

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 432

Регистрационный № 56322-14

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы для измерения линейного перемещения ВК-306

Назначение средства измерений

Приборы для измерения линейного перемещения ВК-306 (далее - приборы ВК-306) предназначены для измерения относительного линейного перемещения металлических токопроводящих частей промышленного оборудования.

Описание средства измерений

Принцип действия приборов ВК-306 основан на определении относительного линейного перемещения токопроводящих объектов по изменению значения вихревых токов, которые возбуждаются и измеряются датчиком прибора ВК-306. Измеренное значение преобразуется в токовый выходной сигнал согласующим усилителем.

Приборы ВК-306 состоят из датчика, согласующего усилителя и блока вторичного (последний только для модификаций ВК-306ОСД.01, ВК-306ТРД). В датчике размещены передающая и приемная катушки. Согласующий усилитель может быть встроенным в датчик или выполнен в виде отдельного устройства. Преобразование перемещения в токовый выходной сигнал обеспечивает датчик с согласующим усилителем. Блок вторичный (при наличии) обеспечивает питание, вывод на дисплей измеренных значений (только для модификаций ВК-361ТРД и ВК-361ОСД.01), формирование аналоговых токовых выходных сигналов и дискретных сигналов превышения заданных уставок.

Приборы ВК-306 имеют семь модификаций (моделей): ВК-306ОСД.01, ВК-306ТРД, ВК-316ОС, ВК-316ОС-100, ВК-316ОС.04, ВК-316ТР, ВК-316ТР.60 различающихся диапазонами измерений, погрешностями и плоскостями измерений перемещений. Модель ВК-316ОС.04 имеет несколько исполнений: ВК-316ОС.04, ВК-316ОС.04-08, ВК-316ОС.04-10, ВК-316ОС.04-16, ВК-316ОС.04-20, которые отличаются диаметром датчика. Модели ВК-306ОСД.01, ВК-306ТРД отличаются наличием блоков вторичных, выпускаемых в пяти исполнениях: ВК-361ОСД.01, ВК-361ОСД.01-Ех, ВК-361ТРД, ВК-360В и ВК-361В. Вторичный блок ВК-361ОСД.01 может иметь взрывозащищенное исполнение. Приборы ВК-306 (кроме моделей ВК-316ТР и ВК-306ТРД) могут использоваться для измерения относительной вибрации в диапазоне частот от постоянного тока до 500 Гц.

В зависимости от условий эксплуатации (диапазонов рабочих температур) приборы выпускаются в нескольких исполнениях: стандартное исполнение и исполнения с добавлением в модификацию буквенных обозначений ТХ, Т1, или Т2 в зависимости от условий эксплуатации.

Заводской номер и модель прибора измерения линейного перемещения ВК-306 указываются в паспорте и совпадают с заводским номером вторичного блока для модификаций ВК-306ОСД.01, ВК-306ТРД и с заводским номером согласующего устройства для остальных модификаций. Заводской номер вторичного блока наносится на заднюю панель методом наклейки в формате порядкового номера, состоящего из арабских цифр. Заводской номер согласующего усилителя наносится на лицевую панель с производственными данными в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр и года выпуска методом лазерной гравировки. Заводской номер датчика наносится либо на корпус датчика, либо на кабель.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид вторичных блоков приборов для измерения линейного перемещения ВК-306 моделей ВК-361ОСД.01, ВК-361ТРД, ВК-360В и ВК-361В представлен на рисунке 1. Общий вид датчиков и согласующих усилителей моделей ВК-306ТРД и ВК-306ОСД.01 представлен на рисунке 2. Общий вид приборов для измерения линейного перемещения ВК-306 моделей ВК-316ОС, ВК-316ОС-100, ВК-316ОС.01, ВК-316ОС.04, ВК-316ТР, представлен на рисунке 3. Схема пломбировки от несанкционированного доступа представлена на рисунке 4.



Вид сзади ВК-361ТРД; ВК-361ОСД.01;

Рисунок 1 – Общий вид вторичных блоков приборов для измерения линейных перемещений ВК-306 моделей ВК-306ОСД.01, ВК-306ТРД.

	
Датчик и согласующий усилитель модели ВК-306ТРД	Датчик и согласующий усилитель модели ВК-306ОСД.01

Рисунок 2 – Общий вид датчиков и согласующих усилителей моделей ВК-306ТРД и ВК-306ОСД.01

	
ВК-316ОС, ВК-316ОС-100	Датчик и согласующий усилитель моделей ВК-316ТР и ВК-316ТР.60



ВК- 316ОС.04 исполнения ВК-316ОС.04-08, ВК-316ОС.04-10, ВК-316ОС.04-16, ВК-316ОС.04-20

Рисунок 3 – Общий вид приборов для измерения линейного перемещения ВК-306 моделей ВК-316ОС, ВК-316ОС-100, ВК-316ОС.04, ВК-316ТР, ВК-316ТР.60

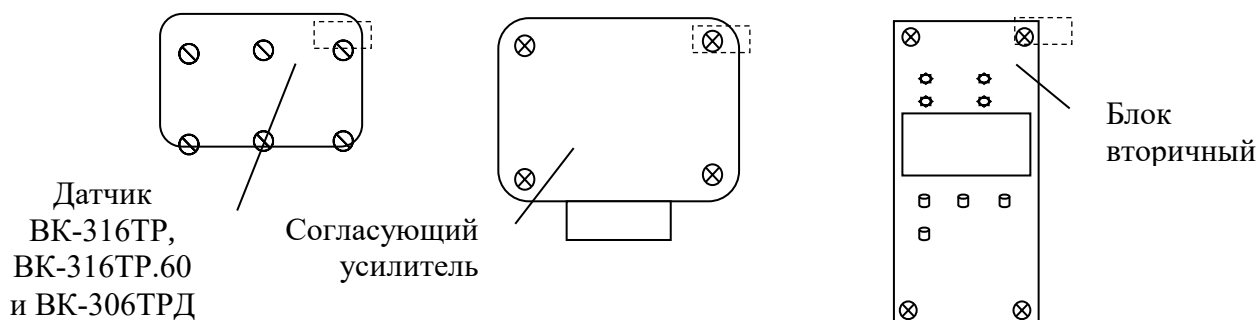


Рисунок 4 - Схема пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

В состав блоков вторичных моделей VK-306ОСД.01 и VK-306ТРД входит микроконтроллер, который имеет программное обеспечение (далее - ПО), выполняющее следующие функции:

- вычисление и цифровую индикацию относительного линейного перемещения;
- формирование дискретных сигналов управления при превышении предупредительных и аварийных значений уставок линейного перемещения.

ПО устанавливается на микроконтроллер с помощью специализированного технологического оборудования при изготовлении блока вторичного.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения микроконтроллеров блоков вторичных моделей VK-306ОСД.01 и VK-306ТРД

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	VC361OSD
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.14

Уровень защиты программного обеспечения микроконтроллеров блоков вторичных моделей VK-306ОСД.01 и VK-306ТРД от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики приборов VK-306 моделей VK-306ОСД.01 и VK-306ТРД

Наименование характеристики	Значение характеристики для модели	
	VK-306ОСД.01	VK-306ТРД
Диапазоны измерений относительного линейного перемещения (в зависимости от модели датчика), мм	$\pm 0,5$; ± 1 ; $\pm 1,25$; ± 2 ; $\pm 2,5$; ± 3	± 5 ; ± 10 ; ± 15 ; ± 20
Пределы основной абсолютной погрешности измерений, мм: - для диапазонов измерений $\pm 0,5$; ± 1 ; $\pm 1,25$; ± 2 ; $\pm 2,5$ мм - для диапазона измерений ± 3 мм - для диапазона измерений ± 5 мм	$\pm 0,12$ $\pm 0,17$	$\pm 0,3$

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики для модели	
	ВК-306ОСД.01	ВК-306ТРД
Пределы основной приведенной к диапазону измерения погрешности для диапазонов ± 10 ; ± 15 ; ± 20 мм, %		$\pm 1,5$
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, мм: - для диапазона измерения $\pm 0,5$ мм - для диапазона измерения ± 1 мм - для диапазона измерения $\pm 1,25$ мм - для диапазона измерения ± 2 мм - для диапазона измерения $\pm 2,5$ мм - для диапазона измерения ± 3 мм - для диапазона измерения ± 5 мм	$\pm 0,05$ $\pm 0,07$ $\pm 0,12$ $\pm 0,17$ $\pm 0,17$ $\pm 0,22$	$\pm 0,22$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерения погрешности, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, %: - для диапазонов ± 10 ; ± 15 ; ± 20 мм		± 4

Таблица 3 - Метрологические характеристики приборов ВК-306 моделей ВК-316ОС, ВК-316ОС-100, ВК-316ТР, ВК-316ТР.60

Наименование характеристики	Значение характеристики для модели			
	ВК-316ОС	ВК-316ОС-100	ВК-316ТР	ВК-316ТР.60
Диапазоны измерений относительного линейного перемещения (в зависимости от модели датчика), мм	± 2	± 2 ; $\pm 2,5$	± 5	± 10 ; ± 15 ; ± 20
Пределы основной абсолютной погрешности измерений, мм	$\pm 0,3$	$\pm 0,1$	$\pm 0,25$	-
Пределы основной приведенной к диапазону измерения погрешности, %	-	-	-	$\pm 1,5$
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, мм: - для диапазона измерения ± 2 мм - для диапазона измерения $\pm 2,5$ мм	$\pm 0,3$	$\pm 0,15$ $\pm 0,18$	$\pm 0,2$	

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение характеристики для модели			
	ВК-3160С	ВК-3160С-100	ВК-316ТР	ВК-316ТР.60
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерения погрешности, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, %				$\pm 3,5$

Таблица 4 – Метрологические характеристики приборов моделей ВК-3160С.04, ВК-3160С.04-08, ВК-3160С.04-10

Наименование характеристики	Значение характеристики для модели		
	ВК-3160С.04	ВК-3160С.04-08	ВК-3160С.04-10
Диапазоны измерений относительного линейного перемещения (в зависимости от модели датчика), мм	$\pm 2; \pm 2,5$	$\pm 0,5; \pm 1$	$\pm 1,25$
Пределы основной абсолютной погрешности измерений, мм	$\pm 0,1$	$\pm 0,1$	$\pm 0,1$
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, мм: - для диапазонов измерения ± 2 мм; $\pm 2,5$ мм - для диапазона измерения $\pm 0,5$ мм - для диапазона измерения ± 1 мм	$\pm 0,15$	$\pm 0,03$ $\pm 0,05$	$\pm 0,1$

Таблица 5 - Метрологические характеристики приборов моделей ВК-3160С.04-16, ВК-3160С.04-20

