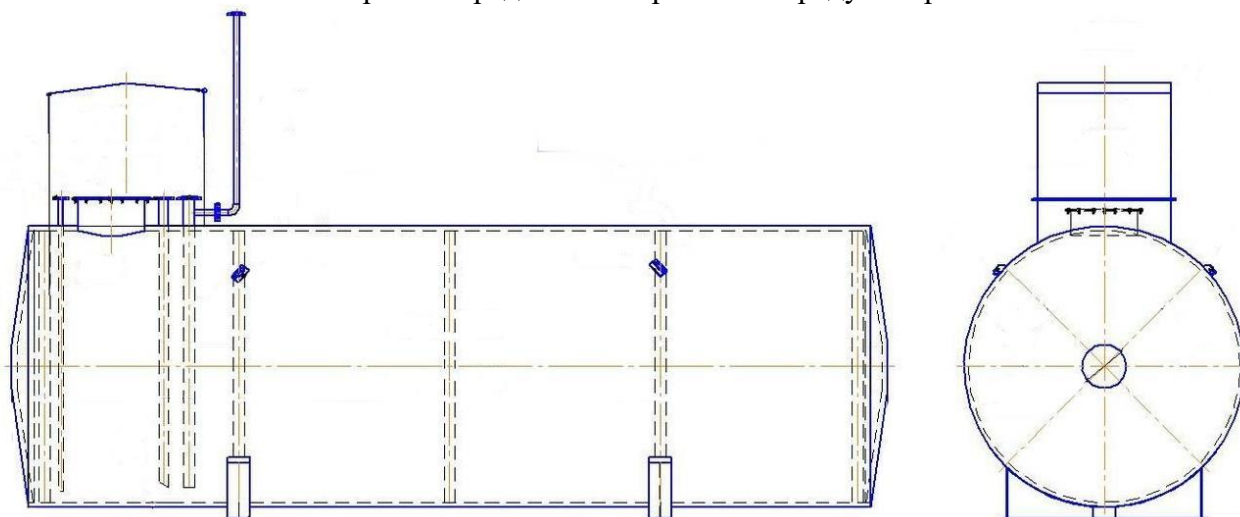


Рисунок 1 – Эскиз общего вида резервуаров

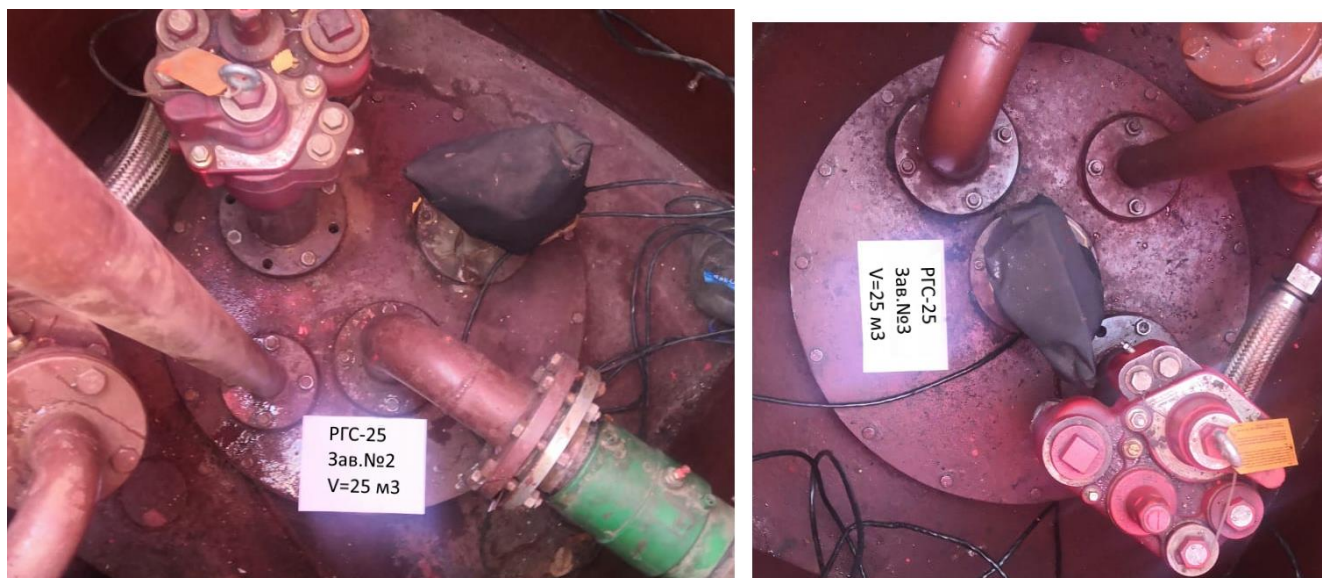


Рисунок 2 – Горловины резервуаров РГС-25 зав.№№ 2, 3



Рисунок 3 – Горловина резервуара РГС-50 зав.№ 1

Пломбирование резервуаров РГС не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	РГС-25	РГС-50
Номинальная вместимость, м ³	25	50
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,25	

Т а б л и ц а 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С Атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 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.

Т а б л и ц а 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-25	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-50	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «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».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Юридический адрес: 420097, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Адрес: 420097, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312640.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июля 2023 г. № 1463

Регистрационный № 89508-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Установка резервуаров РГС – подземная.

Резервуары изготовлены в следующих модификациях: РГС-50 с заводским номером 5, РГС-60 с заводскими номерами 2, 3, 4.

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесены на информационную табличку резервуара.

Резервуары РГС-50 с заводским номером 5, РГС-60 с заводскими номерами 2, 3, 4 расположены на территории АЗС №204, ООО «ТАИФ-НК АЗС» по адресу: 423820, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, Казанский проспект, 2.

Эскиз общего вида резервуаров приведен на рисунке 1. Фотографии горловин приведены на рисунках 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

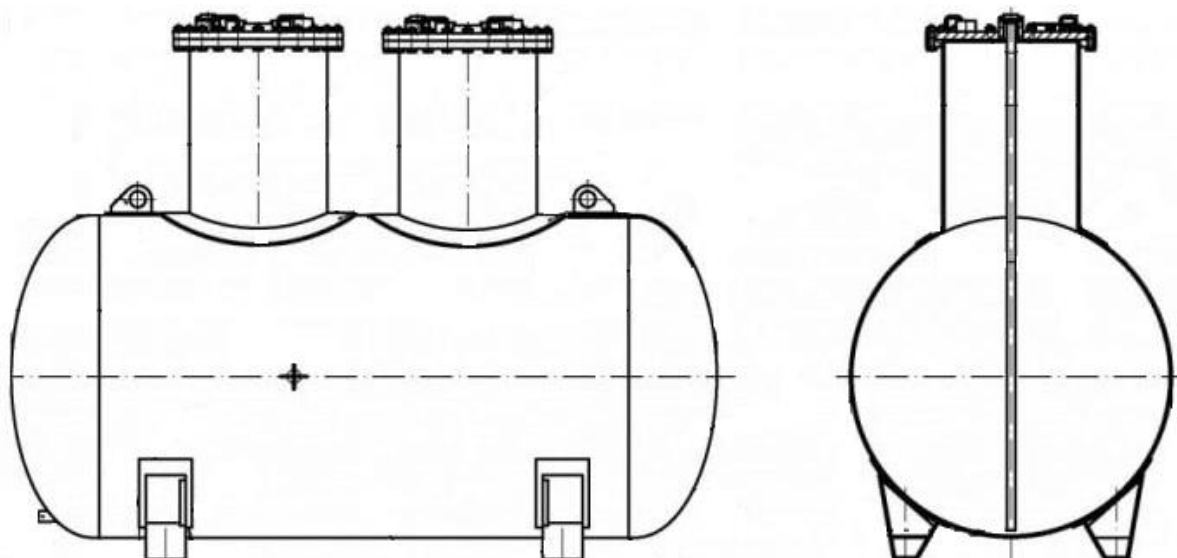


Рисунок 1 – Эскиз общего вида резервуаров



Рисунок 2 – Горловина резервуара РГС-50 зав.№5

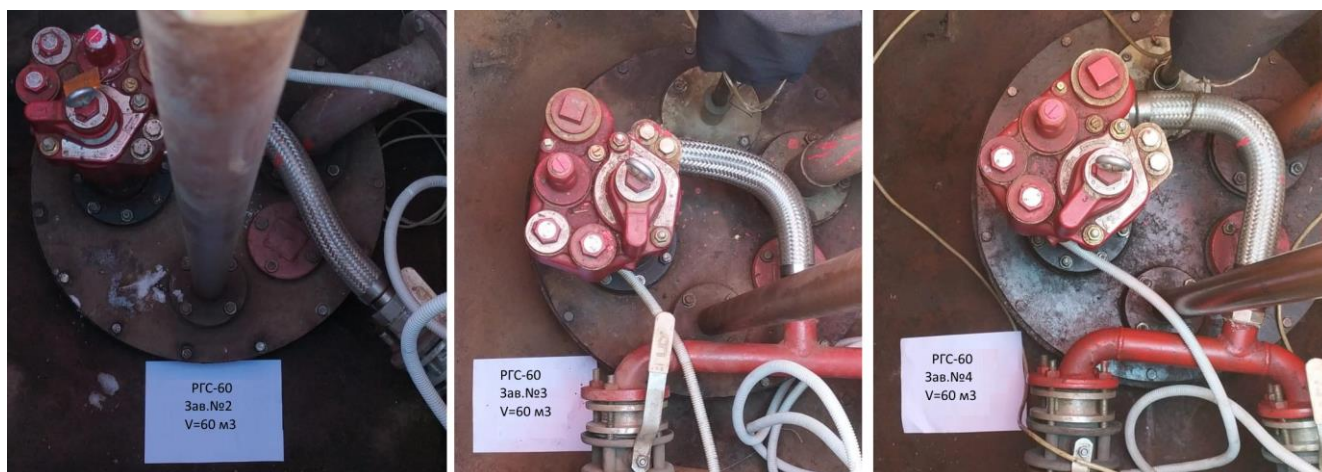


Рисунок 3 –Горловины резервуаров РГС-60 зав.№№ 2, 3, 4

Пломбирование резервуаров РГС не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	РГС-50	РГС-60
Номинальная вместимость, м ³	50	60
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,25	

Т а б л и ц а 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С Атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 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.

Т а б л и ц а 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-50	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-60	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «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».

Правообладатель

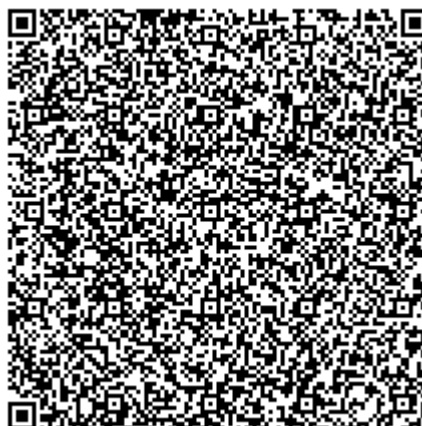
Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Юридический адрес: 420097, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Адрес: 420097, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ» (ООО «МетроКонТ»)
Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51
Телефон: +7 9372834420
Факс +7 (843) 515-00-21
E-mail: trifonovua@mail.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312640.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГД 50

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГД 50 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные горизонтальные цилиндрические, номинальной вместимостью 50 м³ подземного расположения.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесены на информационную табличку резервуара.

Резервуары РГД 50 с заводскими номерами 1189, 1191, расположены на территории АЗС №216, ООО «ТАИФ-НК АЗС» по адресу: 423747, Республика Татарстан, Актанышский район, с/п. Кировское, трасса Казань-Уфа, 326 км.

Эскиз общего вида резервуаров приведен на рисунке 1. Фотографии горловин приведены на рисунках 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

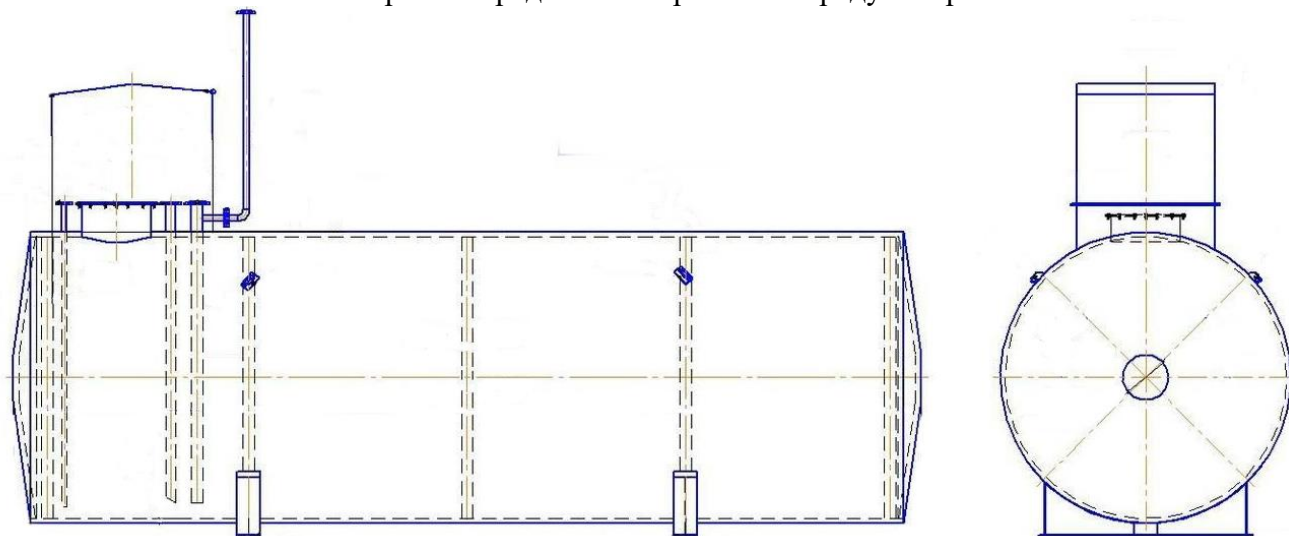


Рисунок 1 – Эскиз общего вида резервуаров



Рисунок 2 – Горловина резервуара РГД 50 зав.№ 1189



Рисунок 3 – Горловина резервуара РГД 50 зав.№ 1191

Пломбирование резервуаров РГД 50 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	50
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,25

Т а б л и ц а 2 – Основные 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.