Наименование характеристики	Значение характеристики для модели	
	ВК-3160С.04-16	ВК-3160С.04-20
Диапазоны измерений относительного линейного перемещения (в зависимости от модели датчика), мм	$\pm 2; \pm 2,5$	$\pm 2,5; \pm 3$
Пределы основной абсолютной погрешности измерений, мм: - для диапазонов измерений ± 2 мм; $\pm 2,5$ мм - для диапазона измерений ± 3 мм	$\pm 0,1$	$\pm 0,1$ $\pm 0,15$

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение характеристики для модели	
	ВК-316ОС.04-16	ВК-316ОС.04-20
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений, мм: - для диапазонов измерения ± 2 мм; $\pm 2,5$ мм - для диапазона измерения ± 3 мм	$\pm 0,15$	$\pm 0,15$ $\pm 0,2$

Таблица 6 – Основные технические характеристики приборов ВК-306 моделей ВК-306ОСД.01 и ВК-306ТРД

Наименование характеристики	Значение характеристики для модели	
	ВК-306ОСД.01	ВК-306ТРД
Диапазоны унифицированных выходных сигналов постоянного тока, мА	от 0 до 5; от 4 до 20	
Установочный зазор (начальный), мм	$1,25 \pm 0,1$; $1,5 \pm 0,1$; $3 \pm 0,1$; $3,25 \pm 0,1$	$1,5 \pm 0,1$
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц - напряжение постоянного тока ¹ , В	220 ± 22 50 ± 1 24 ± 2	
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С	от +15 до +25	
Условия эксплуатации: - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С - вторичный блок стандартное исполнение исполнение Т1 исполнение Т2 - датчик с согласующим усилителем (в зависимости от модели)	от +5 до +55 от +5 до +70 от – 40 до +55 см. табл. 8 и 9	от +5 до +55 от +5 до +70 от – 40 до +55 см. табл. 7
Габаритные размеры (длина× ширина × высота), мм, не более - вторичный блок (в зависимости от модификации) - датчик и согласующий усилитель	$150 \times 75 \times 295$ $25 \times 75 \times 110$ $25 \times 100 \times 135$ см. табл. 8 и 9	$150 \times 75 \times 295$ $25 \times 75 \times 110$ $25 \times 100 \times 135$ см. табл. 7
Масса, кг, не более - вторичный блок (в зависимости от модификации) - датчик и согласующий усилитель	$1,5$; $0,3$; $0,5$ см. табл. 8 и 9	$1,5$ $0,3$; $0,5$ см. табл. 7
Примечание: ¹ при применении приборов в опасной зоне напряжение питания не должно превышать 24 В		

Таблица 7 – Основные технические характеристики приборов ВК-306 моделей ВК-316ОС, ВК-316ОС-100, ВК-316ТР, ВК-316ТР.60

Наименование характеристики	Значение характеристики для модели			
	ВК-316OC	ВК-316OC-100	ВК-316TP	ВК-316TP.60
Диапазоны унифицированных выходных сигналов постоянного тока, мА	от 4 до 20		от 1 до 5; от 4 до 20	
Установочный зазор (начальный), мм	3,0 ± 0,1		1,5 ± 0,1	
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока ¹ , В	от 14 до 28			
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С	от +15 до +25			
Условия эксплуатации: -диапазон рабочих температур окружающей среды, °С - прибор стандартное исполнение исполнение ТХ - согласующий усилитель стандартное исполнение исполнение Т1 - датчик стандартное исполнение исполнение Т1 исполнение Т2	от +5 до +70 от -40 до +80	от -40 до +80 от -60 до +80	от +5 до +40 от +5 до +80 от +5 до +70 от +5 до +150 от +5 до +180	от +5 до +40 от +5 до +80 от +5 до +70 от +5 до +150 от +5 до +180
Габаритные размеры, мм, не более - датчик -согласующий усилитель	M20×85 -	M20×85 -	80×55×22 115×65×30	115×65×25 115×65×30
Масса, кг, не более - датчик -согласующий усилитель	0,2 -		0,5 0,15	
Примечание: ¹ при применении приборов в опасной зоне напряжение питания не должно превышать 24 В				

Таблица 8 – Основные технические характеристики приборов ВК-306 моделей ВК-316ОС.04, ВК-316ОС.04-08, ВК-316ОС.04-10

Наименование характеристики	Значение характеристики для модели		
	БК-316ОС.04	БК-316ОС.04-08	БК-316ОС.04-10
Диапазоны унифицированных выходных сигналов постоянного тока, мА	от 1 до 5; от 4 до 20	от 4 до 20	
Установочный зазор (начальный), мм	1,25 ± 0,1; 1,5 ± 0,1; 3 ± 0,1		
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока ¹ , В	от 14 до 28		
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С	от +15 до +25		
Условия эксплуатации: -диапазон рабочих температур окружающей среды, °С - согласующий усилитель стандартное исполнение исполнение ТХ исполнение Т1 - датчик стандартное исполнение исполнение ТХ исполнение Т1 исполнение Т2	от +5 до +40 от -60 до +80 от -40 до +80 от +5 до +100 от -60 до +110 от -40 до +150 от -40 до +180	от -40 до +80 от -60 до +80 от -40 до +110 от -60 до +110 от -40 до +150 от -40 до +180	от -40 до +80 от -60 до +80 от -40 до +110 от -60 до +110 от -40 до +150 от -40 до +180
Габаритные размеры, мм, не более - датчик -согласующий усилитель	Ø30×100 115×65×30	Ø20×240 115×65×30; Ø30×150	Ø25×240 115×65×30; Ø30×150
Масса, кг, не более - датчик -согласующий усилитель	0,15 0,15		
Примечание: ¹ при применении приборов в опасной зоне напряжение питания не должно превышать 24 В			

Таблица 9 – Основные технические характеристики приборов ВК-306 моделей ВК-316ОС.04-16, ВК-316ОС.04-20

Наименование характеристики	Значение характеристики для модели	
	ВК-316ОС.04-16	ВК-316ОС.04-20
Диапазоны унифицированных выходных сигналов постоянного тока, мА	от 4 до 20	
Установочный зазор (начальный), мм	1,25 ± 0,1; 1,5 ± 0,1; 3 ± 0,1	
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока ¹ , В	от 14 до 28	
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С	от +15 до +25	

Продолжение таблицы 9

Наименование характеристики	Значение характеристики для модели	
	ВК-316ОС.04-16	ВК-316ОС.04-20
Условия эксплуатации: -диапазон рабочих температур окружающей среды, °С - согласующий усилитель 		

Таблица 10 – Основные общие технические характеристики приборов ВК-306

Наименование характеристики	Значение характеристики для модели
Наработка на отказ, ч, не менее	10000
Маркировка взрывозащиты: - датчиков ВК-316ОС-Х и ВК-316ОС.04-Х - вторичный блок ВК-361ОСД.01-Ех	0Ex ia IIC T5 Ga X [Ex ia Ga] IIC

Значения пределов дополнительной погрешности приведены при предельных значениях рабочих температур одновременно для всех компонентов приборов. Значения указанных пределов при изменении температуры отдельных компонентов приборов приводятся в сопроводительной документации по согласованию с потребителем.

Знак утверждения типа

наносится на лицевые панели усилителя согласующего или блока вторичного методом лазерной гравировки и на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 11 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Прибор для измерения линейного перемещения	ВК-306	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ВТПР.401263.037 РЭ	1 экз.
Паспорт	ВК-306ОСД.01 ПС / ВК-306ТРД ПС/ ВК-316ОС ПС/ ВК-316ОС-100 ПС/ ВК-316ОС.04 ПС/ ВК-316ТР ПС/ ВК-316ТР.60 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Инструкция по эксплуатации» руководства по эксплуатации «Приборы для измерения линейного перемещения ВК-306. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ВиКонт» (ООО «ВиКонт»)
Адрес: 115191, г. Москва, Холодильный пер., д. 3, к. 1, стр. 2
Телефон: +7 (495) 122-25-27
Web-сайт: www.vicont.ru
E-mail: info@vicont.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +7 (495) 437-55-77
Факс: + 7 (495) 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 432

Регистрационный № 69142-17

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Зеленоборск

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер АУВП.411711.ФСК.РИК.015.06. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 220 кВ Зеленоборск, ОРУ 220 кВ, 1 с. 220 кВ, ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС – Зеленоборск	ТВ-220/25 кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 3191-72	НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 79104-20	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ПС 220 кВ Зеленоборск, ОРУ 110 кВ, ВЛ-138 (ВЛ 110 кВ Зеленоборск – Лемью)	TG кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 30489-09	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 77917-20	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
3	ПС 220 кВ Зеленоборск, ОРУ 110 кВ, ВЛ-140 (ВЛ 110 кВ Зеленоборск – Ижма)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 52261-12	ф. А, С: НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 77917-20 ф. В: НКФ110-83ХЛ1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
4	ПС 220 кВ Зеленоборск, ОРУ 110 кВ, ВЛ-143 (ВЛ 110 кВ Зеленоборск – Каджером)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S К _{тт} = 400/5 рег. № 56255-14	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 77917-20	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ПС 220 кВ Зеленоборск, ОРУ 110 кВ, ОСВ-110	ТВ-3ТМ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 78965-20	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 77917-20	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	ПС 220 кВ Зеленоборск, ЗРУ 10 кВ, 1 с. 10 кВ, яч.№7, ВЛ 10 кВ яч.№7	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 75/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
7	ПС 220 кВ Зеленоборск, ЗРУ 10 кВ, 2 с. 10 кВ, яч.№10, ВЛ 10 кВ яч.№10	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 1856-63	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
8	ПС 220 кВ Зеленоборск, ЗРУ 10 кВ, 2 с. 10 кВ, яч.№12, ВЛ 10 кВ яч.№12	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 75/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
9	ПС 220 кВ Зеленоборск, ЗРУ 10 кВ, 1 с. 10 кВ, яч.№3, ВЛ 10 кВ яч.№3	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
10	ПС 220 кВ Зеленоборск, ЗРУ 10 кВ, 2 с. 10 кВ, яч.№8, ВЛ 10 кВ яч.№8	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
11	ПС 220 кВ Зеленоборск, ЗРУ 10 кВ, 1 с. 10 кВ, яч.№15, ВЛ 10 кВ яч.№15	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 1856-63	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ПС 220 кВ Зеленоборск, ЗРУ 10 кВ, 2 с. 10 кВ, яч.№16, ВЛ 10 кВ яч.№16	ТЛМ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 2473-05	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04	СТВ-01 рег. № 49933-12
13	ПС 220 кВ Зеленоборск, ЗРУ 10 кВ, 2 с. 10 кВ, яч.№20, ВЛ 10 кВ яч.№20	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
14	ПС 220 кВ Зеленоборск, ЗРУ 10 кВ, 2 с. 10 кВ, яч.№4, ВЛ 10 кВ яч.№4	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
15	ПС 220 кВ Зеленоборск, ЗРУ 10 кВ, 1 с. 10 кВ, яч.№19, ВЛ 10 кВ яч.№19	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
16	ПС 220 кВ Зеленоборск, ЗРУ 10 кВ, 1 с. 10 кВ, яч.№11, ВЛ 10 кВ яч.№11	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 75/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
17	ПС 220 кВ Зеленоборск, ЗРУ 10 кВ, 2 с. 10 кВ, яч.№14, КЛ 10 кВ яч.№14	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 750/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
18	ПС 220 кВ Зеленоборск, ЗРУ 10 кВ, 1 с. 10 кВ, яч.№17, КЛ 10 кВ яч.№17	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 750/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
19	ПС 220 кВ Зеленоборск, ОПУ, ЩСН 0,4 кВ, 1 (2) с. 0,4 кВ, панель собственных нужд 0,4 кВ №Н-2 (Н-7), КЛ 0,4 кВ Базовая станция сотовой связи №11-329 ПАО «МТС»	Т-0,66 УЗ кл.т. 0,5 К _{тт} = 20/5 рег. № 17551-03	-	Dialog ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 22422-07	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04	СТВ-01 рег. № 49933-12
20	ПС 220 кВ Зеленоборск, ОПУ, ЩСН 0,4 кВ, 1 (2) с. 0,4 кВ, панель собственных нужд 0,4 кВ №Н-2 (Н-6), КЛ 0,4 кВ (резерв)	Т-0,66 УЗ кл.т. 0,5S К _{тт} = 50/5 рег. № 40473-09	-	Dialog ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 22422-07		
21	ПС 220 кВ Зеленоборск, ОРУ 220 кВ, Ремонтная перемычка-220	ТОГФ (П) кл.т. 0,2 К _{тт} = 1200/5 рег. № 61432-15	НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (220000/(√3))/(100/(√3)) рег. № 79104-20	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 7, 11, 13, 15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
2 – 5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
6, 8 – 10, 12, 14, 16 – 18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
19 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,7	1,9
20 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
21 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	1,1	0,8	0,7
	0,8	-	1,4	1,0	0,9
	0,5	-	2,3	1,6	1,4
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 7, 11, 13, 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
2 – 5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
6, 8 – 10, 12, 14, 16 – 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
19 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,6	1,3
20 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,6	1,7	1,3	1,3
21 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,8	-	2,1	1,4	1,3
	0,5	-	1,4	1,0	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 7, 11, 13, 15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
2 – 5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
6, 8 – 10, 12, 14, 16 – 18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
19 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	2,1	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	1,9	1,7
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
20 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
21 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	1,2	1,0	0,9
	0,8	-	1,5	1,1	1,1
	0,5	-	2,4	1,7	1,6

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 7, 11, 13, 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
2 – 5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
6, 8 – 10, 12, 14, 16 – 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
19 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	5,4	3,9	3,5
	0,5	-	4,0	3,4	3,3
20 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,4	3,3	3,3
21 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,8	-	2,5	1,9	1,9
	0,5	-	1,9	1,6	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	- от 99 до 101 - от 1(5) до 120 0,87 - от 49,85 до 50,15 - от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	- от 90 до 110 - от 1(5) до 120 0,5 - от 49,6 до 50,4 - от -45 до +40 - от +10 до +30 - от +10 до +30 - от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Dialog ZMD: - средний срок службы, лет - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	30 72 75000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

- коррекция шкалы времени.
- Защищенность применяемых компонентов:
- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
 - наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.
- Возможность коррекции шкалы времени в:
- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
 - УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТВ-220/25	3 шт.
Трансформатор тока	TG	3 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	3 шт.
Трансформатор тока	ТВ-ЭК исп. М3	3 шт.
Трансформатор тока	ТВ-ЗТМ	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	24 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	6 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	6 шт.
Трансформатор тока	ТОГФ (П)	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	5 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ110-83ХЛ1	1 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Dialog ZMD	21 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.РИК.015.06ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Зеленоборск». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

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.

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

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 «20» февраля 2024 г. № 432

Регистрационный № 69330-17

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Новокиевка

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» – МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений

активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер АУВП.411711.ФСК.РИК.008.12. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование СПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) СПО	не ниже 1.0.0.4.
Цифровой идентификатор СПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe
Примечание – Алгоритм вычисления цифрового идентификатора СПО – MD5	

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблице 2, 3, 4, соответственно.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 220 кВ Новокиевка, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Белоярово»	ТГМ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ПС 220 кВ Новокиевка, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Мазаново»	ТГМ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
3	ПС 220 кВ Новокиевка, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Угловая»	ТГМ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
4	ПС 220 кВ Новокиевка, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Сапроново»	ТГМ-35 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
5	ПС 220 кВ Новокиевка, ОРУ-35 кВ, ввод Т-1 35 кВ	ТФЗМ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 82927-21	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ПС 220 кВ Новокиевка, ОРУ-35 кВ, ввод Т-2 35 кВ	ТФЗМ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 82927-21	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	ЗРУ-10 кВ, яч.7, Ф-12	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 70747-18	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
8	ЗРУ-10 кВ, яч.20, Ф-10	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 70747-18	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
9	ЗРУ-10 кВ, яч.18, Ф-8	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 70747-18	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
10	ЗРУ-10 кВ, яч.16, Ф-6	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 70747-18	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
11	ЗРУ-10 кВ, яч.14, Ф-4	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 70747-18	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
12	ПС 220 кВ Новокиевка, ЩСН-0,4 кВ, ввод ТСН-1 0,4 кВ	ТТН кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
13	ПС 220 кВ Новокиевка, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Новокиевка- Строительная	ТГМ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 59982-15	НКФ 220-58 кл.т 0,5 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 81472-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
14	ЗРУ-10 кВ, яч.10	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 70747-18	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
15	ЗРУ-10 кВ, яч.12	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 70747-18	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2: активная, реактивная.

3 Допускается замена УСПД и УССВ на однотипные утвержденного типа.

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 4, 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
5, 6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
7 – 11, 14, 15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,9	1,7	1,3	1,3
	0,5	5,5	3,0	2,2	2,2
12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
5, 6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
7 – 11, 14, 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,6	1,9	1,9
	0,5	2,7	1,6	1,3	1,3
12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,4	1,4	1,0	1,0
13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 4, 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
5, 6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
7 – 11, 14, 15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,0	1,3	1,1	1,1
	0,8	3,0	1,8	1,4	1,4
	0,5	5,5	3,1	2,3	2,3
12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,4
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
5, 6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	1,9
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
7 – 11, 14, 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,7	2,9	2,4	2,4
	0,5	3,0	2,0	1,8	1,8
12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,4	2,5	1,7	1,6
	0,5	2,8	1,7	1,2	1,2
13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	15
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды для счетчиков, °С: - для счётчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 - для счётчиков реактивной энергии ТУ 4228-011-29056091-11, НШТВ.411152.001ТУ ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1(5) до 120 от 49,85 до 50,15 0,8 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$, не менее - частота, Гц Диапазон рабочих температур окружающей среды, °С - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч УССВ ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000 72 100000 100000
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее ИВКЭ: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, сутки, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТГМ	15
Трансформатор тока	ТФЗМ	4
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	21
Трансформатор тока	ТТН	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ	2
Трансформатор напряжения	НКФ 220-58	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	8
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СТЭМ-300	7
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1
Устройство синхронизации системного времени	СТВ-01	1
Программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Паспорт-Формуляр	АУВП.411711.ФСК.РИК.008.12ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электроэнергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Новокиевка», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

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».

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

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

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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