Т а б л и ц а 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГД 50	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «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».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Юридический адрес: 420097, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Адрес: 420097, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312640.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июля 2023 г. № 1463

Регистрационный № 89510-23

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы мониторинга роторных агрегатов ИС АСУ ТП «ВЕКТОР-М»

Назначение средства измерений

Системы мониторинга роторных агрегатов ИС АСУ ТП «ВЕКТОР-М» (далее – системы) предназначены для измерения абсолютной и относительной вибрации, искривления вала, осевого перемещения (сдвига), относительного расширения, линейного перемещения (в частности, поперечного перемещения) и частоты вращения.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на преобразовании и обработке сигналов, поступающих от первичных преобразователей. Измеряемая величина преобразуется датчиком в электрический сигнал, который подается на вторичный измерительный преобразователь, где происходит усиление сигнала и преобразование его в напряжение или ток. Далее сигнал подается на измерительный контроллер, где происходит его фильтрация и преобразование в цифровую форму. Информация об измеренном параметре отображается на экране монитора операторской станции, а также на цифровом табло измерительного контроллера. Одновременно происходит преобразование цифрового значения измеренного параметра в унифицированный аналоговый сигнал постоянного тока для подключения регистрирующих приборов, для сравнения с уставками (уровнями контроля) и управления внешними устройствами.

Система мониторинга роторных агрегатов ИС АСУ ТП «ВЕКТОР-М» может состоять из следующих составных частей:

- каналов измерения параметров абсолютной вибрации;
- каналов измерения параметров относительной вибрации;
- каналов измерения осевого сдвига;
- каналов измерения относительного расширения;
- каналов измерения искривления (боя) вала;
- каналов измерения линейного перемещения;
- каналов измерения поперечного перемещения;
- каналов измерения частоты вращения;
- каналов измерения силы тока
- устройство сбора данных и управления нижний уровень (промышленный компьютер с ПО DGServer, Evector);
- программно технические комплексы (далее - ПТК) верхнего уровня (с ПО на базе MasterScada);
- источник бесперебойного питания системы;
- блоки питания;
- монтажный шкаф ИС АСУ ТП «ВЕКТОР-М»;

Каналы состоят из первичного измерительного преобразователя (датчика), вторичного измерительного преобразователя и измерительного контроллера ТМК-300.

Контроллеры ТМК-300 выполняют обработку и преобразование измерительных сигналов, расчетно-вычислительные задачи, отображают значения измеряемых величин, а также осуществляют связь с другими устройствами и передачу информации при помощи периферийных интерфейсов. В зависимости от конфигурации, устанавливаемой программно, контроллеры выполняют обработку входного сигнала, соответствующего выбранному типу измерительного канала, буквенное обозначение которого присутствует в обозначении типа контроллера.

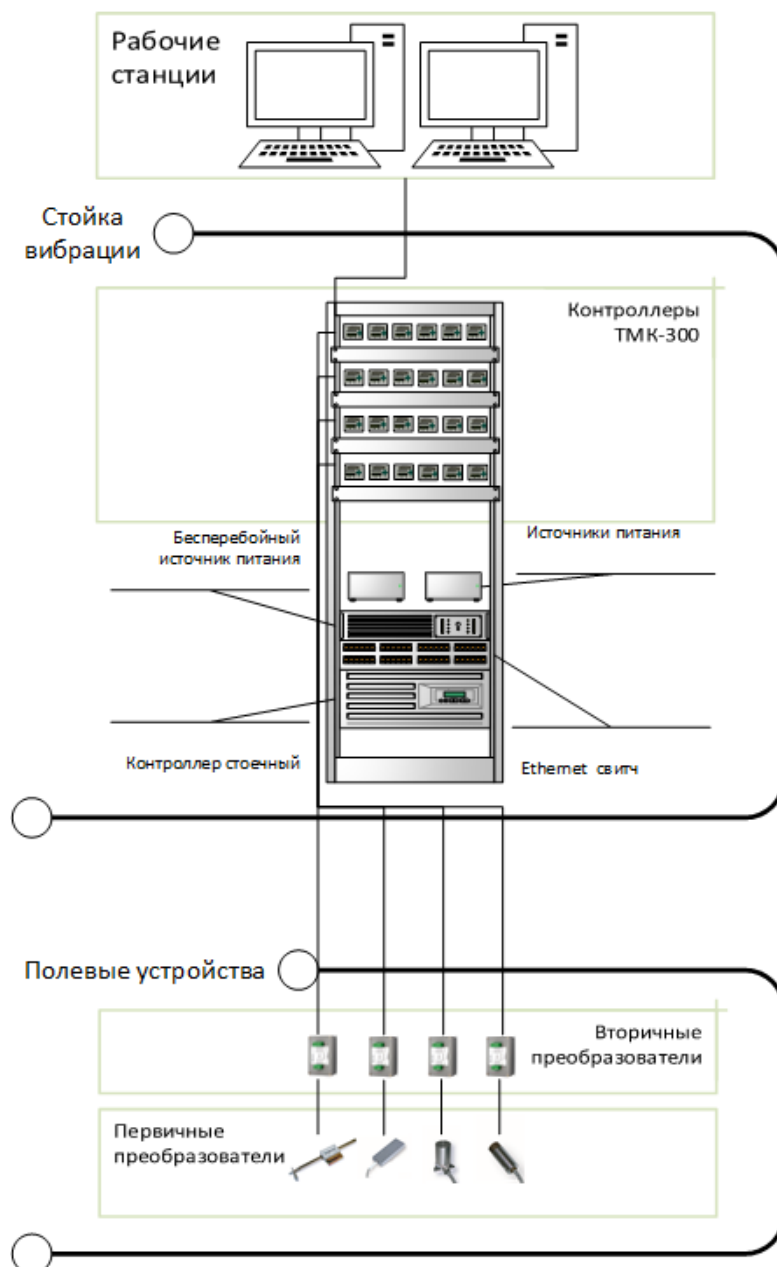


Рисунок 1 – Структурная схема соединений системы мониторинга роторных агрегатов ИС АСУ ТП «ВЕКТОР-М».

Каналы измерения параметров абсолютной вибрации ТМК-002 и ТМК-002А предназначены для измерения среднего квадратического (далее – СКЗ) и амплитудного значений виброскорости.

Каналы измерения параметров абсолютной вибрации ТМК-002 могут состоять из следующих первичных измерительных преобразователей: вибропреобразователей МВ-43-10 (рег. № 16985-08), МВ-44-2 (рег. № 21349-06), МВ-46 (рег. № 34908-07), МВ-47 (рег. № 41842-09), изготавливаемых ЗАО «Вибро-прибор» (г. С-Петербург), датчиков серии ТМК-121-хх производства ООО ГК Инновация. В качестве вторичных преобразователей в каналах измерения параметров абсолютной вибрации ТМК-002 используются вторичные измерительные преобразователи ТМК-224 и контроллеры ТМК-300 АВ, изготавливаемые ООО «ГК Инновация».

Каналы измерения параметров абсолютной вибрации ТМК-002А могут состоять из следующих первичных измерительных преобразователей: вибропреобразователей МВ-43-10 (рег. № 16985-08), МВ-44-2 (рег. № 21349-06), МВ-46 (рег. № 34908-07), МВ-47 (рег. № 41842-09), датчиков серии ТМК-121-хх производства ООО ГК Инновация. В качестве вторичных преобразователей в каналах измерения параметров абсолютной вибрации ТМК-002А используются вторичные измерительные преобразователи ТМК-223 или ТМК-224.

Исполнения датчиков серии ТМК-121-хх отличаются между собой типом оболочки кабеля, его длиной, наличием/отсутствием разъема и диапазоном рабочих температур.

Каналы измерения параметров относительной вибрации ТМК-006ОВ и ТМК-006А ОВ предназначены для измерения амплитудного значения и размаха виброперемещения. Каналы измерения осевого сдвига ТМК-006ОС и ТМК-006А ОС предназначены для измерения осевого перемещения ротора. Канал измерения искривления (боя) вала ТМК-006ИВ предназначен для измерения зазора между датчиком и ротором и относительной вибрации вала (виброперемещения).

Каналы измерения параметров относительной вибрации ТМК-006ОВ, осевого перемещения (сдвига) ТМК-006ОС, искривления вала ТМК-006ИВ и поперечного перемещения ТМК-006ПП состоят из контроллера ТМК-300 с соответствующим буквенным обозначением, вторичного измерительного преобразователя ТМК-266 и вихретокового датчика серии ТМК-161-хх (далее датчика).

Исполнения датчиков серии ТМК-161-хх отличаются между собой длиной и видом резьбы, длиной и способом защиты кабеля, наличием/отсутствием высокочастотного разъема и диапазоном рабочих температур.

Каналы измерения параметров относительной вибрации ТМК-006А ОВ, осевого перемещения (сдвига) ТМК-006А ОС состоят из вторичного измерительного преобразователя ТМК-266 и датчика серии ТМК-161-хх.

Каналы измерения относительного расширения ТМК-006ОР предназначены для измерения относительного перемещения и состоят из контроллера ТМК-300 ОР, вторичного измерительного преобразователя ТМК-262 или ТМК-266 и вихретокового датчика серии ТМК-164-хх (далее датчика). Исполнения датчиков серии ТМК-164-хх отличаются между собой типом оболочки кабеля, его длиной и способом защиты, наличием/отсутствием разъема, диапазоном измерения по смещению (± 5 мм, ± 10 мм, ± 15 мм, ± 20 мм, ± 25 мм).

Каналы измерения линейного перемещения ТМК-006ЛП состоят из контроллера ТМК-300 ЛП и вторичных измерительных преобразователей ТМК-263, ТМК-266. Для измерения небольших перемещений канал включает в себя датчик серии ТМК-161-хх. При измерении перемещений до 350 мм к токовому входу контроллера подключают датчик серии ТМК-165-хх.

Канал измерения частоты вращения ТМК-007 состоит из контроллера ТМК-300 ТХ, вторичных измерительных преобразователей ТМК-271, ТМК-266 и ТМК-272, датчиков ДЧВ-2500, изготавливаемых ООО «СЭПО-ЗЭМ», г. Саратов, датчиков ТМК-161-хх и ТМК-172, изготавливаемых ООО «ГК Инновация».

Канал измерения частоты вращения ТМК-007Т состоит из контроллера с дисплеем модели ТМК-371Т, который измеряет частоту следования импульсов и переводит ее в число оборотов.

Каналы измерения тока состоят из контроллера ТМК-300, принимающего сигнал постоянного тока от внешнего источника в диапазоне 0-20мА. Контроллер обеспечивает питание внешнего источника постоянным током напряжением 24 В.

Общий заводской номер системы наносится на монтажный шкаф ИС АСУ ТП «ВЕКТОР-М» в формате порядкового номера, состоящего из цифр в верхнем правом углу на дверце монтажного шкафа методом наклейки в соответствии с рисунком 2.

Первичный измерительный преобразователь, вторичный измерительный преобразователь и измерительный контроллер, входящие в состав измерительного канала системы, имеют свои заводские номера в формате порядкового номера, состоящего из цифр. Заводской номер первичного измерительного преобразователя наносится на провод методом наклейки под термоусадку в соответствии с рисунком 3. Для датчика серии ТМК-165-хх заводской номер наносится на корпус датчика методом гравировки в соответствии с рисунком 3. Заводской номер вторичных измерительных преобразователей и измерительного контроллера наносится методом наклейки в соответствии с рисунками 4-5.

Пломбирование системы и измерительных каналов не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на каналы не предусмотрено.

Общий вид монтажного шкафа ИС АСУ ТП «ВЕКТОР-М», место нанесения маркировки и заводского номера системы приведены на рисунке 2.

Место нанесения
заводского
номера и
маркировки

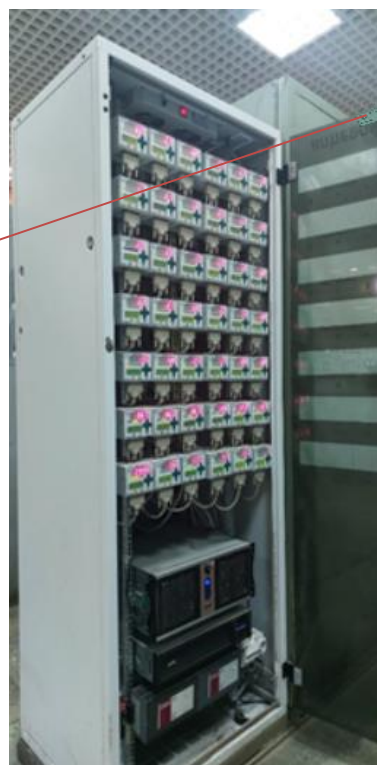
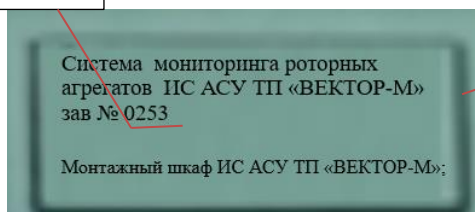
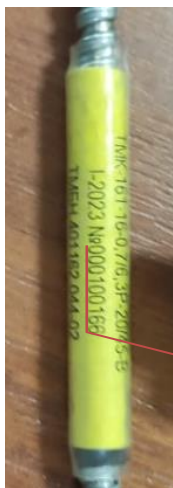


Рисунок 2 – Общий вид монтажного шкафа ИС АСУ ТП «ВЕКТОР-М», место нанесения маркировки и заводского номера системы

Общий вид датчиков ТМК-121-хх, ТМК-161-хх, ТМК-164-хх, ТМК-172-хх, ДЧВ-2500, место нанесения заводского номера приведен на рисунке 3.



TMK-161-xx



TMK-164-xx



Место нанесения
заводского
номера



TMK-172-xx



TMK-121-xx



TMK-165

Рисунок 3 – Общий вид датчиков TMK-121-xx, TMK-161-xx, TMK-164-xx, TMK-165-xx; TMK-172-xx, место маркировки исполнения и место нанесения заводского номера

Общий вид вторичных измерительных преобразователей TMK-223, TMK-224, TMK-262, TMK-263, TMK-266, TMK-271 и TMK-272 и место нанесения заводского номера приведены на рисунке 4.