в части вносимых изменений

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

ИНН 7722844084

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 432

Регистрационный № 71675-18

Лист № 1
Всего листов 26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 1919. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 220 кВ Чесменская, ОРУ 220 кВ, 1 с 220 кВ, КЛ 220 кВ ЭС-1 Центральной ТЭЦ - Чесменская (К-271)	IMB 245 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 32002-06	CPB 245 кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 86681-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ПС 220 кВ Чесменская, ОРУ 110 кВ, 2 с 110, ячейка №4, КЛ 110 кВ Чесменская - Авиагородок-2	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 71813-18	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
3	ПС 220 кВ Чесменская, ОРУ 110 кВ, 1 с 110, ячейка №7, КЛ 110 кВ Чесменская - Авиагородок-1	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 71813-18	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
4	ПС 220 кВ Чесменская, ОРУ 110 кВ, 2 с 110, ячейка №8, КВЛ 110 кВ Чесменская - Нарымская (КВЛ 110 кВ Московская-6)	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 71813-18	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
5	ПС 220 кВ Чесменская, ОРУ 110 кВ, 1 с 110, ячейка №9, КВЛ 110 кВ Чесменская - Московская II цепь с отпайкой на ПС Волковская (КВЛ 110 кВ Московская-3)	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 71813-18	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ПС 220 кВ Чесменская, ОРУ 110 кВ, 1 С 110, ячейка №11, КВЛ 110 кВ ЭС-1 Центральной ТЭЦ - Чесменская I цепь (КВЛ 110 кВ Московская-1+К-112)	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 71813-18	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	ПС 220 кВ Чесменская, ОРУ 110 кВ, 2 С 110, ячейка №12, КВЛ 110 кВ ЭС-1 Центральной ТЭЦ - Чесменская II цепь (КВЛ 110 кВ Московская-2+К-113)	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 71813-18	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
8	ПС 220 кВ Чесменская, ОРУ 110 кВ, 3 С 110, ячейка №17, КЛ 110 кВ Чесменская - Электросила (КЛ 110 кВ К-107)	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
9	ПС 220 кВ Чесменская, ОРУ 110 кВ, 4 С 110, ячейка №18, КВЛ 110 кВ Тепличный комбинат - Чесменская I цепь (КВЛ 110 кВ Московская-7)	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
10	ПС 220 кВ Чесменская, ОРУ 110 кВ, 3 С 110, ячейка №19, КВЛ 110 кВ Чесменская - Шоссейная с отпайкой на ПС Институт им. Крылова (КВЛ 110 кВ Шоссейная-1)	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
11	ПС 220 кВ Чесменская, ОРУ 110 кВ, 4 С 110, ячейка №20, КВЛ 110 кВ Чесменская - Московская I цепь с отпайкой на ПС Волковская (КВЛ 110 кВ Московская-4)	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ПС 220 кВ Чесменская, ОРУ 110 кВ, 3 С 110, ячейка №21, КВЛ 110 кВ Тепличный комбинат - Чесменская II цепь (КВЛ 110 кВ Московская-8)	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
13	ПС 220 кВ Чесменская, ОРУ 110 кВ, 4 С 110, ячейка №22, КВЛ 110 кВ Ленсоветовская - Чесменская с отпайками (КВЛ 110 кВ Ленсоветовская-1)	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 32002-06	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
14	ПС 220 кВ Чесменская, ОРУ 110 кВ, 4 С 110, ячейка №26, КЛ 110 кВ Чесменская - Гагаринская №2	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 47845-11	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
15	ПС 220 кВ Чесменская, ОРУ 110 кВ, 3 С 110, ячейка №27, КЛ 110 кВ Чесменская - Гагаринская №1	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 47845-11	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
16	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 35 кВ, 1 С 35, ячейка №102, КЛ 35 кВ Чесменская-Электросила №2 (К-54)	ТОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 40086-08	ЗНОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 40085-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
17	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 35 кВ, 1 С 35, ячейка №104, КЛ 35 кВ Чесменская - МК Самсон №2 (К-440)	ТОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 40086-08	ЗНОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 40085-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
18	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 35 кВ, 1 С 35, ячейка №105, КЛ 35 кВ Чесменская - Электросила №1 (К-53)	ТОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 40086-08	ЗНОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 40085-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
19	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 35 кВ, 2 С 35, ячейка №202, КЛ 35 кВ Чесменская - МК Самсон №1 (К-439)	ТОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 40086-08	ЗНОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 40085-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
20	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 1 С 10, ячейка №104, КЛ 10 кВ ф.20-104	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
21	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 1 С 10, ячейка №105, КЛ 10 кВ ф.20-105	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
22	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 1 С 10, ячейка №106, КЛ 10 кВ ф.20-106	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
23	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 1 С 10, ячейка №108, КЛ 10 кВ ф.20-108	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
24	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 1 С 10, ячейка №109, КЛ 10 кВ ф.20-109	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
25	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 1 С 10, ячейка №110, КЛ 10 кВ ф.20-110	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
26	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 1 С 10, ячейка №113, КЛ 10 кВ ф.20-113	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
27	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 1 С 10, ячейка №114, КЛ 10 кВ ф.20-114	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
28	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 1 С 10, ячейка №115	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
29	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 1 С 10, ячейка №116, КЛ 10 кВ ф.20-116	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
30	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 3 С 10, ячейка №315, КЛ 10 кВ ф.20-315	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
31	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 3 С 10, ячейка №314, КЛ 10 кВ ф.20-314	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
32	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 3 С 10, ячейка №313, КЛ 10 кВ ф.20-313	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
33	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 3 С 10, ячейка №311, КЛ 10 кВ ф.20-311	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
34	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 3 С 10 ячейка № 310, КЛ 10 кВ ф.20-310, КЛ 10 кВ ф.20-1310	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
35	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 3 С 10, ячейка №309, КЛ 10 кВ ф.20-309	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
36	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 3 С 10, ячейка №305, КЛ 10 кВ ф.20-305	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
37	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 3 С 10, ячейка №304, КЛ 10 кВ ф.20-304	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
38	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 3 С 10, ячейка №303, КЛ 10 кВ ф.20-303	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
39	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 3 С 10, ячейка №302, КЛ 10 кВ ф.20-302	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
40	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 2 С 10, ячейка №204, КЛ 10 кВ ф.20-204	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
41	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 2 С 10, ячейка №205, КЛ 10 кВ ф.20-205	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
42	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 2 С 10, ячейка №206, КЛ 10 кВ ф.20-206	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
43	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 2 С 10, ячейка №207, КЛ 10 кВ ф.20-207	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
44	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 2 С 10, ячейка №208, КЛ 10 кВ ф.20-208	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
45	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 2 С 10, ячейка №209, КЛ 10 кВ ф.20-209	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
46	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 2 С 10, ячейка №210, КЛ 10 кВ ф.20-210	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
47	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 2 С 10, ячейка №211	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
48	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 2 С 10, ячейка №212, КЛ 10 кВ ф.20-212	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
49	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 2 С 10, ячейка №214, КЛ 10 кВ ф.20-214	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
50	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 4 С 10, ячейка №415, КЛ 10 кВ ф.20-415	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
51	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 4 С 10, ячейка №414, КЛ 10 кВ ф.20-414, КЛ 10 кВ ф.20-1414	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
52	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 4 С 10, ячейка №412, КЛ 10 кВ ф.20-412	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
53	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 4 С 10, ячейка №411, КЛ 10 кВ ф.20-411, КЛ 10 кВ ф.20-1411	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
54	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 4 С 10, ячейка №410, КЛ 10 кВ ф.20-410	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
55	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 4 С 10, ячейка №409, КЛ 10 кВ ф.20-409	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
56	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 4 С 10, ячейка №408, КЛ 10 кВ ф.20-408	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
57	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 4 С 10, ячейка №407, КЛ 10 кВ ф.20-407	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
58	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 4 С 10, ячейка №405, КЛ 10 кВ ф.20-405	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
59	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 4 С 10, ячейка №402, КЛ 10 кВ ф.20-402	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
60	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 5 С 10, ячейка №502, КЛ 10 кВ ф.20-502, КЛ 10 кВ ф.20-1502	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
61	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 5 С 10, ячейка №503, КЛ 10 кВ ф.20-503	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
62	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 5 С 10, ячейка №504, КЛ 10 кВ ф.20-504/1504	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
63	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 5 С 10, ячейка №505, КЛ 10 кВ ф.20-505, КЛ 10 кВ ф.20-1505	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
64	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 5 С 10, ячейка №506, КЛ 10 кВ ф.20-506	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
65	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 5 С 10, ячейка №507, КЛ 10 кВ ф.20-507	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
66	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 5 С 10, ячейка №508, КЛ 10 кВ ф.20-508	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
67	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 5 С 10, ячейка №512, КЛ 10 кВ ф.20-512	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
68	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 5 С 10, ячейка №513, КЛ 10 кВ ф.20-513	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
69	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 5 С 10, ячейка №514, КЛ 10 кВ ф.20-514	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
70	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 7 С 10, ячейка №718, КЛ 10 кВ ф.20-718	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
71	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 7 С 10, ячейка №717, КЛ 10 кВ ф.20-717	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
72	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 7 С 10, ячейка №715, КЛ 10 кВ ф.20-715	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
73	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 7 С 10, ячейка №714, КЛ 10 кВ ф.20-714	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
74	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 7 С 10, ячейка №713, КЛ 10 кВ ф.20-713	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
75	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 7 С 10, ячейка №711, КЛ 10 кВ ф.20-711	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
76	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 7 С 10, ячейка №708, КЛ 10 кВ ф.20-708	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
77	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 7 С 10, ячейка № 707, КЛ 10 кВ ф.20-707, КЛ 10 кВ ф.20-1707	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
78	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 7 С 10, ячейка №706, КЛ 10 кВ ф.20-706	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
79	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 7 С 10, ячейка №705, КЛ 10 кВ ф.20-705, КЛ 10 кВ ф.20-1705	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
80	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 7 С 10, ячейка №703, КЛ 10 кВ ф.20-703	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
81	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 6 С 10, ячейка №602, КЛ 10 кВ ф.20-602	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
82	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 6 С 10, ячейка №603, КЛ 10 кВ ф.20-603	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
83	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 6 С 10, ячейка №604, КЛ 10 кВ ф.20-604	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
84	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 6 С 10, ячейка №605, КЛ 10 кВ ф.20-605	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
85	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 6 С 10, ячейка №606, КЛ 10 кВ ф.20-606	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
86	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 6 С 10, ячейка №607, КЛ 10 кВ ф.20-607	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
87	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 6 С 10, ячейка №608, КЛ 10 кВ ф.20-608	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
88	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 6 С 10, ячейка №609, КЛ 10 кВ ф.20-609	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
89	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 6 С 10, ячейка №611, КЛ 10 кВ ф.20-611	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
90	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 6 С 10, ячейка №612, КЛ 10 кВ ф.20-612	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
91	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 8 С 10, ячейка №816, КЛ 10 кВ ф.20-816	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
92	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 8 С 10, ячейка №814, КЛ 10 кВ ф.20-814	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
93	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 8 С 10, ячейка №813, КЛ 10 кВ ф.20-813	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
94	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 8 С 10, ячейка №812, КЛ 10 кВ ф.20-812	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
95	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 8 С 10, ячейка №811, КЛ 10 кВ ф.20-811	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
96	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 8 С 10, ячейка №810, КЛ 10 кВ ф.20-810	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
97	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 8 С 10, ячейка №808, КЛ 10 кВ ф.20-808	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
98	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 8 С 10, ячейка №807, КЛ 10 кВ ф.20-807	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
99	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 8 С 10, ячейка №806, КЛ 10 кВ ф.20-806	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
100	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 8 С 10, ячейка №802, КЛ 10 кВ ф.20-802	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
101	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 2 С 6, ячейка №202, КЛ 6 кВ ф.20- 02/102 яч.202	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
102	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 2 С 6, ячейка №203	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
103	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 2 С 6, ячейка №204, КП 6 кВ ф.20-18 яч.204	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
104	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 2 С 6, ячейка №205, КП 6 кВ ф.20-03	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
105	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 2 С 6, ячейка №206, КП 6 кВ ф.20-17 яч.206	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
106	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 2 С 6, ячейка №208, КП 6 кВ ф.20-05	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
107	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 2 С 6, ячейка №214, КЛ 6 кВ ф.20-08	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
108	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 2 С 6, ячейка №215, КЛ 6 кВ ф.20-108	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
109	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 2 С 6, ячейка №216, КЛ 6 кВ ф.20-15, КЛ 6 кВ ф.20-115	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
110	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 2 С 6, ячейка №217, КЛ 6 кВ ф.20-12	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
111	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 2 С 6, ячейка №218, КЛ 6 кВ ф.20-112	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
112	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 2 С 6, ячейка №219, КЛ 6 кВ ф.20-219	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
113	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 2 С 6, ячейка №220, КЛ 6 кВ ф.20-01/101 яч.220	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
114	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 1 С 6, ячейка №101	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 88275-23	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
115	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 1 С 6, ячейка №102	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 88275-23	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
116	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 1 С 6, ячейка №103	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 88275-23	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
117	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 1 С 6, ячейка №104	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 88275-23	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
118	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 1 С 6, ячейка №105	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 88275-23	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
119	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 1 С 6, ячейка №106	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 88275-23	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
120	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 1 С 6, ячейка №107, КЛ 6 кВ ф.20-107	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 88275-23	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
121	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 1 С 6, ячейка №109, КЛ 6 кВ ф.20-13/113	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 88275-23	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
122	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 1 С 6, ячейка №111, КЛ 6 кВ ф.20-01/101 яч.111	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 88275-23	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
123	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 1 С 6, ячейка №112, КЛ 6 кВ ф.20-17, КП 6 кВ ф.20-17 яч.206	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 88275-23	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
124	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 1 С 6, ячейка №113, КЛ 6 кВ ф.20-109	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 88275-23	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
125	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 1 С 6, ячейка №114, КЛ 6 кВ ф.20-09	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 88275-23	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
126	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 1 С 6, ячейка №116, КЛ 6 кВ ф.20-18, КП 6 кВ ф.20-18 яч.204	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 88275-23	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
127	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 1 С 6, ячейка №117	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 88275-23	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
128	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 1 С 6, ячейка №119, КЛ 6 кВ ф.20-02/102 яч.119	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 88275-23	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
129	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 6 кВ, 1 С 6, ячейка №120	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 88275-23	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
130	ПС 220 кВ Чесменская, ОПУ, 2 С 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ стойка связи	-	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-11		
133	ПС 220 кВ Чесменская, ОРУ 220 кВ, 2 с 220 кВ, КВЛ 220 кВ Чесменская - Купчинская	IMB 245 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 32002-06	CPB 245 кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 88047-23	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
134	ПС 220 кВ Чесменская, ОРУ 110 кВ, 3С 110 кВ, ячейка №25	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 47845-11	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
135	ПС 220 кВ Чесменская, ОРУ 110 кВ, 4С 110 кВ, ячейка №28	IMB 145 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 47845-11	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
136	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 4 С 10 кВ, ячейка 416, КЛ 10 кВ ф. 20-416	ТОЛ-НТЗ кл.т. 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 69606-17	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-20		
137	ПС 220 кВ Чесменская, ЗРУ 10 кВ, 6 С 10 кВ, ячейка 617, КЛ 10 кВ ф. 20-617	ТОЛ-НТЗ кл.т. 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 69606-17	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 79471-20	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
138	ПС 220 кВ Чесменская, 1 С 0,4 кВ ОПУ, КЛ 0,4 кВ ЩС	T-0,66 кл.т. 0,5S Ктт = 20/5 рег. № 22656-07	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.						