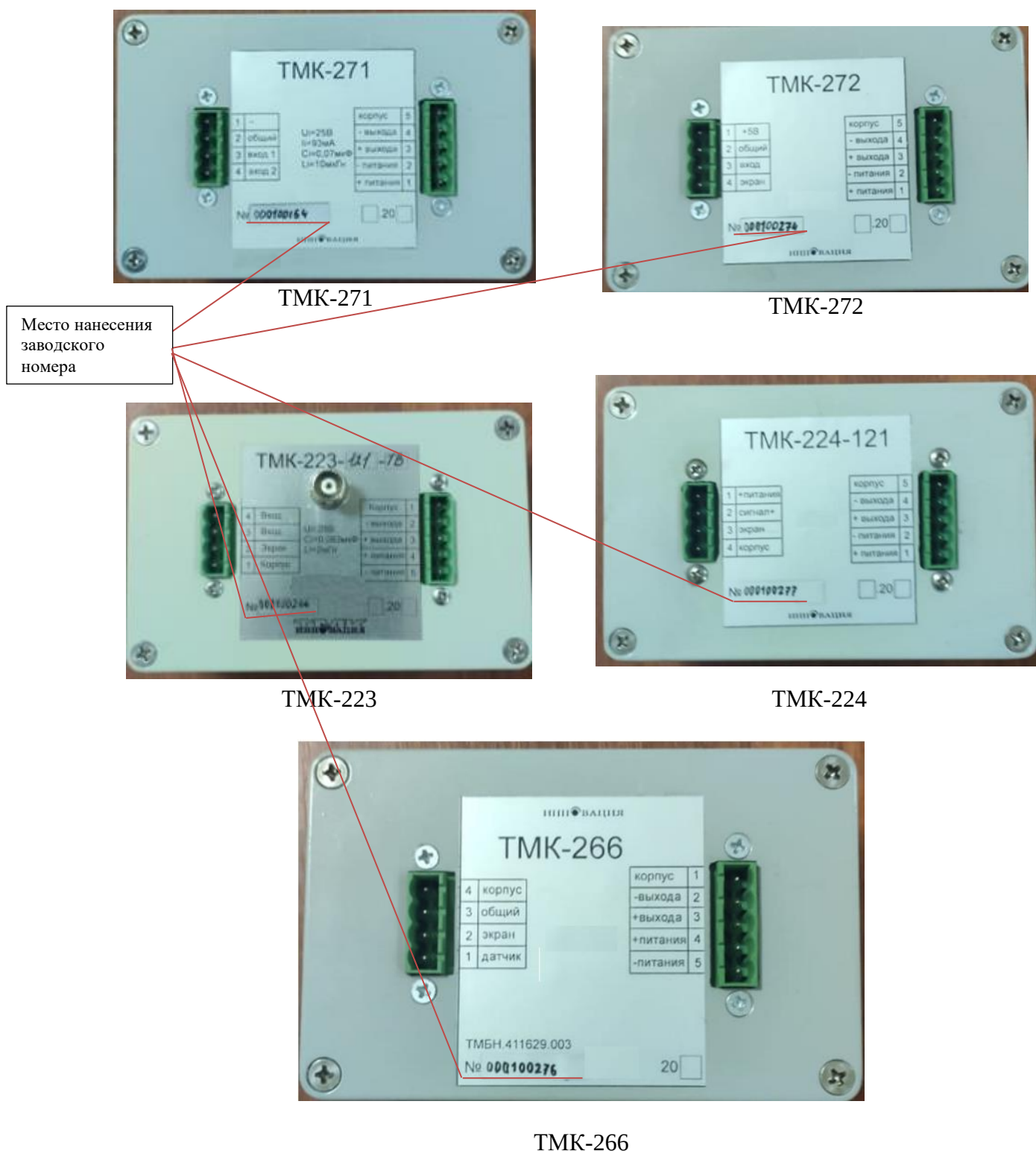


Рисунок 4 – Общий вид вторичных измерительных преобразователей ТМК-223, ТМК-224, ТМК-262, ТМК-263, ТМК-266, ТМК-271 и ТМК-272 место нанесения заводского номера

Общий вид контроллеров ТМК-300 и ТМК-371Т, место нанесения заводского номера приведен на рисунке 5.



Место нанесения
заводского
номера

ТМК-300



ТМК-371Т

Рисунок 5 – Общий вид контроллеров серии ТМК-300 и ТМК-371Т и место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) системы предназначено для обработки и визуализации информации, которая поступает от первичных преобразователей, хранения данных и построения методик анализа.

В состав программного обеспечения (ПО) системы входит встроенное ПО контроллеров, внешнее ПО нижнего уровня и внешнее ПО верхнего уровня.

ПО соответствует требованиям ГОСТ Р 8.654-2015

Встроенное ПО контроллеров является метрологически значимым.

Внешнее ПО нижнего и верхнего уровней не является метрологически значимым и служит для визуализации измеренной информации.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО
Внешнее ПО верхнего уровня		
SCADA система MasterScada	3.X, 4.X и выше	Не применимо
Внешнее ПО нижнего уровня		
Evector	V.3.0.0 и выше	Не применимо
DGServer	V.3.1.0 и выше	Не применимо
Встроенное ПО		
Встроенное МПО	VectorM2: 2017_11_09 rev.4	a384ae204b481ce6dc2b929dc78912fa

Защита ПО от преднамеренных воздействий обеспечивается набором мер:

- внесение изменений в ПО Контроллера возможно только с использованием специализированного программного обеспечения, хранящегося у административного персонала.

Авторизация пользователей на инженерной станции осуществляется по паролю.

Контроллеры серии ТМК-300 размещены в металлических шкафах напольного исполнения, конструкция которых обеспечивает защиту от несанкционированного доступа.

Защита ПО от непреднамеренных воздействий обеспечивается способом резервного копирования.

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значения
Канал измерения абсолютной вибрации ТМК-002 (ТМК-002А)	
Диапазоны измерений виброскорости, мм/с: среднее квадратическое значение (СКЗ) амплитудное значение	от 0,05 до 100 от 0,1 до 100
Диапазон измерения размаха виброперемещения, мкм	от 3 до 1000
Диапазоны рабочих частот (программируются), Гц	от 2 до 1000 от 10 до 1000 от 20 до 1000 от 30 до 1000 от 40 до 150 от 50 до 300 от 30 до 150 от 30 до 400
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений СКЗ виброскорости в диапазоне измерений от 0,05 до 1 мм/с включ. и амплитудного значения виброскорости в диапазоне измерений от 0,1 до 1 мм/с включ. на базовой частоте 80 Гц, мм/с	±0,1
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений параметров виброскорости на базовой частоте 80 Гц в диапазоне измерений св. 1 до 100 мм/с, %	±5
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерения виброперемещения на базовой частоте 80 Гц в диапазоне измерений от 3 до 60 мкм включ., мкм	±3
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения виброперемещения на базовой частоте 80 Гц в диапазоне измерений св. 60 до 1000 мкм, %	±5
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики для диапазона частот от 10 до 1000 Гц относительно базовой частоты 80 Гц в диапазонах частот, %, не более: от 10 до 15 Гц включ. и св. 900 до 1000 Гц св. 15 до 900 Гц включ.	от -20 до +10 ±5
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики во всех диапазонах частот, кроме диапазона от 10 до 1000 Гц, относительно базовой частоты 80 Гц, %, не более	от -20 до +10

Продолжение таблицы 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значения
Канал измерения относительной вибрации ТМК-006ОВ (ТМК-006А ОВ)	
Диапазон измерений виброперемещения, мкм размах амплитудное значение	от 2 до 2000 от 1 до 1000
Диапазон измерений зазора, мм	от 0 до 5
Диапазоны рабочих частот, Гц	от 5 до 500 от 10 до 1000
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений на базовой частоте 80 Гц размаха виброперемещения в диапазоне измерений от 2 до 80 мкм включ. и амплитудного значения виброперемещения в диапазоне измерений от 1 до 40 мкм включ., мкм	±4
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений на базовой частоте 80 Гц размаха виброперемещения в диапазоне измерений св. 80 до 2000 мкм и амплитудного значения виброперемещения в диапазоне измерений св. 40 до 1000 мкм, %	±5
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики относительно базовой частоты 80 Гц в диапазоне частот от 2 Fн до 0,9 Fв Гц включ. (где Fн и Fв – значения нижнего и верхнего пределов диапазона частот, соответственно), %, не более	±5
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики относительно базовой частоты 80 Гц в диапазоне частот от Fн до Fв Гц (где Fн и Fв – значения нижнего и верхнего пределов диапазона частот, соответственно), %, не более	-30
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений зазора, мкм	±20
Канал измерения осевого сдвига ТМК-006ОС (ТМК-006А ОС)	
Диапазон измерения осевого перемещения (сдвига), мм	от -2,5 до +2,5
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений, мкм	±20
Канал измерения относительного расширения ТМК-006ОР	
Диапазоны измерений перемещения, мм	от -5 до +5 от -10 до +10 от -15 до +15 от -20 до +20 от -25 до 25
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения перемещения, %	±5
Канал измерения искривления (боя) вала ТМК-006ИВ	
Диапазон измерений перемещения, мкм	от 1 до 1000
Диапазон измерения зазора, мм	от 0 до 5
Диапазон рабочих частот, Гц	от 0,05 до 1000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения перемещения на базовой частоте 80 Гц, %	±5

Продолжение таблицы 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значения
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения зазора, %	± 5
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики относительно базовой частоты 80 Гц в диапазоне частот от 10 до 900 Гц включ., %	± 5
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики относительно базовой частоты 80 Гц в диапазоне частот от 0,05 до 1000 Гц, %, не более	-30
Канал измерения линейного перемещения ТМК-006ЛП	
Диапазоны измерений линейного перемещения, мм	от 0 до 30 от 0 до 50 от 0 до 60 от 0 до 80 от 0 до 100 от 0 до 160 от 0 до 240 от 0 до 350
Предел допускаемой основной приведенной погрешности измерений, %	± 2
Канал измерения поперечного перемещения ТМК-006ПП	
Диапазон измерений поперечного перемещения, мм	от 0 до 12
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений поперечного перемещения, %	± 5
Канал измерения частоты вращения ТМК-007	
Диапазон измерений частоты вращения, об/мин	от 1 до 8000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты вращения, об/мин	± 1
Канал измерения частоты вращения ТМК-007Т	
Диапазон измерений частоты вращения, об/мин	от 1 до 4000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты вращения, об/мин	± 3
Канал измерения силы тока	
Диапазон измерения силы постоянного тока, мА	от -20 до +20
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения силы постоянного тока, %	$\pm 0,1$
Общие характеристики для всех каналов	
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерения каналов в диапазоне рабочих температур	0,6 основной погрешности
Нормальная область значений температуры, °С	20 $\pm$ 5

Таблица 3 - Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: максимальный диапазон рабочих температур, °С: Контроллеры ТМК-300 и ТМК-371Т Датчики МВ-43, МВ-46 Датчик МВ-44 Датчик МВ-47 Датчики серии ТМК-121-xx (кроме исполнения ТМК-121-4) Датчик ТМК-121-4 Датчик серии ТМК-161-xx (в зависимости от исполнения) Датчик ТМК-172 -xx Датчик ДЧВ-2500 Вторичный измерительный преобразователь ТМК-223 Вторичные измерительные преобразователи ТМК-224, ТМК-266 Вторичные измерительные преобразователи ТМК-262, ТМК-263, ТМК-271, ТМК-272	от -10 до +50 от -60 до +250 от -60 до +400 от -60 до +600 от -40 до +125 от -60 до +250 от -10 до +125 от -40 до +180 от -40 до +110 от -60 до +220 от -60 до +70 от -40 до +70 от -10 до +70
Масса, кг, не более: монтажный шкаф ИС АСУ ТП «ВЕКТОР-М» Контроллер серии ТМК-300 Контроллер ТМК-371Т Датчики МВ-43, МВ-46, МВ-47 Датчик МВ-44, датчик серии ТМК-121-xx (без кабеля) Датчик серии ТМК-161-xx (в зависимости от типа кабеля) Датчик серии ТМК-164-xx (в зависимости от типа кабеля) Датчик ТМК-172-xx Датчик ДЧВ-2500 Вторичные измерительные преобразователи ТМК-223, ТМК-224, ТМК-266 Вторичные измерительные преобразователи ТМК-262, ТМК-263 Вторичные измерительные преобразователи ТМК-271, ТМК-272	100 0,524 1,2 0,125 0,1 от 0,06 до 0,45 от 0,1 до 0,45 0,1 0,11 0,5 0,55 0,4
Габаритные размеры, мм, не более: монтажный шкаф ИС АСУ ТП «ВЕКТОР-М» Контроллер серии ТМК-300 (длина×ширина×высота) Контроллер ТМК-371Т (длина×ширина×высота) Датчики МВ-43, МВ-46, МВ-47(длина×ширина×высота) Датчик МВ-44, датчик серии ТМК-121-xx (длина×ширина×высота) Датчик серии ТМК-161-xx (в зависимости от длины датчика) Датчик серии ТМК-164-xx (длина×ширина×высота) Датчик ТМК-172-xx (диаметр×высота) Датчик ДЧВ-2500 (диаметр×высота) Вторичные измерительные преобразователи ТМК-223, ТМК-224, ТМК-266 (длина×ширина×высота) Вторичные измерительные преобразователи ТМК-262, ТМК-263 (длина×ширина×высота) Вторичные измерительные преобразователи ТМК-271, ТМК-272 (длина×ширина×высота)	2200×1000×700 100×100×85 171×55×140 45×68×30 45×58×30 от диаметра 10×40 до диаметра 20×40 110×50×21 25×70 35×60 125×80×50 102×105×50 125×80×50

Продолжение таблицы 3 - Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение питания контроллеров, В	от 21 до 27
Ток потребления одного канала, А, не более:	
в стационарном режиме	0,4
в момент включения (не более 1с)	0,6

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Системы мониторинга роторных агрегатов	ИС АСУ ТП «ВЕКТОР-М»	1 шт.
Встроенное МПО	VectorM2: 2017_11_09 rev.4	По количеству контроллеров
Внешнее ПО нижнего уровня		
Настройки	Evector	1 шт.
Взаимодействия	DGServer	1 шт.
Внешнее ПО верхнего уровня	MasterScada	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ТМБН.421453.001	1 шт.
Паспорт	ТМБН.421453.001.ПС	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Руководстве по эксплуатации ТМБН.421453.001 в разделе 2 «Использование по назначению».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2772 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2840 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 сентября 2022 г. № 2183 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений угловой скорости и частоты вращения»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 3 сентября 2021 г. № 1942 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Технические условия ТМБН.421453.001 «Системы мониторинга роторных агрегатов ИС АСУ ТП «ВЕКТОР-М».