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 13, 133 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
14, 15, 134, 135 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
16 – 19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
20 – 24, 28 – 129 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
25 – 27 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
130 (Счетчик 0,5S)	1,0	-	1,1	0,6	0,6
	0,8	-	1,1	0,6	0,6
	0,5	-	1,1	0,7	0,7
136, 137 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
138 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5(10)\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5(10)\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 13, 133 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
14, 15, 134, 135 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
16 – 19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
20 – 24, 28 – 129 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,9	2,9	2,1	2,1
	0,5	3,2	2,1	1,6	1,5
25 – 27 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2
130 (Счетчик 1,0)	0,8	-	1,5	1,1	1,1
	0,5	-	1,2	1,1	1,1
136, 137 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,5	1,5
138 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,6	1,7	1,3	1,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 13, 133 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
14, 15, 134, 135 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
16 – 19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
20 – 24, 28 – 129 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6
25 – 27 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
130 (Счетчик 0,5S)	1,0	-	1,6	1,3	1,3
	0,8	-	1,7	1,4	1,4
	0,5	-	1,7	1,5	1,5
136, 137 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6
138 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5(10)\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5(10)\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 13, 133 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
14, 15, 134, 135 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
16 – 19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,4
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
20 – 24, 28 – 129 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	6,0	3,6	2,6	2,4
	0,5	4,3	2,8	2,1	2,0
25 – 27 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,7	2,0	1,9
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
130 (Счетчик 1,0)	0,8	-	3,4	3,2	3,2
	0,5	-	3,2	3,2	3,2
136, 137 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,1	4,1	3,7	3,7
	0,5	4,0	3,5	3,3	3,3
138 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,4	3,3	3,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК № 130 при измерении реактивной электрической энергии нормируются от $I_{10\%}$. 3 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005 - ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка до отказа, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ІМВ 245	6 шт.
Трансформатор тока	ІМВ 145	48 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35	12 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	330 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	6 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	3 шт.
Трансформатор напряжения	СРВ 245	6 шт.
Трансформатор напряжения	СРВ 123	12 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-35	6 шт.
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10-2 У2	24 шт.
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-6	3 шт.
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	136 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	2 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.017.10.ПС-ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Чесменская». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

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.

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

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 «20» февраля 2024 г. № 432

Регистрационный № 72393-18

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Модули измерения сигналов вибрации и напряжения МЦП

Назначение средства измерений

Модули измерения сигналов вибрации и напряжения МЦП (далее - модули МЦП) предназначены для измерения параметров вибрации, частоты вращения и сигналов напряжения переменного тока. Модули МЦП применяются для построения объектно-компонуемых комплексов и систем контроля, мониторинга технического состояния и диагностики промышленного оборудования.

Описание средства измерений

Принцип действия модулей МЦП основан на преобразовании поступающих на вход аналоговых сигналов первичных преобразователей в цифровой код в виде непрерывного потока данных.

Для измерения параметров вибрации используются акселерометры серии 600 фирмы «PCB Piezotronics, Inc», США, (рег. № 70728-18), акселерометры серии 1V производства ООО «ГТЛаб» (рег. № 81334-21), акселерометры промышленные AP15XX производства ООО «ГлобалТест» (рег. № 87823-22), вибропреобразователи серии AP20XX производства ООО «ГлобалТест» (рег. № 70872-18), акселерометры пьезоэлектрические 60XV01 компании Anhui Ronds Science & Technology Incorporated Company, Китай (рег. № 90459-23), датчики виброускорения серии RH1XX компании Anhui Ronds Science & Technology Incorporated Company, Китай (рег. № 76478-19).

Цифровой код по шине USB поступает на персональный компьютер с установленным программным обеспечением. Персональный компьютер посредством встроенного программного обеспечения осуществляет математическую обработку с целью получения результатов измерений в соответствии с заданной конфигурацией измерений. Результаты измерений передаются в компьютер системы контроля, мониторинга технического состояния и диагностики промышленного оборудования по соответствующему запросу. Результаты измерений доступны для отображения на дисплее персонального компьютера.

Модули МЦП представляют собой электронное устройство с пятью измерительными каналами, четыре из которых независимо могут быть сконфигурированы для работы в режиме линейного входа или в ICP (IEPE) режиме. Один канал используется для подключения датчика частоты вращения.

Модули МЦП производятся в двух исполнениях: МЦП-«х» и МЦП-«х»Д, которые отличаются тем, что исполнение МЦП-«х»Д представляет собой модули, в которых для подавления синфазной помехи реализованы дифференциальные входы измерительных каналов, работающие в режиме линейного входа или в ICP (IEPE) режиме.

Значение «х» для модулей исполнений МЦП-«х» и МЦП-«х»Д принимает следующие значения:

- К – модуль МЦП изготовлен в отдельном корпусе;
- Б – модуль МЦП предназначен для объединения ряда модулей МЦП в одном корпусе.

Установка защитных пломб на модули МЦП-К и МЦП-КД осуществляется на винты торцевых крышек модулей.

Для модулей МЦП-Б и МЦП-БД установка защитных пломб осуществляется на винты крышек корпуса, предназначенного для объединения нескольких модулей МЦП.

Заводские (серийные) номера для модулей МЦП-К и МЦП-КД в цифровом формате наносятся на корпус методом печати. Заводские (серийные) номера для модулей МЦП-Б и МЦП-БД в цифровом формате наносятся на маркировочную табличку методом печати. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид модулей МЦП и места опломбирования от несанкционированного доступа приведены на рисунках 1, 2.



Рисунок 1 - Общий вид и места опломбирования от несанкционированного доступа модулей МЦП-К и МЦП-КД



Рисунок 2 - Общий вид и место опломбирования от несанкционированного доступа модулей МЦП-Б и МЦП-БД

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) устанавливается на персональный компьютер. Программное обеспечение модулей МЦП предназначено для идентификации модулей, конфигурации параметров измерения, получения результатов аналого-цифрового преобразования аналоговых сигналов первичных преобразователей, цифровой обработки полученных результатов преобразования и представления значений измеренных величин в соответствии с конфигурацией измерения.

Предоставляемый пользователю интерфейс программного обеспечения не позволяет предпринять действия, приводящие к искажению результатов измерения и повреждению программного обеспечения.

Нарушение целостности метрологически значимой части программного обеспечения приводит к завершению работы программного обеспечения.

Метрологически значимая часть программного обеспечения является неизменной.

Средства для внесения изменений в программное обеспечение МЦП пользователю не предоставляются.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 – высокий.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Server-work-config-build»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 151
Цифровой идентификатор ПО	6349A59DB543991E8EDBCCEED22BED70
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений СКЗ виброускорения на базовой частоте 160 Гц, м/с^2 : - для номинального значения коэффициента преобразования 1 $\text{мВ}/(\text{м}\cdot\text{с}^{-2})$ - для номинального значения коэффициента преобразования 10,2 $\text{мВ}/(\text{м}\cdot\text{с}^{-2})$	от 0,1 до 3400 от 0,1 до 340
Диапазоны измерений СКЗ виброскорости на базовой частоте 80 Гц, мм/с : - для номинального значения коэффициента преобразования 1 $\text{мВ}/(\text{м}\cdot\text{с}^{-2})$ - для номинального значения коэффициента преобразования 10,2 $\text{мВ}/(\text{м}\cdot\text{с}^{-2})$	от 0,1 до 6900 от 0,1 до 690
Диапазоны измерений СКЗ виброперемещения на базовой частоте 40 Гц, мкм : - для номинального значения коэффициента преобразования 1 $\text{мВ}/(\text{м}\cdot\text{с}^{-2})$ - для номинального значения коэффициента преобразования 10,2 $\text{мВ}/(\text{м}\cdot\text{с}^{-2})$	от 5 до 14000 от 5 до 1400
Диапазон рабочих частот при измерении СКЗ виброускорения, Гц	от 0,5 до 20000
Диапазон рабочих частот при измерении СКЗ виброскорости, Гц	от 0,5 до 7000
Диапазон рабочих частот при измерении СКЗ виброперемещения, Гц	от 0,5 до 2000
Диапазон значений коэффициента преобразования, $\text{мВ}/(\text{м}\cdot\text{с}^{-2})$	от 0,1 до 1000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений виброускорения, виброскорости и виброперемещения в диапазонах частот, % от 0,5 до 2 Гц включ. св. 2 до 20000 Гц	$\pm(10+\delta^*)$ $\pm(5+\delta)$