Правообладатель

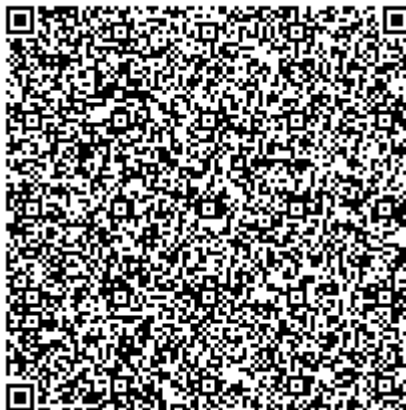
Общество с ограниченной ответственностью «ГК Инновация» (ООО «ГК Инновация»)
ИНН 7724682696
Юридический адрес: 115230, г. Москва, Хлебозаводский пр-д, д. 7, стр. 9, эт. 9,
помещ. XVI, к. 2, оф. 121
Тел.: +7 (495) 620-09-00
E-mail: gk@gkin.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ГК Инновация» (ООО «ГК Инновация»)
ИНН 7724682696
Юридический адрес: 115230, г. Москва, Хлебозаводский пр-д, д. 7, стр. 9, эт. 9,
помещ. XVI, к. 2, оф. 121
Адрес места осуществления деятельности: 127434, г. Москва, ул. Прянишникова, д. 19А,
стр. 9
Тел.: +7 (495) 620-09-00
E-mail: gk@gkin.ru

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
Web-сайт: www.vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июля 2023 г. № 1463

Регистрационный № 89511-23

Лист № 1
Всего листов 28

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителей (15 очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителей (15 очередь) (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 (измерительные каналы (ИК) №№ 1-42) состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основные и/или резервные), филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго»;

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

АИИС КУЭ (ИК № 43) состоит из двух уровней:

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

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

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2». ИВК в части сервера ОАО «РЖД» единомоментно работает либо на основном сервере, либо на резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго» создан на базе ПО «Пирамида 2000».

Сервер Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» создан на базе ПО «Пирамида-Сети».

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 1-40 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), с выходов счетчиков ИК №№ 41, 42 – на входы УСПД филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков ИК №№ 1-40 любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. ИВКЭ ОАО «РЖД» единомоментно работает либо на основном УСПД, либо на резервном.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», с УСПД филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго» – на сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Цифровой сигнал с выхода счетчика ИК № 43 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на сервер Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», где осуществляется обработка, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

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

Не реже одного раза в сутки сервер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго» и сервер Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» 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 7.

СОЕВ включает в себя серверы точного времени Метроном-50М, устройства синхронизации времени УСВ-3, источник первичный точного времени УКУС-ПИ 02ДМ, устройство синхронизации времени УСВ-2, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго», часы сервера Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», часы УСПД и счётчиков.

Серверы точного времени Метроном-50М, устройства синхронизации времени УСВ-3, источник первичный точного времени УКУС-ПИ 02ДМ, устройство синхронизации времени УСВ-2 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Уровень ИВК 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).

Уровень ИВК ОАО «РЖД» оснащен устройствами синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и соответствующим ему УСВ-3, а также между резервным сервером ОАО «РЖД» и соответствующим ему УСВ-3 осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго» оснащен источником первичным точного времени УКУС-ПИ 02ДМ (далее – источник времени). Периодичность сравнения показаний часов сервера с источником времени осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-2. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от уровня ИВК ОАО «РЖД» (основной сервер). 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 уровня ИВК ОАО «РЖД» (резервный сервер). 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 филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго» синхронизируется от уровня ИВК филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 1-40 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).

Счетчики ИК №№ 41, 42 синхронизируются от УСПД филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго». 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 ± 3 с (параметр программируемый).

Счетчик ИК № 43 синхронизируется от сервера Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад». Сравнение показаний часов счетчика 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).

При использовании резервного канала сбора и передачи данных с любого счетчика сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с использованием каналобразующего оборудования 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.

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 246. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1-5.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

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

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Пирамида 2000
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CalcClients.dll)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CalcLeakage.dll)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CalcLosses.dll)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, Metrology.dll)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ParseBin.dll)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ParseIEC.dll)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ParseModbus.dll)	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ParsePiramida.dll)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SynchroNSI.dll)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, VerifyTime.dll)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Таблица 5 - Идентификационные данные ПО «Пирамида-Сети»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Пирамида-Сети
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, BinaryPackControls.dll)	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CheckDataIntegrity.dll)	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ComIECFunctions.dll)	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ComModbusFunctions.dll)	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ComStdFunctions.dll)	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, DateTimeProcessing.dll)	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SafeValuesDataUpdate.dll)	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SimpleVerifyDataStatuses.dll)	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SummaryCheckCRC.dll)	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ValuesDataProcessing.dll)	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645

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», ПО «Пирамида 2000», ПО «Пирамида-Сети» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 6-8.

Таблица 6 - 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	2	3		4		5	6				
1	ПС 110 кВ Обозерская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ Мудьюга	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №9143-01	А	ТЛК10-5	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12				
				В	-						
				С	ТЛК10-5						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10						
				В							
				С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C8-T+							
		2	ПС 110 кВ Обозерская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.3 Прожекторная	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №9143-83			А	ТЛК10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16
								В	-		
С	ТЛК10										
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97			А	НАМИТ-10						
				В							
				С							
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02			A2R-4-AL-C29-T+							

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Обозерская Тяговая, РУ 10 кВ, Ф.ЗПЭ Исакогорка	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №9143-83	А	ТЛК10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C28-T+			
4	ПС 110 кВ Обозерская Тяговая, РУ 10 кВ, Ф.Компрессорная	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T+			
5	ПС 110 кВ Мудьюга Тяговая, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ Обозерская	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №9143-83	А	ТЛК10		
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-4-AL-C29-T+			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Коноша тяговая, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3689-73, 3690-73	A	ТФНД-35М	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-AL-C29-T+					
7	ПС 110 кВ Коноша тяговая, РУ 10 кВ, ф.1 Коноша2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10		
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
8	ПС 110 кВ Коноша тяговая, РУ 10 кВ, ф.2- ЦРП СШ2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №8913-82	A	ТВК-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТВК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-99	A2R-4-AL-C25-T+					
9	ПС 110 кВ Коноша тяговая, РУ 10 кВ, ф.3- ЦРП СШ1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №8913-82	A	ТВК-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТВК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-99	A2R-3-AL-C28-T+					
10	ПС 110 кВ Поплавец, РУ 10 кВ, Яч.15, ф.2 Стеклозавод	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59, 25433-03	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 УСВ-3 Пер. № 64242-16 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	EA05L-B-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
11	ПС 110 кВ Гряды, РУ 10 кВ, Ф.ПЭ1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-11	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
12	ПС 110 кВ Гряды, РУ 10 кВ, Ф.ПЭ2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
13	ПС 110 кВ Гряды, РУ 10 кВ, ввод 10 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=30/5 №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
14	ПС 110 кВ Гряды, РУ 10 кВ, ввод 10 кВ ТСН-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=30/5 №25433-11	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
15	ПС 110 кВ Бурга РУ 10 кВ ВЛ 10 кВ Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
16	ТПС 10 кВ Предузловая – Павловская, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №8913-82	А	ТВК-10		
				В	-		
				С	ТВК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
17	ТПС 10 кВ Чудово, РУ 10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-08	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-4					
18	ТПС 10 кВ Чудово, РУ 10 кВ, Ф.ПЭ-3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-4					
19	ТПС 10 кВ Чудово, РУ 10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
20	ПС 110 кВ Вишера, РУ 10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №517-50, 1276-59	А	ТПФ	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
21	ПС 110 кВ Вишера, РУ 10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
22	ПС 110 кВ Вишера, РУ 10 кВ, Ф.Узел-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1261-02	А	ТПОЛ 10		
				В	-		
				С	ТПОЛ 10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
23	ПС 110 кВ Вишера, РУ 10 кВ, Ф.Узел-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №814-53	А	ТПФМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
24	ПС 110 кВ Боровенка, РУ 10 кВ, ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-11	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P3BN-3					
25	ПС 110 кВ Окуловка- тяговая, РУ 10 кВ ВЛ 10 кВ ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
26	ПС 110 кВ Окуловка- тяговая, РУ 10 кВ ВЛ 10 кВ ф.Узел-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
27	ПС 110 кВ Окуловка- тяговая, РУ 10 кВ, ввод 10 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
28	ПС 110 кВ Красненка, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №9143-83	A	ТЛК10		
				B	-		
				C	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
29	ПС 110 кВ Заозерье РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №9143-83	А	ТЛК10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
30	ПС 110 кВ Мстинский мост, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №9143-83	А	ТЛК10		
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
31	ПС 110 кВ Мстинский мост, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №9143-83	А	ТЛК10		
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
32	ПС 110 кВ Мясной Бор, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №8913-82	A	ТВК-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТВК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
33	ПС 110 кВ Мясной Бор, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №8913-82	A	ТВК-10		
				B	-		
				C	ТВК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
34	ПС 110 кВ Волхово, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №9143-83	A	ТЛК10		
				B	-		
				C	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
35	ПС 110 кВ Угловка, РУ 10 кВ, Ф.7 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
36	ПС 110 кВ Угловка, РУ 10 кВ, Ф.1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №814-53	A	ТПФМ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				B	-		
				C	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-3					
37	ПС 110 кВ Попово- 						

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
38	ПС Пудость- тяговая 35/10кВ 2СШ-35кВ, Л.Пудость-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
39	ПС Пудость- тяговая 35/10кВ 1СШ-35кВ, Л.Гагчинская-5	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
40	ПС Пудость- тяговая 35/10кВ, Т-4-35 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №62786-15	A	ТЛ-ЭК-35		
				B	ТЛ-ЭК-35		
				C	ТЛ-ЭК-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07	EA02RAL-P4B-4W					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
41	ПС Ундоп 110/35/10кВ, РУ-10 кВ, 1СШ-10кВ, ВЛ-10 кВ фидер №108	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №8913-82	А	ТВК-10	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	УКУС-ПИ 02ДМ Рег. № 60738-15 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТВК-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
42	ПС Ундоп 110/35/10кВ, РУ-10 кВ, 2СШ-10кВ, ВЛ-10 кВ фидер №116	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
43	ПС 110 кВ Вохтога (р), ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Вохтога (Районная) - Вохтога (Тяговая)	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 №16635-05	А	ТГФ110	-	УСВ-2 Рег. № 41681-10 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №15853-06	А	СРВ 123		
				В	СРВ 123		
				С	СРВ 123		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01					

Продолжение таблицы 6

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 6, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 7 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 7 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4
1-10, 16, 20-23, 25, 26, 28-30, 32, 33, 35, 36	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
11-15, 24, 27	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
17, 19	Активная	0,8	2,6
	Реактивная	1,4	4,0
18, 31, 34, 41, 42	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
37	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
38	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
39	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
40	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,8	3,5
43	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 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 +5 до +35°С.			

Таблица 8 – 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, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 26035-83, ТУ 4228-001-29056091-94 ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012, ТУ 4228-011-29056091-11	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +18 до +22 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, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 (рег. № 19495-03) - для УСПД RTU-327 (рег. № 41907-09) - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСПД СИКОН С1 - для УСВ-3 - для УСВ-2 - для УКУС-ПИ 02ДМ - для Метроном-50М	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +35 от -40 до +55 от 0 до +75 от +1 до +50 от 0 до +40 от -10 до +50 от -25 до +60 от -10 до +50 от +5 до +40 от +15 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-97): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАльфа (рег. № 16666-07): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 72 80000 72 120000 72 140000 72 90000 72 35000 72

Продолжение таблицы 8

1	2
УСПД RTU-327 (рег. № 19495-03): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	40000 24
УСПД RTU-327 (рег. № 41907-09): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35000 24
УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	100000 24
УСПД СИКОН С1: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	70000 24
ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;
- УСПД;
- серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 9.

Таблица 9 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	STSM-38	6
Трансформаторы тока	ТВК-10	12
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТГФ110	3
Трансформаторы тока	ТЛК10	16
Трансформаторы тока	ТЛК10-5	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	21
Трансформаторы тока	ТЛ-ЭК-35	3
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	10
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТПФ	1
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	4
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	1
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	6
Трансформаторы напряжения	СРВ 123	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	15

Продолжение таблицы 9

1	2	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	1
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	28
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	4
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	5
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С1	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Источники первичные точного времени	УКУС-ПИИ 02ДМ	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	2
Формуляр	13526821.4611.246.ЭД.ФО	1

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 потребителей (15 очередь)», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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.

Правообладатель

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

ИНН 7706284124

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7

Телефон: +7 (495) 926-99-00

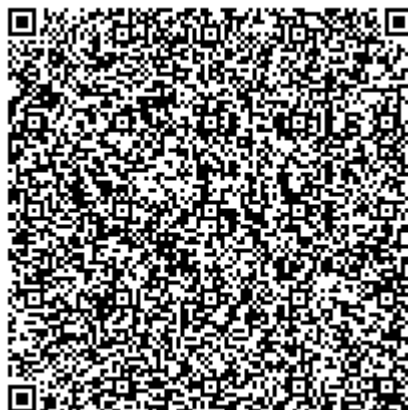
Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИНВЕСТИЦИОННО-
ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)
Адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-кт Ленина, д. 124, оф. 15
Телефон: +7 (982) 282-82-82
Факс: +7 (982) 282-82-82
E-mail: carneol@bk.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312601.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июля 2023 г. № 1463

Регистрационный № 89512-23

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Орловский энергосбыт»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Орловский энергосбыт» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер филиала ПАО «Россети Центр» - «Брянскэнерго» с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», сервер ООО «Орловский энергосбыт» с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройства синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Для измерительных каналов (ИК) №№ 1 – 5 цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и хранение поступающей информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных передается на сервер филиала ПАО «Россети Центр» - «Брянскэнерго», где осуществляется формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов и передача на сервер ООО «Орловский энергосбыт» в виде xml-файлов установленных форматов.

Для ИК № 6 цифровой сигнал с выхода счетчика при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ООО «Орловский энергосбыт», где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Дополнительно сервер ООО «Орловский энергосбыт» может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Передача информации от сервера ООО «Орловский энергосбыт» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ производится по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера филиала ПАО «Россети Центр» - «Брянскэнерго», часы сервера ООО «Орловский энергосбыт» и УСВ. УСВ обеспечивают передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера филиала ПАО «Россети Центр» - «Брянскэнерго» с УСВ осуществляется не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера филиала ПАО «Россети Центр» - «Брянскэнерго» производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов сервера ООО «Орловский энергосбыт» с УСВ осуществляется не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера ООО «Орловский энергосбыт» производится независимо от величины расхождения.

Для ИК №№ 1 – 5 сравнение показаний часов УСПД с часами сервера филиала ПАО «Россети Центр» - «Брянскэнерго» осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний более ± 1 с.

Для ИК №№ 1 – 5 сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами УСПД более ± 1 с.

Для ИК № 6 сравнение показаний часов счетчика с часами сервера ООО «Орловский энергосбыт» осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчика производится при расхождении показаний часов счетчика с часами сервера ООО «Орловский энергосбыт» более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД, сервера филиала ПАО «Россети Центр» - «Брянск-энерго», сервера ООО «Орловский энергосбыт» отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Орловский энергосбыт» наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера ООО «Орловский энергосбыт», типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» и ПК «Энергосфера».

ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014

ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

ПО «Пирамида 2000» (сервер филиала ПАО «Россети Центр» - «Брянскэнерго»)										
Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrol-ogy.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramida.dll	SynchroN SI.dll	Verify-Time.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									
ПК «Энергосфера» (сервер ООО «Орловский энергосбыт»)										
Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	Библиотека pso_metr.dll									
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1									
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B									
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер/ УСВ	Вид элек- тро- энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы до- пускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Ак- синино, ОРУ- 110 кВ, ВЛ-110 кВ Богородиц- кая-Аксинино	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	ЗНОГ-110 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23894-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Актив- ная	1,0	2,9
							Реак- тивная	2,0	4,5
2	ПС 110 кВ Ак- синино, ОРУ- 110 кВ, ВЛ-110 кВ Аксинино- Шаблыкино	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	ЗНОГ-110 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23894-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,0	2,9
							Реак- тивная	2,0	4,5
3	ПС 110 кВ Ак- синино, ОРУ- 110 кВ, ОМВ- 110 кВ	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 61432-15 Фазы: А; В; С	ЗНОГ-110 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23894-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,8
4	ПС 110 кВ Ак- синино, ОРУ-35 кВ, 1СШ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Акси- нино-Юрьево	ТФЗМ-35Б-1У1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110 кВ Ак- синино, ОРУ-35 кВ, 2СШ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Акси- нино-Ильинская	ТФН-35 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 664-51 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,5 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47213-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64 УСВ-1 Рег. № 28716-05	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
6	ПС 110 кВ Дмитровская, ОРУ-110 кВ, 2СШ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Дмитровск-Лю- пандино	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; С ТФЗМ 110Б-IV1 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2793-71 Фаза: В	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	-	Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64 УСВ-3 Рег. № 84823-22	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

- В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- Погрешность в рабочих условиях указана для ИК № 3 для силы тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8$ инд.
- Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов, а также замена серверов без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	6
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК № 3 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК № 3 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °C температура окружающей среды в месте расположения серверов, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ-1: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ-3: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для серверов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 90000 2 70000 24 35000 2 180000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 40

Продолжение таблицы 3

1	2
для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	10
для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.
- журнал серверов:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
серверах (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТФНД-110М	8
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	2
Трансформаторы тока	ТФН-35	2
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-1У1	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-35-IV	3
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер филиала ПАО «Россети Центр» - «Брянскэнерго	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Сервер ООО «Орловский энергосбыт»	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	ЭНПР.411711.174.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Орловский энергосбыт», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ИНТЕР РАО – Орловский энергосбыт»
(ООО «Орловский энергосбыт»)

ИНН 5754020600

Юридический адрес: 302020, Орловская обл., г. Орел, ул. Полесская, д. 28К

Телефон: (4862) 73-44-73

Факс: (4862) 73-44-73

Web-сайт: www.interrao-orel.ru

E-mail: secretary@interrao-orel.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Энерго» (ООО «РН-Энерго»)

ИНН 7706525041

Адрес: 143440, Московская обл., г.о. Красногорск, д. Путилково, тер. Гринвуд, стр. 23,
эт. 2, помещ. 129

Телефон: (495) 777-47-42

Факс: (499) 576-65-96

Web-сайт: www.rn-energo.ru

E-mail: rn-energo@rn-energo.ru

Испытательный центр

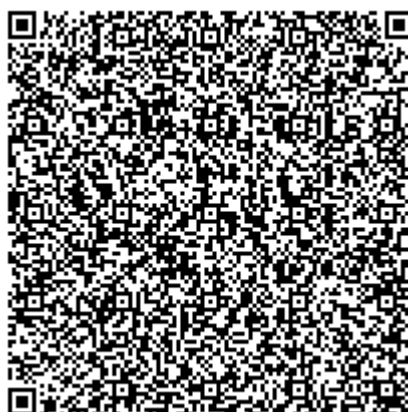
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июля 2023 г. № 1463

Регистрационный № 89513-23

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики давления МСД-22

Назначение средства измерений

Датчики давления МСД-22 (далее - датчики) предназначены для непрерывных измерений абсолютного, избыточного, гидростатического давления, разности давлений, а также избыточного давления-разрежения, разрежения и преобразования измеренных значений в унифицированный выходной сигнал постоянного тока и (или) цифровой выходной сигнал. Измеряемые среды – газ, пар и жидкости (в том числе нефтепродукты, агрессивные и едкие среды).

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на использовании зависимости между измеряемым давлением и упругой деформацией чувствительного элемента.

Датчики изготавливаются в виде единой конструкции, состоящей из сенсорного (измерительного) модуля и электронного преобразователя, размещенных в алюминиевом корпусе со специальным покрытием (по заказу возможно изменение цвета корпуса датчика или датчик может быть изготовлен из нержавеющей стали).

Измеряемое давление через разделительную мембрану и заполняющую жидкость оказывает воздействие на сенсорную (измерительную) мембрану, материал которой деформируется, что приводит к изменению электрического сигнала.

В электронном преобразователе, содержащем микропроцессор и цифро-аналоговый преобразователь (ЦАП), происходит формирование унифицированного выходного сигнала постоянного тока пропорционального измеряемому давлению. Микропроцессор осуществляет управление параметрами настройки (конфигурирования) датчика давления, включая хранение, обеспечивает взаимодействие между энергонезависимой памятью сенсорного модуля, АЦП и ЦАП. В электронном преобразователе осуществляется управление жидкокристаллическим индикатором (ЖКИ), визуализация значений измеряемого параметра, коммуникация по HART-протоколу. Через микропроцессор происходит управление внешними кнопками установки нуля и диапазона измерений.

Корпус датчиков имеет возможность поворота на угол до ± 180 градусов.

В зависимости от вида измеряемого давления и конструктивного исполнения датчики имеют следующие модели:

ИИ – датчики избыточного давления (штуцерное исполнение)

ИД – датчики избыточного давления (фланцевое исполнение)

ДД – датчики разности давлений

ДД(16, 25, 32, 40) - датчики разности давлений с рабочим (статическим давлением) $P_{\text{стат.}} = 16, 25, 32$ и 40 МПа, соответственно.

АИ – датчики абсолютного давления (штуцерное исполнение)

ДА – датчики абсолютного давления (фланцевое исполнение)

ДГ – датчики гидростатического давления (фланцевое исполнение)

ИИРМ – датчики избыточного давления, с выносной мембраной (штуцерное исполнение)

ИДРМ – датчики избыточного давления, с выносной мембраной (фланцевое исполнение)

ДДРМ – датчики разности давлений с двумя выносными мембранами (фланцевое исполнение)

Датчики имеют различные исполнения, отличающиеся метрологическими и техническими характеристиками; наличием и видами взрывозащиты; наличием индикатора, материалами мембраны и корпуса, типами присоединений к процессу.

Обозначение исполнения датчика приведено в виде буквенно-цифрового кода в паспорте датчика и имеет структуру, расшифровка которой приведена в технической документации на датчики.

Общий вид датчиков представлен на рисунке 1.

Пломбировка датчика не предусмотрена.

Знак утверждения типа наносится в правом нижнем углу таблички из нержавеющей стали, прикрепленной на корпус датчика. Изображение места нанесения знака утверждения типа представлено на рисунке 2.

Серийный номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр по системе нумерации изготовителя, наносится способом лазерной гравировки на табличку из нержавеющей стали, прикрепленную на корпус датчика. Изображение места нанесения серийного номера представлено на рисунке 2.

Стандартно корпус выполнен в цвете RAL5009. Возможно изготовление корпусов в других цветах по запросу заказчика.

Конструкция датчиков не предусматривает нанесение на корпус знака поверки.



модели МСД-22-ИИ, МСД-22-АИ



модели МСД-22-ДД, ДД(16, 25, 32, 40)
МСД-22-ИД, МСД-22-ДА



модель МСД-22-ДГ



модель МСД-22-ИИРМ



модель МСД-22-ИДРМ



модель МСД-22-ДДРМ

Рисунок 1 – Общий вид датчиков давления МСД-22

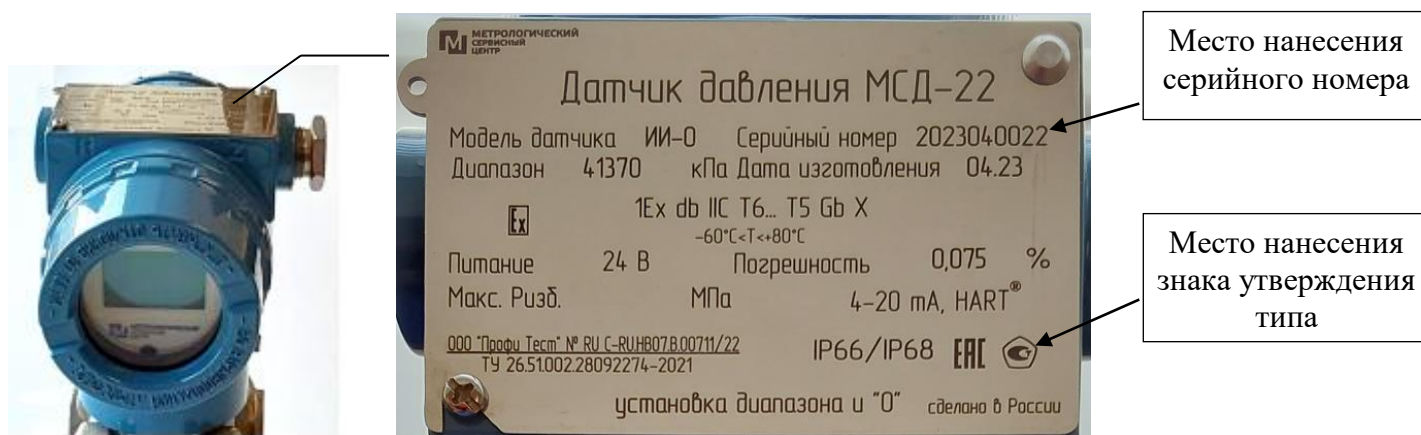


Рисунок 2 – место нанесения серийного номера и знака утверждения типа датчиков давления МСД-22

Программное обеспечение

Датчики давления МСД-22 имеют встроенное метрологически значимое программное обеспечение (далее – ПО) и внешнее метрологически незначимое ПО.

Встроенное метрологически значимое ПО устанавливается в микропроцессорный модуль датчика на заводе-изготовителе во время производственного цикла и предназначено для управления работой электронной схемы датчика; обеспечения вывода измеренной величины или диагностических сообщений на встроенный жидкокристаллический дисплей (ЖКИ); формирования выходного сигнала.

Конструкция датчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО датчиков и измерительную информацию.

Уровень защиты встроенного ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии рекомендацией по метрологии Р 50.2.077-2014.

Внешнее ПО МСД-Софт, записанное на электронном носителе, предназначено для установки на персональный компьютер и служит для регулирования и настройки датчиков, просмотра и изменения параметров конфигурации, в процессе эксплуатации датчиков.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MS-SOFT
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.01
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 2 – Идентификационные данные внешнего программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	МСД-Софт
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.01
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений, кПа	Приведены в таблице 4
Пределы допускаемой основной приведенной к настроенному диапазону измерений погрешности, γ , % ¹⁾	Приведены в таблице 5
Вариация выходного сигнала, %	$ \gamma $
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к настроенному диапазону измерений погрешности, вызванной отклонением температуры окружающего воздуха от нормальной (от +21 до +25 °C): ²⁾ - для датчиков с кодами диапазонов 2 – 3, % $\Delta P_{\text{макс}} / 10$ °C - для датчиков с кодами диапазонов 4 – 0, % $\Delta P_i / 10$ °C	$\pm 0,2$ $\pm (0,06 + 0,04 \cdot \Delta P_{\text{макс}} / \Delta P_i)$
Максимальное рабочее (статическое) давление, МПа ¹⁾	4, 7, 10, 16, 25, 32, 40
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к настроенному диапазону измерений погрешности, вызванной, влиянием рабочего (статического) давления, %/МПа: - для МСД-22-ДД с кодом диапазона измерений 2 - для МСД-22-ДД с кодом диапазона измерений 3 - для МСД-22-ДД с кодами диапазонов измерений 4, 5, 6, 7, 8, 9 - для МСД-22-ДД(16) с кодами диапазонов измерений 4, 5, 6, 7, 8, 9 - для МСД-22-ДД(25) с кодами диапазонов измерений 4, 5, 6, 7, 8, 9 - для МСД-22-ДД(32) с кодами диапазонов измерений 4, 5, 6, 7, 8, 9 - для МСД-22-ДД(40) с кодами диапазонов измерений 4, 5, 6, 7, 8, 9	$\pm 0,25$ %/ 4 МПа $\pm 0,15$ %/ 7 МПа $\pm 0,10$ %/ 10 МПа $\pm 0,25$ %/ 16 МПа $\pm 0,5$ %/ 25 МПа $\pm 0,75$ %/ 32 МПа $\pm 1,0$ %/ 40 МПа
Нормальные условия измерений: температура окружающей среды, °C относительная влажность, % атмосферное давление, кПа	от +21 до +25 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Примечания ¹⁾ Конкретные значения приведены в паспорте. ²⁾ $\Delta P_{\text{макс}}$ – максимальный диапазон измерений. ΔP_i – настроенный диапазон измерений.	