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазон изменений частоты вращения, об/мин	от 6 до 30000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты вращения, об/мин	$\pm(0,5+0,01 \cdot N^{**})$
Диапазон изменений СКЗ напряжения переменного тока, мВ - для коэффициента усиления 1 (0 дБ) - для коэффициента усиления 10 (20 дБ)	от 0,3535 до 3535 от 0,03535 до 353,5
Диапазон частот измеряемого напряжения, Гц	от 0,5 до 51200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения переменного тока: - в диапазоне частот от 0,5 до 51200 Гц, % - в диапазоне частот от 2 до 51200 Гц, %	± 10 ± 3
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении СКЗ спектральных составляющих напряжения: - в диапазоне частот от 0,5 до 51200 Гц, % - в диапазоне частот от 2 до 25600 Гц, % - в диапазоне частот от 2 до 51200 Гц, %	± 10 ± 3 ± 5
Верхние граничные частоты поддиапазонов измерений спектров, Гц	25; 50; 100; 200; 400; 800; 1600; 3200; 6400; 12800; 25600; 51200
Разрешающая способность спектрального анализа, число линий	100; 200; 400; 800; 1600; 3200; 6400; 12800; 25600; 51200
Класс точности 1/3 октавных фильтров по ГОСТ 17168-82	3
Среднегеометрические частоты третьоктавного спектра, Гц	0,63; 0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8,0; 10,0; 12,5; 16,0; 20,0; 25,0; 31,5; 40,0; 50,0; 63,0; 80,0; 100; 125; 160; 200; 250; 315; 400; 500; 630; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000; 5000; 6300; 8000; 10000; 12500; 16000; 20000; 25000
* δ – неравномерность амплитудно-частотной характеристики первичных преобразователей для каждого нормированного поддиапазона рабочих частот (акселерометров серии 600 фирмы «PCB Piezotronics, Inc», США, (рег. № 70728-18), акселерометров серии 1V производства ООО «ГТЛаб» (рег. № 81334-21), акселерометров промышленных AP15XX производства ООО «ГлобалТест» (рег. № 87823-22), вибропреобразователей серии AP20XX (рег. № 70872-18) производства ООО «ГлобалТест», акселерометров пьезоэлектрических 60XV01 компании Anhui Ronds Science & Technology Incorporated Company, Китай (рег. № 90459-23), датчиков виброускорения серии RH1XX компании Anhui Ronds Science & Technology Incorporated Company, Китай (рег. № 76478-19)) ** N – измеренное значение частоты вращения	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество каналов: - линейного входа, ICP (IEPE) - частоты вращения	4 1
Полосы пропускания полосовых фильтров, Гц	от 0,7 до 300; от 2 до 1000; от 10 до 1000; от 10 до 2000; от 100 до 5000
Полосы пропускания полосовых фильтров по ГОСТ ИСО 10816-3-2002; ГОСТ ИСО 10816-4-2002, Гц	от 2 до 1000; от 10 до 1000; от 10 до 2000;
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %	от -10 до +40 от 30 до 80
Масса, кг, не более - для модулей МЦП-К, МЦП-КД - для модулей МЦП-Б, МЦП-БД	0,365 0,107
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более - для модулей МЦП-К, МЦП-КД - для модулей МЦП-Б, МЦП-БД	172×106×36 172×100×15
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее	40000

Знак утверждения типа

на корпус модулей МЦП-К и МЦП-КД, на маркировочную табличку модулей МЦП-Б и МЦП-БД методом печати и на титульный лист руководства по эксплуатации и на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность модулей измерения сигналов вибрации и напряжения МЦП

Наименование	Обозначение	Кол-во	Примечание
Модули измерения сигналов вибрации и напряжения	МЦП	1 шт.	-
Персональный компьютер		1 шт.	Поставляется по дополнительному заказу. Тип определяется при заказе
Акселерометры и вибропреобразователи		1 компл.	Поставляется по дополнительному заказу. Количество и тип определяется при заказе
Соединительные кабели для вибропреобразователей		1 компл.	Поставляется по дополнительному заказу. Количество, тип и длина определяется при заказе
Повторитель - разветвителя	ПВТ-16	1 шт.	Поставляется по дополнительному заказу.
Кабель USB		1 шт.	Тип и длина определяются при заказе

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Кол-во	Примечание
Дистрибутивный носитель USB флэш		1 шт.	-
Руководство по эксплуатации	ВАРБ.411711.133 РЭ изм. 1	1 экз.	-
Формуляр	ВАРБ.411711.133 ФО	1 экз.	-
Методика поверки		1 экз.	-
Программное обеспечение	«Server-work-config-build»	1 шт.	-

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Описание и работа» руководства по эксплуатации ВАРБ.411711.133 РЭ «Модули измерения сигналов вибрации и напряжения МЦП».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 27 декабря 2018 г. № 2772 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения»;

ГОСТ 30296-95 Аппаратура общего назначения для определения основных параметров вибрационных процессов. Общие технические требования.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Ассоциация ВАСТ»
(ООО «Ассоциация ВАСТ»)
ИНН 7826690008
Адрес: 198207, г. Санкт-Петербург, пр-кт Стачек, д. 140
Телефон. +7 (812) 327 55 63
Факс: +7 (812) 324 6547
E-mail: vibro@vast.su
Web-сайт: www.vibrotek.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46
Телефон/факс: (495) 437-55-77 / 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 432

Регистрационный № 73706-18

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220 кВ Исконная

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 1. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Исконная	ТВГ-УЭТМ® кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 52619-13	НДКМ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ Исконная - Лимбя-Яха I цепь	ТВ-110* кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 60746-15	НДКМ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ВЛ 110 кВ Исконная - Лимбя-Яха II цепь	ТВ-110* кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 60746-15	НДКМ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
9	КВЛ 220 кВ Ермак - Исконная	ТВГ-УЭТМ® кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 52619-13	НДКМ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
10	КЛ 0,22 кВ Читатехэнерго	-	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.						

Таблица 3 - Метрологические характеристики

I, % от I _{ном}	cosφ	ИК № 1 – 3, 9			
		±δ ₀ ^P , %	±δ ₀ ^Q , %	±δ ^P , %	±δ ^Q , %
2	0,50	1,8	1,5	2,0	2,0
2	0,80	1,1	1,8	1,3	2,4
2	0,87	1,1	2,1	1,2	2,7
1	1,00	1,0	-	1,2	-
5	0,50	1,3	0,9	1,5	1,7
5	0,80	0,8	1,4	1,0	2,1
5	0,87	0,7	1,6	1,0	2,3
5	1,00	0,6	-	0,8	-
20	0,50	0,9	0,8	1,2	1,6
20	0,80	0,6	1,0	0,9	1,9
20	0,87	0,5	1,1	0,9	2,0
20	1,00	0,5	-	0,8	-
100, 120	0,50	0,9	0,8	1,2	1,6
100, 120	0,80	0,6	1,0	0,9	1,9
100, 120	0,87	0,5	1,1	0,9	2,0
100, 120	1,00	0,5	-	0,8	-

Продолжение таблицы 3

I, % от I _{ном}	cosφ	ИК № 10			
		$\pm\delta_O^P$, %	$\pm\delta_O^Q$, %	$\pm\delta^P$, %	$\pm\delta^Q$, %
5	0,50	1,1	-	2,0	-
5	0,80	1,1	-	1,8	-
5	0,87	1,1	-	1,8	-
5	1,00	1,1	-	1,7	-
10	0,50	1,1	1,2	2,0	3,4
10	0,80	0,8	1,5	1,6	3,7
10	0,87	0,7	1,7	1,6	3,8
10	1,00	0,6	-	1,4	-
20	0,50	0,7	1,1	1,8	3,3
20	0,80	0,6	1,1	1,6	3,5
20	0,87	0,6	1,1	1,5	3,6
20	1,00	0,6	-	1,4	-
100, 120	0,50	0,7	1,1	1,8	3,3
100, 120	0,80	0,6	1,1	1,6	3,5
100, 120	0,87	0,6	1,1	1,5	3,6
100, 120	1,00	0,6	-	1,4	-
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1. В таблице использование следующие обозначения: δ_O^P – границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях, при доверительной вероятности, равной 0,95; δ_O^Q – границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях, при доверительной вероятности, равной 0,95; δ^P – границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях, при доверительной вероятности, равной 0,95; δ^Q – границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях, при доверительной вероятности, равной 0,95. 2. Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	5
Период измерений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	автоматическое
Формирование базы данных с результатами измерений	автоматическое
Глубина хранения в ИВК результатов измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5
Глубина хранения в УСПД суточных данных о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
Глубина хранения в счетчиках тридцатиминутных профилей нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИ	автоматическое
Надежность счетчиков электроэнергии Альфа А1800:	
средняя наработка до отказа, ч, не менее	120000
среднее время восстановления работоспособности, ч	72
Надежность УСПД ЭКОМ-3000:	
средняя наработка на отказ, ч, не менее	75000
Надежность комплекса измерительно-вычислительного СТВ-01:	
средняя наработка на отказ, ч, не менее	10000
Нормальные условия измерений:	
температура окружающей среды для счетчиков, °С	от +21 до +25
параметры сети:	
ток, % от $I_{ном}$	от 1 до 120
напряжение, % от $U_{ном}$	от 99 до 101
коэффициент мощности, $\cos\varphi$	0,87
частота, Гц	от 49,85 до 50,15
Рабочие условия измерений:	
температура для измерительных трансформаторов, °С	от -45 до +40
температура для счетчиков, °С	от 0 до +40
температура для УСПД, °С	от +10 до +35
температура для сервера, УССВ, °С	от +18 до +24
параметры сети:	
ток, % от $I_{ном}$	от 1 до 120
напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
коэффициент мощности, $\cos\varphi$, не менее	0,5
частота, Гц	от 49,6 до 50,4

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ®	6 шт.
Трансформатор тока	ТВ-110*	6 шт.
Трансформатор напряжения	НДКМ	12 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	5 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	3891-ИОС.ТР.АИИСКУЭ.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 220 кВ Исконная». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

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.

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (800) 200-18-81

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4

Телефон: +7 (383) 210-08-14

Факс: +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.

в части вносимых изменений

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 «20» февраля 2024 г. № 432

Регистрационный № 74174-19

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Манометры серии Y

Назначение средства измерений

Манометры серии Y (далее - приборы) предназначены для измерений избыточного или вакуумметрического давления жидкостей, газов или пара. Приборы с сигнализирующим устройством предназначены, кроме того, и для управления внешними электрическими цепями.

Описание средства измерений

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

Приборы конструктивно состоят из цилиндрического корпуса со шкалой, закрытой защитным стеклом, чувствительного элемента, кинематического механизма со стрелкой и штуцера для подключения прибора.

Чувствительным элементом приборов является трубчатая пружина. Под воздействием среды избыточного давления, подведенная к внутренней полости трубка стремится к распрямлению. При этом изменяются внутренний и внешний радиусы пружины, что вызывает соответствующее изменение положения свободного конца пружины, это в свою очередь приводит к перемещению показывающей стрелки прибора посредством передаточного механизма.

Манометры серии Y выпускаются в следующих модификациях: YTF(N), YTQ(N), YSZ(N), YXC(N), YB(N), отличающихся материалом корпуса, наличием электрического контакта и сигнализирующих стрелок.

По заказу манометры могут быть изготовлены в корпусе диаметром: 40; 50; 60; 100; 125; 150; 160, 200, 250 мм, с радиальным или аксиальным размещением штуцера, а так же для сглаживания пульсации измеряемого давления и повышения виброустойчивости, манометры могут быть изготовлены с корпусом заполненным демпфирующей жидкостью.

Обозначение вариантов модификаций манометров серии Y приведено в виде буквенно-цифрового обозначения и имеет следующий вид:

Y 1, 2 – 3H/ 4, где:

1 Исполнение:

- TF - антикоррозийный корпус;
- XC - манометр с электрическим контактом (с сигнализирующим устройством);
- SZ - трехстрелочное исполнение;
- TQ - промышленное исполнение (безопасное);
- B - манометр прецизионный

2 Виброустойчивость:

- N - с заполнением демпфирующей жидкостью

3 Диаметр корпуса

4 Дополнительная оснастка (по заказу)

- MF- фланцевое присоединение
- ML - безрезьбовое присоединение
- JPJ - клапанный блок
- JPF - сифон
- ZN - демпфер
- GZL - защита от перегрузок
- GZLN –защита от перегрузок (встроенная)
- SR - радиатор
- U - кронштейн
- RL – капиллярная трубка
- CXH - промывочное кольцо
- FHZ - защитный чехол

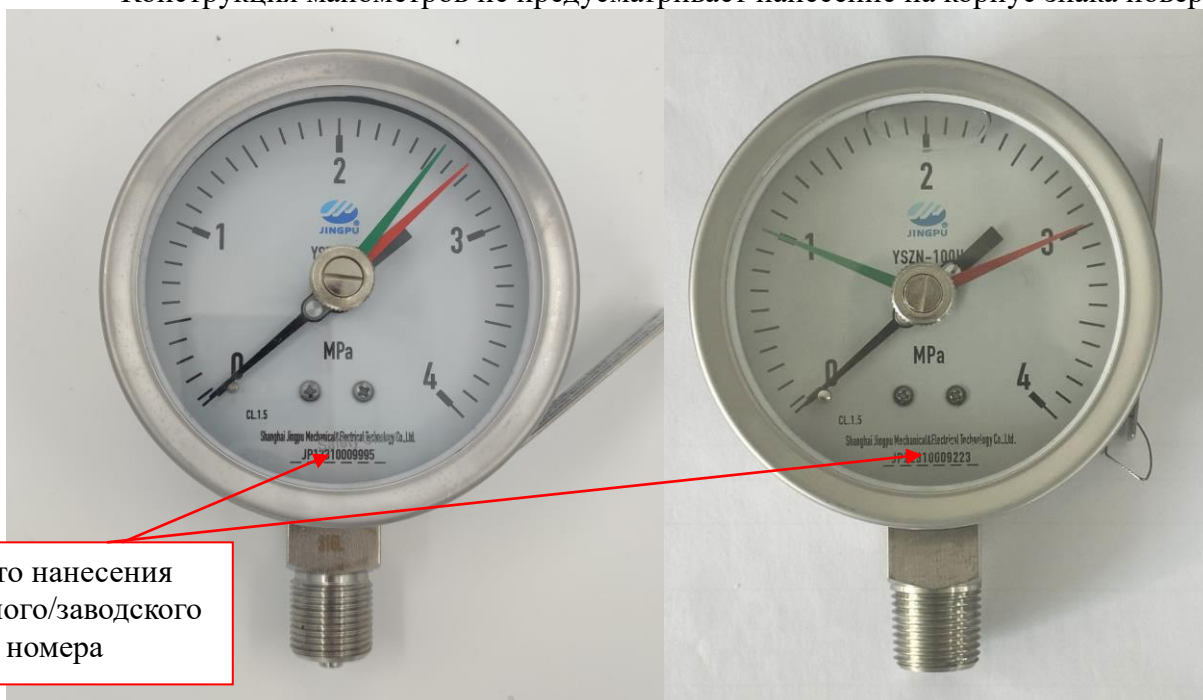
Диапазон установок приборов с сигнализирующим устройством составляет от 5 до 95% диапазона измерений.

Общий вид манометров серии Y представлен на рисунке 1.

Пломбировка приборов не предусмотрена.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений в виде буквенно-цифрового обозначения по системе нумерации изготовителя, наносится на циферблат прибора типографским способом в месте, указанном на рисунке 1.

Конструкция манометров не предусматривает нанесение на корпус знака поверки.



Модификация YSZ

Модификация YSZN



Модификация YTF



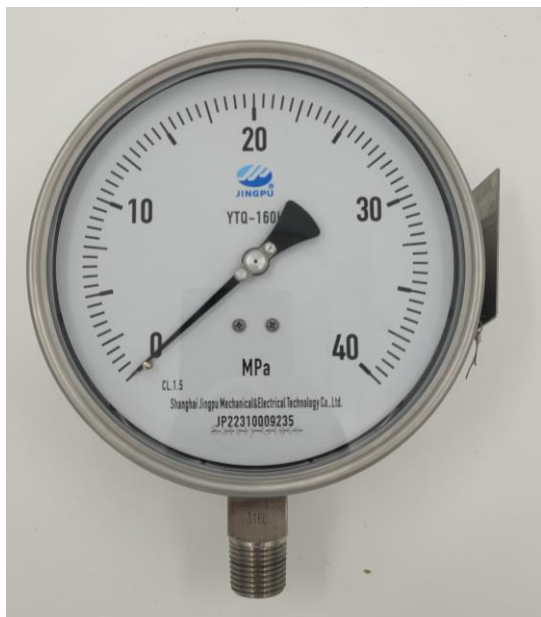
Модификация YTFN



Модификация YXC



Модификация YXCN



Модификация YTQ



Модификация YTQN



Модификация YB



Модификация YBN

Рисунок 1 – Общий вид манометров серии Y

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики для манометров модификаций: YTF(N), YTQ(N), YSZ(N), YXC(N)

Наименование характеристики	Значение				
	YTF(N)-100H, YTF(N)-125H, YTF(N)-150H, YTF(N)-160H, YTF(N)-200H, YTF(N)-250H, YXC(N)-100H, YXC(N)-150H, YXC(N)-160H, YTQ(N)-100H, YTQ(N)-150H, YTQ(N)-160H, YSZ(N)-100H, YSZ(N)-150H, YSZ(N)-160H		YTF(N)-40H	YTF(N)-50H, YTF(N)-60H, YTQ(N)-50H, YTQ(N)-60H, YSZ(N)-50H, YSZ(N)-60H	
Нижний предел измерений избыточного давления, МПа ¹⁾²⁾	0	-0,1	0	0	-0,1
Верхний предел измерений избыточного давления, МПа ¹⁾²⁾	0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,0; 10; 16; 25; 40; 60; 100	0; 0,06; 0,15; 0,3; 0,5; 0,9; 1,5; 2,4	0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,0; 10; 16; 25; 40	0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,0; 10; 16; 25; 40; 60	0; 0,06; 0,15; 0,3; 0,5; 0,9; 1,5; 2,4
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений к верхнему пределу измерений ²⁾ , %	±1,0; ±1,5; ±1,6; ±2,5		±1,5; ±1,6; ±2,5	±1,5; ±1,6; ±2,5	
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений к верхнему пределу измерений, вызванной отклонением температуры окружающего воздуха от нормальной, %/10°C			±0,4		
Примечания: ¹⁾ В соответствии с заказом допускается изготовление манометров, отградуированных в других единицах измерения давления, допущенных к применению в РФ. ²⁾ фактическое значение указано в паспорте на прибор.					

Пределы допускаемой основной погрешности срабатывания сигнализирующего устройства манометров приведены к разнице между верхними и нижними пределами измерения- $\pm 2,5\%$, $\pm 4\%$.

Количество срабатываний контактов сигнализирующего устройства – не менее 100000 раз.

Таблица 2 – Метрологические характеристики для манометров модификаций: YB(N)

Наименование характеристики	Значение			
	YB(N)-150H, YB(N)-160H		YB(N)-100H	
Нижний предел измерений избыточного давления, МПа ¹⁾²⁾	0	-0,1	0	-0,1
Верхний предел измерений избыточного давления, МПа ¹⁾²⁾	0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,0; 10; 16; 25; 40; 60; 100	0; 0,06; 0,15; 0,3; 0,5; 0,9; 1,5; 2,4	0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,0; 10; 16; 25; 40; 60	0; 0,06; 0,15; 0,3; 0,5; 0,9; 1,5; 2,4
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений к верхнему пределу измерений ²⁾ , %	±0,25; ±0,4; ±0,5		±0,5	
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений к верхнему пределу измерений, вызванной отклонением температуры окружающего воздуха от нормальной, %/10°C	±0,4			
Примечания: 1) В соответствии с заказом допускается изготовление манометров, отградуированных в других единицах измерения давления, допущенных к применению в РФ. 2) фактическое значение указано в паспорте на прибор.				

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Габаритные размеры, мм, не более		Масса, кг, не более
	Для приборов с радиальным штуцером	Для приборов с аксиальным штуцером	
YTF(N)-40H	70×40×28	42×40×54	0,1
YTF(N)-50H	87×58×31	67×67×61	0,15
YTF(N)-60H	94×66×30	67×67×61	0,4
YTF(N)-100H	146×100×53	101×101×96	1,5
YTF(N)-125H	164×130×50	130×130×87	2,3
YTF(N)-150H	190×150×50	180×180×97	1,9
YTF(N)-160H	201×161×55	180×180×110	2,1
YTF(N)-200H	251×202×55	-	3
YTF(N)-250H	291×250×50	-	3,7
YXC(N)-100H	140×121×104	106×147×114	1,7
YXC(N)-150H	182×196×96	150×197×118	2,8
YXC(N)-160H	215×210×110	210×197×150	3
YTQ(N)-50H	97×64×46	-	0,3
YTQ(N)-60H	94×66×40	-	0,5
YTQ(N)-100H	146×101×60	-	1,3
YTQ(N)-150H	200×161×69	-	2,6
YTQ(N)-160H	225×161×67	161×67×120	2,7

Наименование характеристики	Габаритные размеры, мм, не более		Масса, кг, не более
	Для приборов с радиальным штуцером	Для приборов с аксиальным штуцером	
YSZ(N)-50H	87×58×37	58×37×87	0,25
YSZ(N)-60H	94×66×30	67×67×61	0,4
YSZ(N)-100H	146×100×53	101×101×96	1,5
YSZ(N)-150H	190×150×50	180×180×97	1,9
YSZ(N)-160H	210×164×62	164×62×110	1,9
YB(N)-100H	150×101×61	101×61×110	0,8
YB(N)-150H	200×151×59	151×59×120	1
YB(N)-160H	210×161×61	161×61×120	1,2
Напряжение питания ¹⁾ , В		24	
Нормальные условия измерений: температура окружающей среды, °C относительная влажность, % атмосферное давление, кПа		от +15 до +25 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7	
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающей среды, °C		от -60 до +60	
Средняя наработка на отказ, ч		70000	
Средний срок службы приборов, лет, не менее		8	
Примечание: ¹⁾ Для манометров с электрическим контактом (с сигнализирующим устройством).			

Знак утверждения типа

наносится на циферблат и (или) эксплуатационную документацию печатным методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Манометр	серии Y	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Упаковка	-	1 комплект

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 паспорта «Методы измерений»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к манометрам серии Y

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;

Стандарт предприятия фирмы «Shanghai Jingpu Mechanical&Electrical Technology Co., Ltd», Китай. «Манометры серии Y».