Таблица 4 – Диапазоны измерений датчиков

Наименование характеристики	Значение								
Диапазоны измерений (ДИ) давления, кПа ^{1) 2)}	Код диапазона измерений (ДИ)								
	2	3	4	5	6	7	8	9	0
модель ИИ		3)	3)	4)	4)	4)	4)	4)	4)
- минимальный ДИ	-	от 0 до 0,188	от 0 до 0,374	от 0 до 1,868	от 0 до 6,9	от 0 до 20,68	от 0 до 68,9	от 0 до 206,8	от 0 до 413,7
- максимальный ДИ	-	от 0 до 7,5	от 0 до 37,4	от 0 до 186,8	от 0 до 690	от 0 до 2068	от 0 до 6890	от 0 до 20680	от 0 до 41370
модель ИД	3)	3)	3)	4)	4)	4)	4)	4)	4)
- минимальный ДИ	от 0 до 0,1	от 0 до 0,188	от 0 до 0,374	от 0 до 1,868	от 0 до 6,9	от 0 до 20,68	от 0 до 68,9	от 0 до 206,8	от 0 до 413,7
- максимальный ДИ	от 0 до 1,5	от 0 до 7,5	от 0 до 37,4	от 0 до 186,8	от 0 до 690	от 0 до 2068	от 0 до 6890	от 0 до 20680	от 0 до 41370
модель ДД	3)	3)	3)	4)	4)	4)	4)	4)	
- минимальный ДИ	от 0 до 0,1	от 0 до 0,188	от 0 до 0,374	от 0 до 1,868	от 0 до 6,9	от 0 до 20,68	от 0 до 68,9	от 0 до 206,8	-
- максимальный ДИ	от 0 до 1,5	от 0 до 7,5	от 0 до 37,4	от 0 до 186,8	от 0 до 690	от 0 до 2068	от 0 до 6890	от 0 до 20680	-
модель ДД(16, 25, 32, 40)			3)	4)	4)	4)	4)	4)	
- минимальный ДИ	-	-	от 0 до 0,374	от 0 до 1,868	от 0 до 6,9	от 0 до 20,68	от 0 до 68,9	от 0 до 206,8	-
- максимальный ДИ	-	-	от 0 до 37,4	от 0 до 186,8	от 0 до 690	от 0 до 2068	от 0 до 6890	от 0 до 20680	-
модель АИ									
- минимальный ДИ	-	-	от 0 до 5	от 0 до 5	от 0 до 6,9	от 0 до 20,68	от 0 до 68,9	от 0 до 206,8	от 0 до 413,7
- максимальный ДИ	-	-	от 0 до 37,4	от 0 до 186,8	от 0 до 690	от 0 до 2068	от 0 до 6890	от 0 до 20680	от 0 до 41370
модель ДА									
- минимальный ДИ	-	-	от 0 до 5	от 0 до 5	от 0 до 6,9	от 0 до 20,68	от 0 до 68,9	-	-
- максимальный ДИ	-	-	от 0 до 37,4	от 0 до 186,8	от 0 до 690	от 0 до 2068	от 0 до 6890	-	-
модель ДГ		3)	3)	4)	4)	4)			
- минимальный ДИ	-	от 0 до 0,188	от 0 до 0,374	от 0 до 1,868	от 0 до 6,9	от 0 до 20,68	-	-	-
- максимальный ДИ	-	от 0 до 7,5	от 0 до 37,4	от 0 до 186,8	от 0 до 690	от 0 до 2068	-	-	-
модели ИИРМ, ИДРМ			3)	4)	4)	4)	4)	4)	
- минимальный ДИ	-	-	от 0 до 0,374	от 0 до 1,868	от 0 до 6,9	от 0 до 20,68	от 0 до 68,9	от 0 до 206,8	-
- максимальный ДИ	-	-	от 0 до 37,4	от 0 до 186,8	от 0 до 690	от 0 до 2068	от 0 до 6890	от 0 до 20680	-
модель ДДРМ			3)	4)	4)	4)	4)		
- минимальный ДИ	-	-	от 0 до 0,374	от 0 до 1,868	от 0 до 6,9	от 0 до 20,68	от 0 до 68,9	-	-
- максимальный ДИ	-	-	от 0 до 37,4	от 0 до 186,8	от 0 до 690	от 0 до 2068	от 0 до 6890	-	-

Продолжение таблицы 4

Примечания:

- ¹⁾ В соответствии с заказом допускается изготовление датчиков с диапазонами измерений в других единицах измерения давления, допущенных к применению в РФ (мбар, бар, Па, МПа, кгс/см², мм рт. ст., мм вод. ст., м вод. ст.)
- ²⁾ Датчик может быть настроен на любой диапазон измерений (ДИ), лежащий внутри приведенного в таблице максимального ДИ, но не менее минимального ДИ, при этом, минимальный шаг изменения диапазона равен соответствующей единице младшего разряда дисплея датчика, HART-коммуникатора и (или) ячейки «Диапазон» в разделе «Конфигурация» программы МСД-Софт.
- ³⁾ Датчики моделей МСД-22-ИД, МСД-22-ДД с кодами диапазонов 2, 3, 4; МСД-22-ИИ с кодами диапазонов 3, 4; МСД-22-ДД(16,25,32,40), МСД-22-ИИРМ, МСД-22-ИДРМ с кодом диапазона 4; МСД-22-ДГ с кодами диапазонов 3,4 могут перенастраиваться в пределах от минус $P_{\text{макс}}$ до нуля или от минус $P_{\text{макс}}/2$ до плюс $P_{\text{макс}}/2$. Где: $P_{\text{макс}}$ – максимальный верхний предел измерений.
- ⁴⁾ Датчики моделей МСД-22-ИД с кодами диапазонов 5, 6, 7, 8, 9, 0; МСД-22-ИИ с кодами диапазонов 5, 6, 7, 8, 9, 0; МСД-22-ИИРМ с кодами диапазонов 5, 6, 7, 8, 9; МСД-22-ДД, МСД-22-ДД(16,25,32,40), МСД-22-ИДРМ с кодами диапазонов 5, 6, 7, 8, 9; МСД-22-ДДРМ с кодами диапазонов 4, 5, 6, 7, 8; МСД-22-ДГ с кодами диапазонов 5, 6, 7 могут перенастраиваться в пределах от минус 101,3 кПа до ΔP кПа, где $\Delta P = P_{\text{макс}} - 101,3$ (кПа).

Таблица 5 – Пределы допускаемой основной приведенной к настроенному диапазону измерений погрешности

Наименование характеристики	Значение ²⁾								
Пределы допускаемой основной приведенной к настроенному диапазону измерений погрешности, γ, % ¹⁾	Код диапазона измерений								
	2	3	4	5	6	7	8	9	0
модель ИИ при K ≤ 3,0	-	±0,1; ±0,15; ±0,2; ±0,25; ±0,5	- - ±0,075; ±0,1; ±0,15; ±0,2; ±0,25; ±0,5 ±(γ +0,1· γ ·K)						
при 3,0 < K < 40	-	±(γ +0,1· γ ·K)							
при K ≤ 10,0	-	-							
при 10,0 < K ≤ 100	-	-							
модель ИД при K ≤ 1,5	±0,1; ±0,15; ±0,2; ±0,25; ±0,5	-	- - - - ±0,075; ±0,1; ±0,15; ±0,2; ±0,25; ±0,5 ±(γ +0,1· γ ·K)						
при 1,5 < K ≤ 15,0	±(γ +0,1· γ ·K)	-							
при K ≤ 3,0	-	±0,1; ±0,15; ±0,2; ±0,25; ±0,5							
при 3,0 < K < 40	-	±(γ +0,1· γ ·K)							
при K ≤ 10,0	-	-							
при 10,0 < K ≤ 100	-	-							

Продолжение таблицы 5

Пределы допускаемой основной приведенной к настроенному диапазону измерений погрешности, γ, % ¹⁾	Код диапазона измерений										
	2	3	4	5	6	7	8	9	0		
модель ДД при K ≤ 1,5	±0,1; ±0,15; ±0,2; ±0,25; ±0,5	-	-						-	-	
при K > 1,5											
при K ≤ 3,0											
при 3,0 < K < 40	±(γ +0,1· γ ·K)	-	-								
при K ≤ 10,0	-	±0,1; ±0,15; ±0,2; ±0,25; ±0,5	-								
при 10,0 < K ≤ 100	-	-	-								
модель ДД(16,25,32,40)	-	±(γ +0,1· γ ·K)	-								
при K ≤ 10,0	-	-	±0,075; ±0,1; ±0,15; ±0,2; ±0,25; ±0,5								
при 10,0 < K ≤ 100	-	-	±(γ +0,1· γ ·K)								
модель АИ при K ≤ 10,0	-	-	±0,075; ±0,1; ±0,15; ±0,2; ±0,25; ±0,5		±0,075; ±0,1; ±0,15; ±0,2; ±0,25; ±0,5						
при 10,0 < K ≤ 100	-	-								±(γ +0,1· γ ·K)	
модель ДА при K ≤ 10,0	-	-	±0,075; ±0,1; ±0,15; ±0,2; ±0,25; ±0,5		±0,075; ±0,1; ±0,15; ±0,2; ±0,25; ±0,5					-	-
при 10,0 < K ≤ 100	-	-								±(γ +0,1· γ ·K)	
модель ДГ при K ≤ 10,0	-	±0,1; ±0,15; ±0,2; ±0,25; ±0,5	±0,1; ±0,15; ±0,2; ±0,25; ±0,5				-	-	-	-	
при 10,0 < K < 40	-	±(0,2· γ ·K)									±(0,2· γ ·K)
при 10,0 < K ≤ 100	-	-	±(0,2· γ ·K)				-	-	-	-	
модель ИИРМ, ИДРМ, при K ≤ 10,0	-	-	±0,1; ±0,15; ±0,2; ±0,25; ±0,5						-	-	
при 10,0 < K ≤ 100	-	-									±(0,2· γ ·K)

Продолжение таблицы 5

модель ДДРМ					
при $K \leq 10,0$	-	-	$\pm 0,1; \pm 0,15; \pm 0,2; \pm 0,25; \pm 0,5$	-	-
при $10,0 < K \leq 100$	-	-	$\pm(0,2 \cdot \gamma \cdot K)$	-	-
Примечания: ¹⁾ К – коэффициент перенастройки равный $\Delta P_{\text{макс}}/\Delta P_i$, где: $\Delta P_{\text{макс}} = P_{\text{макс}} - P_0$ – максимальный диапазон измерений датчика; $P_{\text{макс}}$ – максимальный верхний предел измерений, P_0 – нижний предел измерений; $\Delta P_i = P_i - P_0$ – настроенный диапазон измерений; P_i и P_0 – соответственно верхний и нижний пределы измерений при перенастройке. ²⁾ В зависимости от исполнения конкретные значения приведены в паспорте и на табличке, прикрепленной на корпус датчика.					

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Выходные сигналы: - аналоговый (в виде сигналов постоянного тока), мА - цифровой	от 4 до 20, 20 до 4 HART
Напряжение питания постоянного тока, В	от 12 до 45
Масса, кг, не более ¹⁾ - для моделей ИИ, ДА - для моделей ДД, ИД, ДД (16,25,32,40) - для моделей ДГ - для моделей ИИРМ, ДДРМ, ИДРМ	2,0 от 4,0 до 5,0 ¹⁾ 5,0 от 4,0 до 5,0 ¹⁾
Габаритные размеры (высота; ширина; длина), мм, не более: ¹⁾ - для датчиков штуцерного исполнения - для датчиков фланцевого исполнения	177,0; 92,0; 133,5 177,0; 235,0; 133,5
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, без ЖКИ °С - температура окружающей среды, с ЖКИ °С - относительная влажность при температуре +35 °С, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -60 до +80 от -25 ²⁾ до +80 100 от 84,0 до 106,7
Маркировка взрывозащиты ³⁾	1Ex db IIC T6...T5 Gb X 0Ex ia IIC T6...T5 Ga X 1Ex db [ia Ga] IIC T6...T5 Gb X
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	200000
Средний срок службы, лет, не менее	16
Примечания: ¹⁾ В зависимости от модели и исполнения, без учета параметров выносных разделительных мембран (при наличии), конкретные значения указаны в руководстве по эксплуатации и (или) паспорте. ²⁾ Жидкокристаллический индикатор (ЖКИ) сохраняет работоспособность при рабочем диапазоне температур окружающего воздуха от минус 25 °С до плюс 80 °С. Воздействие температуры окружающего воздуха ниже минус 25 °С не приводит к повреждению ЖКИ, при этом показания ЖКИ могут быть нечитаемыми, частота его обновления снижается. Работоспособность ЖКИ не влияет на метрологические характеристики и работоспособность датчика давления. ³⁾ В зависимости от исполнения конкретные значения приведены в паспорте и на табличке, прикрепленной на корпус датчика.	

Знак утверждения типа

наносится на табличку из нержавеющей стали, прикрепленную к корпусу датчиков способом лазерной гравировки, а также на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик давления ¹⁾	МСД-22	1 шт.
Паспорт	МСД-22.000.XX ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	МСД-22.000.XX РЭ	1 экз. ²⁾

Продолжение таблицы 7

Примечания:

- ¹⁾ Модель датчика, комплект монтажных частей, в соответствии с заказом.
²⁾ Допускается прилагать 1 экз. (в зависимости от заказа) на партию датчиков, поставляемых в один адрес.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Устройство и работа датчика МСД-22» Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к датчикам давления МСД-22

ГОСТ 22520-85 Датчики давления, разрежения и разности давлений с электрическими аналоговыми выходными сигналами ГСП. Общие технические условия;

Государственная поверочная схема для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2022 г. № 2653;

Государственная поверочная схема для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10^7$ Па, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 декабря 2019 г. № 2900.

Государственная поверочная схема для средств измерений разности давлений до $1 \cdot 10^5$ Па, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 августа 2021 г. № 1904;

ТУ 26.51-002-28092274-2021 Датчики давления МСД-22 Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический Сервисный Центр»

(ООО «МСЦ»)

ИНН 7447282421

Юридический адрес: 454077, г. Челябинск, Бродокалмацкий тракт, д. 6/14

Телефон: +7(351)2257220

E-mail: info@m-sensor.ru

Web-сайт: www.m-sensor.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический Сервисный Центр»

(ООО «МСЦ»)

ИНН 7447282421

Адрес: 454077, г. Челябинск, Бродокалмацкий тракт, д. 6/14

Телефон: +7(351)2257220

E-mail: info@m-sensor.ru

Web-сайт: www.m-sensor.ru

Испытательный центр

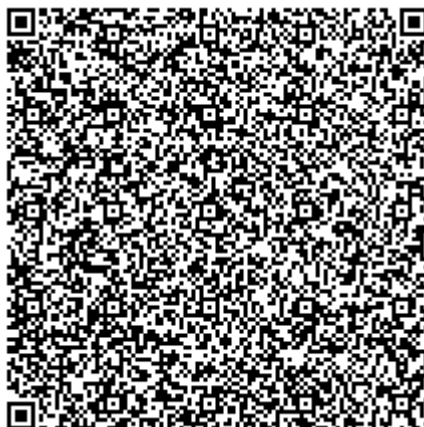
Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

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

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

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июля 2023 г. № 1463

Регистрационный № 89514-23

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «КРОНА», ООО «Ново Нордиск», АО «Индустрия Сервис»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «КРОНА», ООО «Ново Нордиск», АО «Индустрия Сервис» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Также сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленного формата от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергетики (ОРЭ).

От сервера информация в виде xml-файлов установленных форматов передается на АРМ энергосбытовой компании.

Передача информации от сервера или АРМ энергосбытовой компании в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ производится по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется в автоматическом режиме каждые 30 мин. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний с часами УСВ более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами сервера более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «КРОНА», ООО «Ново Нордиск», АО «Индустрия Сервис» наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	КТП 6 кВ Крона, ввод 0,4 кВ Т	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	СЕ301 R33 043 JAZ Кл.т. 0,5S Рег. № 34048-08	ЭНКС- 2Т Рег. № 37328-15	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,0	3,2
2	РП-20 кВ Грабцево, яч. 3, ПКЛ-20 кВ № 1	ТОЛ-СЭЩ-20 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 37543-08 Фазы: А; В; С	GE 24S Кл.т. 0,5 20000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 30372-05 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.06Т.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
3	РП-20 кВ Грабцево, яч. 26, ПКЛ-20 кВ № 2	ТОЛ-СЭЩ-20 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 37543-08 Фазы: А; В; С	GE 24S Кл.т. 0,5 20000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 30372-05 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.06Т.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
4	ПС №145 «Октябрьская» (110/10/6 кВ), РУ- 10 кВ 1 СкШ, яч. фид. 10 кВ № 45	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС №145 «Октябрьская» (110/10/6 кВ), РУ- 10 кВ 2 СкШ, яч. фид. 10 кВ № 36	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭНКС- 2Т Рег. № 37328-15	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,1
6	ЦРП-2 10 кВ, 2 СкШ 10 кВ, яч. 8, КЛ-10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
7	ЦРП-2 10 кВ, 1 СкШ 10 кВ, яч. 7, КЛ-10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 1 – 3 для силы тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8$ инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	7
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1 – 3 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1 – 3 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЕ 301: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.06Т: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Меркурий 230: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	160000 2 220000 2 90000 2 210000 2 120000 2 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типа СЕ 301: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	60 10

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.06Т, СЭТ-4ТМ.03: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	40
для счетчиков типа Меркурий 230: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	85
при отключении питания, лет, не менее	10
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-20	6
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	4
Трансформаторы напряжения	GE 24S	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ-ЭК	6
Счетчики активной электрической энергии трехфазные	СЕ 301	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.06Т	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	2
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	2
Блоки коррекции времени	ЭНКС-2	1
Сервер	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Формуляр	ЭНПР.411711.172.ФО	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «КРОНА», ООО «Ново Нордиск», АО «Индустрия Сервис», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Транссервисэнерго» (АО «Транссервисэнерго»)

ИНН 7710430593

Юридический адрес: 119313, г. Москва, Ленинский пр-кт, д. 95, эт. цокольный, помещ. X, оф. 69

Телефон: (495) 380-37-70

Факс: (495) 380-37-62

E-mail: chis@tsenergo.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Транссервисэнерго» (АО «Транссервисэнерго»)

ИНН 7710430593

Адрес места осуществления деятельности: 119136, г. Москва, 3-й Сетуньский пр-д, д. 10

Юридический адрес: 119313, г. Москва, Ленинский пр-кт, д. 95, эт. цокольный, помещ. X, оф. 69

Телефон: (495) 380-37-70

Факс: (495) 380-37-62

E-mail: chis@tsenergo.ru

Испытательный центр

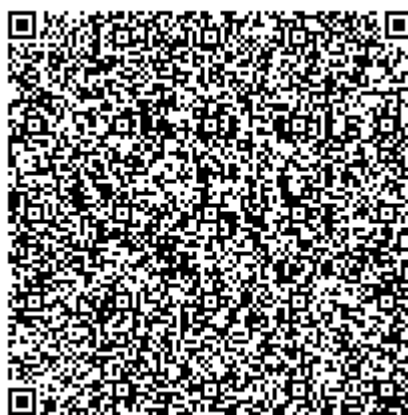
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июля 2023 г. № 1463

Регистрационный № 89515-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВСП

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВСП (далее - резервуары) предназначены для измерений объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

К резервуарам данного типа относятся резервуары модификации РВСП-2000 (зав. №№ 5, 6), РВСП-3000 (зав. № 20), РВСП-5000 (зав. № 9), которые представляют собой металлические сосуды в форме вертикального цилиндра с плоским днищем и стационарной кровлей, оборудованный приемо-раздаточными устройствами и люками.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего объему продукта согласно градуировочной таблице резервуара.

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВСП оборудованы плавающим покрытием.

Заполнение и выдача нефтепродуктов осуществляется через приемно-раздаточные устройства, расположенные в нижней части резервуара.

Заводские номера резервуаров наносятся аэрографическим способом на стенку резервуаров и типографским способом в паспорта.

Резервуары расположены на территории ТСБ-2 «Причал» АО «Газпромнефть-ОНПЗ».

Общий вид резервуаров представлены на рисунках 1-3.



Рисунок 1 - Общий вид резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВСП-2000



Рисунок 2 - Общий вид резервуара стального вертикального цилиндрического РВСП-3000



Рисунок 3 - Общий вид резервуара стального вертикального цилиндрического РВСП-5000

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на резервуары не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 –Метрологические характеристики

Наименование характеристики		Значение		
		зав. №№5, 6	зав. №№ 20	зав. №№ 9
Номинальная вместимость, м ³		2000	3000	5000
Пределы относительной погрешности определения резервуаров, %	допускаемой погрешности вместимости	± 0,20	± 0,20	± 0,10

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	зав. №№5, 6	зав. №№ 20	зав. №№ 9
Габаритные размеры, мм, не более			
- высота резервуаров	12447	12155	12153
- диаметр	15220	19008	22829
Рабочая среда	нефтепродукты		
Условия эксплуатации:			
- температура окружающей среды, °С	от -50 до +50		

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование и условные обозначения	Обозначение	Кол-во
Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВСП-2000 (зав. №№ 5, 6)	РВСП-2000	2 шт.
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСП-3000 (зав. № 20)	РВСП-3000	1 шт.
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСП-5000 (зав. № 9)	РВСП-5000	1 шт.
Паспорт	-	4 экз.
Градуировочная таблица	-	4 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Методика измерений» паспорте.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «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».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Саратовский завод металлических конструкций» (ООО «СЗМК»)

ИНН 6454114338

Юридический адрес: 410004, г. Саратов, ул. им. Чернышевского Н.Г., д. 50

Телефон: +7 (800) 234-79-09

Web-сайт: <http://sarzmk.ru/>

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Саратовский завод металлических конструкций» (ООО «СЗМК»)

ИНН 6454114338

Адрес: 410004, г. Саратов, ул. им. Чернышевского Н.Г., д. 50

Телефон: +7 (800) 234-79-09

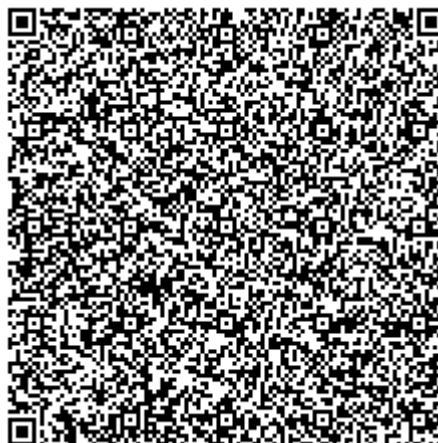
Web-сайт: <http://sarzmk.ru/>

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июля 2023 г. № 1463

Регистрационный № 89516-23

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТОМ» (в/ч 03523, 51084)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТОМ» (в/ч 03523, 51084) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер на базе закрытой облачной системы Нурег-V (сервер), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0 Пром», устройство синхронизации времени (УСВ), каналообразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера информация в виде xml-файлов установленных форматов поступает на АРМ по каналу связи сети Ethernet.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется один раз в час. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «ТОМ» (в/ч 03523, 51084) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0 Пром». ПО «Пирамида 2.0 Пром» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2.0 Пром». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2.0 Пром» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2.0 Пром» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0 Пром»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	Binary Pack Controls.dll	Check Data Integrity.dll	Coml ECFunc-tions.dll	ComMod-busFunc-tions.dll	Com StdFunc-tions.dll	DateTime-Pro-cessing.dll	Safe Values DataUp-date.dll	Simple Verify Data Sta-tuses.dll	Summary Check CRC.dll	Values DataProc-essing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.6									
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917	EC9A86471F3713E60C1DA D056CD6E373	D1C26A2F55C7FECFF5CAFA8B1C056FA4D	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ТП-25 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 секц. 6 кВ, яч. 7, КЛ-6 кВ фидер № 1	ТПЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 51678-12 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Hyper-V	Актив- ная	1,3	3,5
							Реактив- ная	2,5	5,9
2	ТП-25 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 секц. 6 кВ, яч. 14, КЛ-6 кВ фидер № 7	ТПЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 51678-12 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,5
							Реактив- ная	2,5	5,9
3	Сооружение № 7 6 кВ, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ фидер № 14	ТШЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 69607-17 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17 Фазы: А	СЕ 303 S31 503 JAVZ Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08			Актив- ная	1,3	3,5
			ЗНОЛ-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: В; С				Реактив- ная	2,3	4,9

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК № 7 для силы тока 5 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 2 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	7
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК № 7 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК № 7 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов СЕ 303, Меркурий 236: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 220000 2 180000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа СЕ 303: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа Меркурий 236: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 128 10 170 10 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТПЛ-НТЗ-10	4
Трансформаторы тока	ТШЛ-НТЗ-10	12
Трансформаторы тока	ТТН 30	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-6	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные	СЕ 303	2
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 236	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер на базе закрытой облачной системы	Hyper-V	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	ЭП.411714.АИИС.001ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «ТОМ» (в/ч 03523, 51084)», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России)
ИНН 7729314745

Юридический адрес: 105066, г. Москва, ул. Спартаковская, д. 2Б

Телефон: (926) 314-87-64

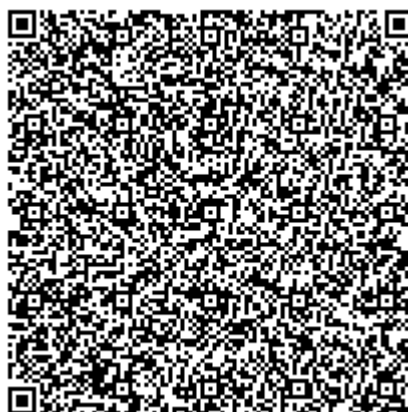
Web-сайт: zhky.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергопрайм» (ООО «Энергопрайм»)
ИНН 3328030900
Адрес: 600022, г. Владимир, ул. Ставровская, д. 4, кв. 386
Телефон: (915) 769-34-14
E-mail: zevladimir33@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, оф. 19
Телефон: (495) 380-37-61
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июля 2023 г. № 1463

Регистрационный № 89517-23

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТФНКД-500 II

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТФНКД-500 II (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока представляют собой опорную конструкцию. Выводы первичной обмотки расположены в верхней части трансформатора тока. Выводы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформатора тока и закрываются защитной металлической крышкой с целью ограничения доступа к измерительной цепи.

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

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТФНКД-500 II зав. № 436, 441, 482, 890, 907, 911.

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

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

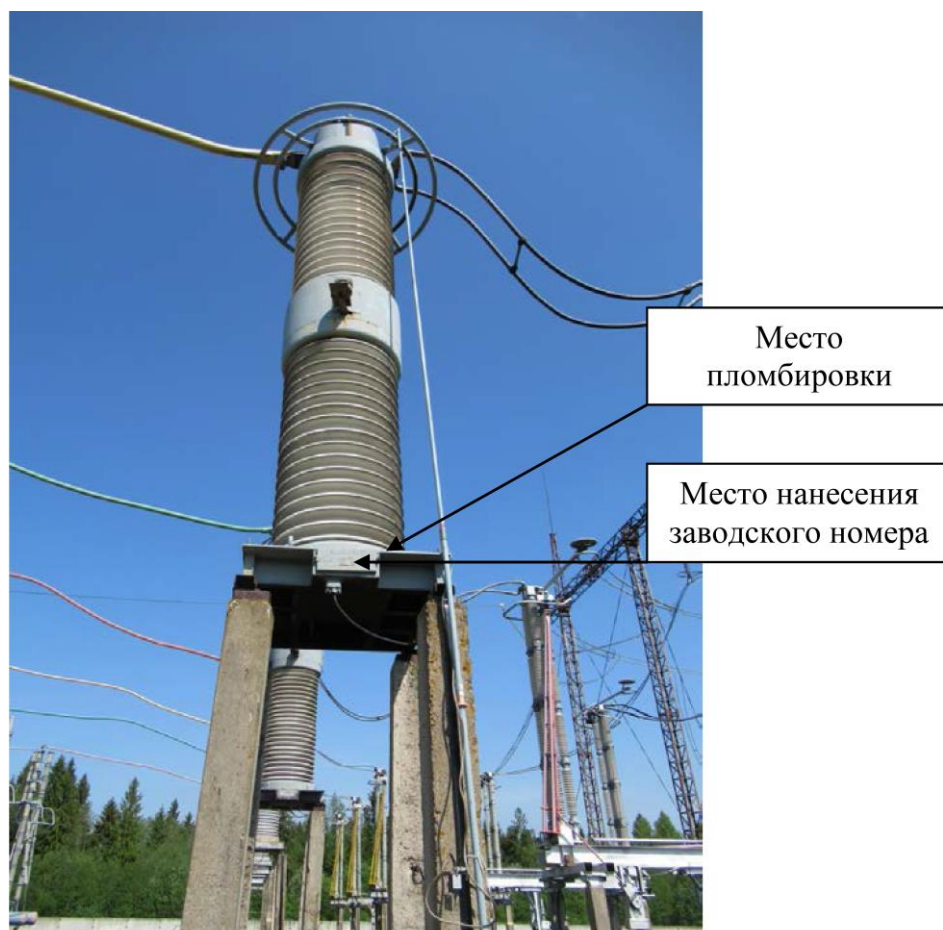


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение, кВ	500
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	2000
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	1
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТФНКД-500 II	1 шт.
Паспорт	ТФНКД-500 II	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 27 декабря 2018 г. № 2768 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

ПО «Запорожтрансформатор», Украина

Юридический адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское ш., д. 3

Изготовитель

ПО «Запорожтрансформатор», Украина (изготовлены в 1975-1977 гг.)

Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское ш., д. 3

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

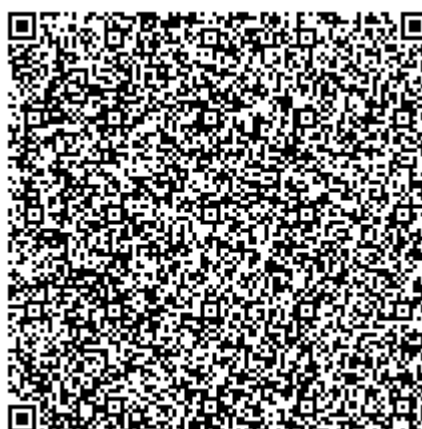
Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июля 2023 г. № 1463

Регистрационный № 89518-23

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные нефти и нефтяного газа

Назначение средства измерений

Установки измерительные нефти и нефтяного газа (далее – установки) предназначены для непрерывных автоматизированных измерений массы и массового расхода скважинной жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды и попутного нефтяного газа, а также для непрерывных автоматизированных измерений объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям.

Описание средства измерений

В установках используется бессепарационный прямой метод динамических измерений с помощью расходомеров многофазных, входящих в состав установок.

Установка состоит из блока технологического (далее – БТ) и блока контроля и управления (далее – БКУ). В состав БТ входят следующие средства измерений и вспомогательные устройства:

- расходомеры многофазные Roxar MPFM 2600 (далее – МФР), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. №) 60272-15;
- датчики давления Метран 150TG, рег. № 32854-13;
- преобразователи температуры Метран-286, рег. № 23410-13;
- термометры и манометры для местной индикации температуры и давления;
- пробоотборники для ручного отбора жидкой и газовой фазы;
- основные и вспомогательные трубопроводы;
- запорная арматура с ручным управлением и электроприводом.

Система обработки информации включает в себя вычислительный компьютер (далее – ИВК) МФР и программируемый логический контроллер (далее – ПЛК). ИВК МФР осуществляет измерения массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси, жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, нефтегазоводяной смеси без учета воды и попутного нефтяного газа, а также для непрерывных автоматизированных измерений объема попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

ПЛК обеспечивает выполнение следующих функций: обработки сигналов, поступающих от преобразователей давления и температуры, управление запорной арматурой, контроль температуры в помещении БТ и БКУ, выдача управляющих сигналов для управления инженерным и технологическим оборудованием БТ и БКУ.

К установкам данного типа относятся установка измерительная нефти и нефтяного газа с заводским № 664/2019 (далее – УИНГ-1) и установки измерительные нефти и нефтяного газа с заводскими №№ 666-1/2019, 666-2/2019, 666-3/2019 (далее – УИНГ-2).

Заводской номер указывается в паспорте установки типографским способом и на маркировочной табличке методом лазерной маркировки или фотохимическим. Формат нанесения заводского номера – цифровой. Маркировочная табличка закрепляется на наружной поверхности блок-боксов БТ и БКУ.

Пломбирование установки не предусмотрено. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

На рисунке 1 приведены фотографии внешнего вида установки.

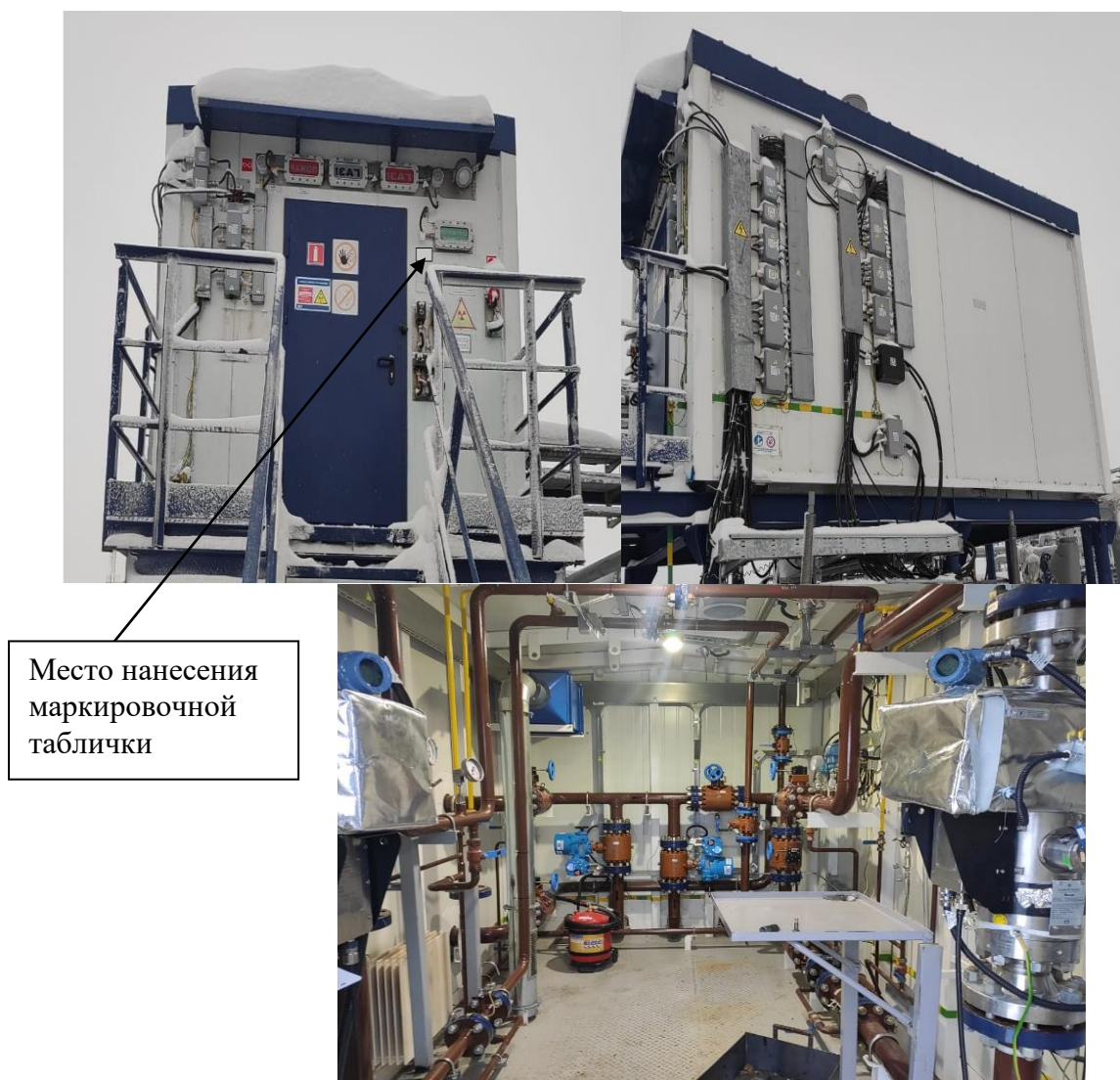


Рисунок 1 – Фотографии внешнего вида установки

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) установок реализовано в МФР, входящем в состав установки, и обеспечивает реализацию функций установок. Метрологические характеристики установок нормированы с учетом влияния ПО.

Наименования ПО и идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО установок

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Sensor software
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.05.01
Цифровой идентификатор ПО	не применяется

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики установок приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 - Метрологические характеристики установок

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, т/сут: - для УИНГ-1 - для УИНГ-2	от 3,5 до 6100 ¹⁾ от 3,5 до 10050 ¹⁾
Диапазон измерений объемного расхода свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси при рабочих (стандартных) условиях, м ³ /сут: - для УИНГ-1 - для УИНГ-2	от 2,4 до 12200 (780800) ²⁾ от 2,4 до 27300 (1680000) ^{2, 3)}
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, %	±2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды и попутного нефтяного газа, %, при содержании объемной доли воды в скважинной жидкости: - от 0 до 70 % - от 70 % до 95 % - св. 95 %	±6,0 ±15,0 не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	±5,0
<i>Примечания:</i> 1) Максимальное значение массового расхода жидкости соответствует плотности жидкости в нефтегазоводяной смеси 1010 кг/м³; 2) Максимальное значение объемного расхода попутного нефтяного газа обеспечивается при объемном расходе жидкости в составе нефтегазоводяной смеси не более 3,5 м³/сут; 3) Максимальное значение объемного расхода попутного нефтяного газа соответствует установке, в которой в МФР с внутренним диаметром 87 мм установлена трубка Вентури с относительным диаметром сужающего устройства (коэффициентом сужения) 0,75	

Таблица 3 – Основные технические характеристики установок

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Нефтегазоводяная смесь
Фактический диапазон измерений объёмного расхода свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси при рабочих (стандартных) условиях, м ³ /сут: - для УИНГ-1 - для УИНГ-2	от 0 ¹⁾ до 12200 (780800) от 0 ¹⁾ до 27300 (1747200) ²⁾
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от -23 до +34
Содержание воды в нефтегазоводяной смеси, %	от 0 до 99
Давление расчетное, МПа	6,3
Кинематическая вязкость жидкости, сСт - для УИНГ-1: - при 20 °С - при 50 °С - для УИНГ-2: - при 20 °С - при 50 °С	322,40 49,42 299,79 49,07
Условия эксплуатации - температура в блок-боксе блока технологического (БТ) - температура в блок-боксе блока контроля и управления (БКУ)	не ниже +10 от +10 до +25
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 50±1
Количество подключаемых скважин, штук	1
Средняя наработка на отказ (за исключением компонентов КИПиА, срок службы которых определен в технической документации на данные изделия), ч, не менее	8000
Расчетный срок службы, лет, не менее	20
Габаритные размеры, мм, не более: - для УИНГ-1 - БТ - БКУ - для УИНГ-2 - БТ - БКУ	5600x3350x3400 9000x3400x3400 5600x3350x3400 6200x3400x3450
Масса, кг, не более: - БТ - БКУ	8000 9000
<i>Примечание:</i> 1) Минимальное фактическое значение объёмного расхода попутного нефтяного газа соответствует расходу жидкости в составе нефтегазоводяной смеси от 135 м³/сут; 2) Максимальное значение объёмного расхода попутного нефтяного газа соответствует установке, в которой в МФР с внутренним диаметром 87 мм установлена трубка Вентури с относительным диаметром сужающего устройства (коэффициентом сужения) 0,75	

Знак утверждения типа

наносится на металлические таблички, укрепленные на корпусе установок, методом лазерной маркировки или аппликацией, а также типографским или иным способом на титульных листах руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Комплектность установок приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность установки

Наименование	Обозначение	Количество
Установка измерительные нефти и нефтяного газа	-	1 шт.
Комплект эксплуатационных документов: - руководство по эксплуатации «Установка измерительная нефти и нефтяного газа»;	-	1 шт.
- паспорт «Установка измерительная нефти и нефтяного газа»	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса жидкости и объем газа в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений с применением установок измерительных нефти и нефтяного газа», свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/1909-23 от 16.03.2023.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

Правообладатель

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

ИНН 8903034220

Юридический адрес: 625048, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14

Телефон: +7 (3452) 69-30-67

E-mail: MRNG@gazprom-neft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ» (ООО «СНГ»)
ИНН 5050024775

Адрес: 141108, Московская обл., г. Щелково, ул. Заводская, д. 1, к. 1

Тел. (495) 995-01-53, Факс (495) 741-21-18

E-mail: office@og.systems

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19

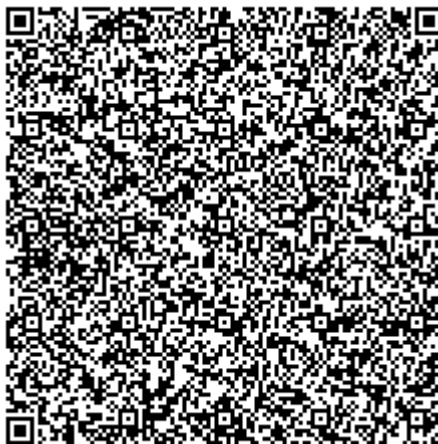
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU 310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» июля 2023 г. № 1463

Регистрационный № 89514-23

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «КРОНА», ООО «Ново Нордиск», АО «Индустрия Сервис»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «КРОНА», ООО «Ново Нордиск», АО «Индустрия Сервис» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Также сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленного формата от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергетики (ОРЭ).

От сервера информация в виде xml-файлов установленных форматов передается на АРМ энергосбытовой компании.

Передача информации от сервера или АРМ энергосбытовой компании в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ производится по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется в автоматическом режиме каждые 30 мин. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний с часами УСВ более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами сервера более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «КРОНА», ООО «Ново Нордиск», АО «Индустрия Сервис» наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	КТП 6 кВ Крона, ввод 0,4 кВ Т	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	СЕ301 R33 043 JAZ Кл.т. 0,5S Рег. № 34048-08	ЭНКС- 2Т Рег. № 37328-15	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,0	3,2
2	РП-20 кВ Грабцево, яч. 3, ПКЛ-20 кВ № 1	ТОЛ-СЭЩ-20 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 37543-08 Фазы: А; В; С	GE 24S Кл.т. 0,5 20000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 30372-05 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.06Т.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
3	РП-20 кВ Грабцево, яч. 26, ПКЛ-20 кВ № 2	ТОЛ-СЭЩ-20 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 37543-08 Фазы: А; В; С	GE 24S Кл.т. 0,5 20000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 30372-05 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.06Т.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
4	ПС №145 «Октябрьская» (110/10/6 кВ), РУ- 10 кВ 1 СкШ, яч. фид. 10 кВ № 45	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС №145 «Октябрьская» (110/10/6 кВ), РУ- 10 кВ 2 СкШ, яч. фид. 10 кВ № 36	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭНКС- 2Т Рег. № 37328-15	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,1
6	ЦРП-2 10 кВ, 2 СкШ 10 кВ, яч. 8, КЛ-10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
7	ЦРП-2 10 кВ, 1 СкШ 10 кВ, яч. 7, КЛ-10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20			Актив- ная	1,3	3,2
							Реактив- ная	2,5	5,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 1 – 3 для силы тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8$ инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	7
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1 – 3 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1 – 3 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЕ 301: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.06Т: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Меркурий 230: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	160000 2 220000 2 90000 2 210000 2 120000 2 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типа СЕ 301: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	60 10

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.06Т, СЭТ-4ТМ.03: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	40
для счетчиков типа Меркурий 230: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	85
при отключении питания, лет, не менее	10
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-20	6
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	4
Трансформаторы напряжения	GE 24S	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ-ЭК	6
Счетчики активной электрической энергии трехфазные	СЕ 301	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.06Т	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	2
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	2
Блоки коррекции времени	ЭНКС-2	1
Сервер	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Формуляр	ЭНПР.411711.172.ФО	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «КРОНА», ООО «Ново Нордиск», АО «Индустрия Сервис», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Транссервисэнерго» (АО «Транссервисэнерго»)

ИНН 7710430593

Юридический адрес: 119313, г. Москва, Ленинский пр-кт, д. 95, эт. цокольный, помещ. X, оф. 69

Телефон: (495) 380-37-70

Факс: (495) 380-37-62

E-mail: chis@tsenergo.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Транссервисэнерго» (АО «Транссервисэнерго»)

ИНН 7710430593

Адрес места осуществления деятельности: 119136, г. Москва, 3-й Сетуньский пр-д, д. 10

Юридический адрес: 119313, г. Москва, Ленинский пр-кт, д. 95, эт. цокольный, помещ. X, оф. 69

Телефон: (495) 380-37-70

Факс: (495) 380-37-62

E-mail: chis@tsenergo.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