Изготовитель

Фирма «Shanghai Jingpu Mechanical&Electrical Technology Co., Ltd», Китай
Адрес: No.1508, Jinshao Road, Baoshan District, Shanghai
Телефон/факс: (021) 56618282
E-mail: info@jingpu.com, Web-сайт: www.jingpu.com

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 «20» февраля 2024 г. № 432

Регистрационный № 81889-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 38
ЛПДС «8-Н»**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 38 ЛПДС «8-Н» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефтепродуктов.

При прямом методе динамических измерений массу нефтепродуктов измеряют непосредственно с применением измерительных компонентов массового расхода.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий в составе четырех измерительных линий (ИЛ), блока измерений показателей качества нефтепродуктов (далее – БИК), системы сбора, обработки информации и управления и системы дренажа нефтепродуктов. В вышеприведенные технологические блоки входят измерительные компоненты, по своему функционалу участвующие в измерениях массы нефтепродуктов, контроле и измерениях показателей качества нефтепродуктов, контроле технологических режимов работы СИКН. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

Измерительные компоненты СИКН, участвующие в измерениях массы нефтепродуктов, контроле и измерениях показателей качества нефтепродуктов, приведены в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации СИКН на измерительные компоненты утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400 (далее – РМ)	53804-13
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. DS, DH, DT, DL, CMF, F, R, T, CNG050, H, LF (далее - РМ)	45115-10
Датчики температуры TMT142R	63821-16
Датчики температуры Rosemount 644	63889-16
Преобразователи измерительные Rosemount 644 в комплекте с термопреобразователями сопротивления Rosemount 0065	56381-14, 53211-13
Датчики давления Метран-150	32854-13
Преобразователь давления измерительный АИР-20/М2	63044-16
Преобразователь плотности и расхода CDM	63515-16
Преобразователь плотности жидкости «ТН-Плотномер-25-6,3»*	77871-20
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	57762-14
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17

* Применяется при температуре среды от +5 до +40 °С.

В состав СИКН входят показывающие измерительные компоненты утвержденных типов:

- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.
- СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:
- автоматические измерения массового расхода и массы нефтепродуктов прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности;
 - автоматические измерения плотности нефтепродуктов;
 - измерения давления и температуры нефтепродуктов автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефтепродуктов соответственно;
 - проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочего РМ с применением контрольно-резервного РМ, применяемого в качестве контрольного;
 - проведение КМХ и поверки РМ с применением установки трубопоршневой;
 - автоматический и ручной отбор проб нефтепродуктов согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
 - автоматический контроль параметров нефтепродуктов, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
 - защиту информации от несанкционированного доступа установкой логина и паролей разного уровня доступа.

Заводской номер СИКН нанесен типографским способом на маркировочную табличку, закрепленную на площадке СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой. Пломбирование СИКН и нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН.

ПО СИКН реализовано в ИВК и автоматизированных рабочих местах (АРМ) оператора СИКН. Идентификационные данные ПО ИВК указаны в таблице 2. ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	d1d130e5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	6ae1b72f
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.18
Цифровой идентификатор ПО	1994df0b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.20
Цифровой идентификатор ПО	6aa13875
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	d0f37dec
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.28
Цифровой идентификатор ПО	58049d20
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	587ce785

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.29
Цифровой идентификатор ПО	f41fde70
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.24
Цифровой идентификатор ПО	4fb52bab
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.37
Цифровой идентификатор ПО	b3b9b431
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	f3578252
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.47
Цифровой идентификатор ПО	76a38549
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.17
Цифровой идентификатор ПО	5b181d66
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.3.1
Цифровой идентификатор ПО	62b3744e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.5
Цифровой идентификатор ПО	c5136609
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c25888d2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.50
Цифровой идентификатор ПО	4ecfdc10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.4
Цифровой идентификатор ПО	82dd84f8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.14
Цифровой идентификатор ПО	c14a276b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	8da9f5c4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	41986ac5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.2.1
Цифровой идентификатор ПО	adde66ed
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.2
Цифровой идентификатор ПО	2a3adf03
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c73ae7b9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.34
Цифровой идентификатор ПО	df6e758c
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.33
Цифровой идентификатор ПО	37cc413a
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Примечание – Допускается ограничивать количество программных модулей ИБК в зависимости от функционального назначения в применяемой измерительной системе	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН приведены в таблицах 3, 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтепродуктов, т/ч	от 200 до 946*
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %	±0,25
* – указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Избыточное давление измеряемой среды, МПа: - минимальное - рабочее - давление номинальное	0,4 до 6,3 6,3
Измеряемая среда	топливо дизельное ЕВРО по ГОСТ 32511-2013 (ЕН590:2009) «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия»

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с (сСт)	от 2,0 до 4,5
Плотность в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, кг/м ³	от 800 до 860
Температура перекачиваемого нефтепродукта, °С: - минимальная - максимальная	-10 +40
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38, трехфазное 220±22, однофазное 50±1
Срок службы, лет, не менее	25
Средняя наработка на отказ, ч	20000

Знак утверждения типа наносится

наносится на титульном листе инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 38 ЛПДС «8-Н», заводской № 38	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 38 ЛПДС «8-Н» Брянского районного управления АО «Транснефть-Дружба», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 382-RA.RU.312546-2023 от 08.09.2023, номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц АО «Транснефть - Метрология» № RA.RU.312546.

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»;

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 «Транснефть - Дружба» (АО «Транснефть – Дружба»)
ИНН 3235002178

Юридический адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, д. 113

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть - Метрология» (АО «Транснефть - Метрология»)
ИНН 7723107453
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2
Телефон: (495) 950-87-00
Факс: (495) 950-85-97
E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, пр-кт Московский, д. 19
Телефон: (843) 272-70-62
Факс: (843) 272-00-32
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

в части вносимых изменений

Акционерное общество «Транснефть – Метрология» (АО «Транснефть – Метрология»)
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2
Телефон: (495) 950-87-00
Факс: (495) 950-85-97
Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>
E-mail: cmo@cmo.transneft.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 432

Регистрационный № 84142-21

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД может быть оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер С030. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, типографским способом. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияние на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Другие идентификационные данные	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД, УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Районная - Гусиноозёрская ГРЭС №1 (РГ-295)	ТВ-ЭК исп.М3 кл.т 0,2S К _{тт} = 1000/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = 220000/√3/100/√3 рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Районная - Гусиноозёрская ГРЭС №2 (РГ-296)	ТВ-ЭК исп.М3 кл.т 0,2S К _{тт} = 1000/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = 220000/√3/100/√3 рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	ОВ-220 кВ	ТВ-ЭК исп.М3 кл.т 0,2S К _{тт} = 1000/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = 220000/√3/100/√3 рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
4	2Т ПС 110 кВ Заудинск	ТОГФ кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
5	7Т ПС 110 кВ Заудинск	ТОГФ кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
6	ВЛ 110 кВ Районная - Машзавод II цепь с отпайками	ТОГФ кл.т 0,2S К _{тт} = 1000/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
7	ВЛ 110 кВ Районная - Машзавод с отпайкой на ПС Птицефабрика I цепь(РМ-161)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{тт} = 1000/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
8	ВЛ 110 кВ Районная - Северная с отпайками (РС-180)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{тт} = 1000/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ВЛ 110 кВ Районная - Улан-Удэнская ТЭЦ-2 с отпайкой на ПС Энергетик I цепь (РТ-141)	ТФЗМ кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 80022-20	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
10	ВЛ 110 кВ Районная - Бурятферммаш с отпайкой на ПС ЗММК (РЗМ-116)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{тт} = 1000/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
11	ВЛ 110 кВ Районная - Онохой с отпайкой на ПС Новая (РНО-138)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{тт} = 1000/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
12	ВЛ 110 кВ Районная - Улан-Удэнская ТЭЦ-1 I цепь (РТ-104)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{тт} = 1000/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
13	ВЛ 110 кВ Районная - Улан-Удэнская ТЭЦ-1 II цепь (РТ-118)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{тт} = 1000/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
14	ВЛ 110 кВ Районная - Улан-Удэнская ТЭЦ-2 с отпайкой на ПС Энергетик II цепь (РТ-142)	ТФЗМ кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 80022-20	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
15	ВЛ 110 кВ Районная - Эрхирик (РЭ-109)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{тт} = 1000/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
16	ОВ-110 кВ	ТОГФ кл.т 0,2S К _{тт} = 1000/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
17	ВЛ 35 кВ Районная - Мясокомбинат с отпайкой на ПС Макбур (РМ-342)	ТГМ кл.т 0,2S К _{тт} = 150/5 рег. № 59982-15	ф.В ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = 35000/√3/100/√3 рег. № 912-70 ф.А и ф.С НОМ-35-66 кл.т 0,5 К _{тн} = 35000/100 рег. № 187-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	ВЛ 35 кВ Районная - БМДК с отпайками (РМБ-341)	ТГМ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 59982-15	ф.А ЗНОМ-35-65 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 рег. № 912-07 ф.В и ф.С ЗНОМ-35-65 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU- 325T рег. № 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
19	ВЛ 35 кВ Районная - Зенит с отпайкой на ПС Моторостроительная (РЗ-3185)	ТГМ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 59982-15	ф.А ЗНОМ-35-65 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 рег. № 912-07 ф.В и ф.С ЗНОМ-35-65 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
20	ВЛ 35 кВ Районная - Таёжная (РТ-340)	ТГМ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 59982-15	ф.В ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 ф.А и ф.С НОМ-35-66 кл.т 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 187-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
21	ф.1р РП-18 Мелькомбинат	ТЛП-10-6 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 30709-11	НАЛИ-НТЗ-6 Кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 70747-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
22	ф.11р Резерв (Птицефабрика)	ТЛП-10-6 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 30709-11	НАЛИ-НТЗ-6 Кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 70747-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
23	ф.2р РП-19 Юж.лаг.	ТЛП-10-6 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 30709-11	НАЛИ-НТЗ-6 Кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 70747-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
24	ф.3р Жил. Массив	ТЛП-10-6 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 30709-11	НАЛИ-НТЗ-6 Кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 70747-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
25	ф.4р РП-18 Мелькомбинат	ТЛП-10-6 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 30709-11	НАЛИ-НТЗ-6 Кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 70747-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12
26	ф.5р РП-18 Мелькомбинат	ТЛП-10-6 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 30709-11	НАЛИ-НТЗ-6 Кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 70747-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
27	ф.7р Птицефабрика	ТЛП-10-6 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 30709-11	НАЛИ-НТЗ-6 Кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 70747-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
28	ф.9р РП-19 Юж. лаг.	ТЛП-10-6 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 30709-11	НАЛИ-НТЗ-6 Кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 70747-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
29	яч. 14 Резерв	ТЛП-10-6 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 30709-11	НАЛИ-НТЗ-6 Кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 70747-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Примечания:

1. 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 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСПД и УССВ ИВК на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа.
5. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменение в эксплуатационные документы. Технический акт хранится вместе с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
4 – 8, 10 – 13, 15 – 20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
9, 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
21 – 29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,9	1,6	1,2	1,2
	0,5	5,4	3,0	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
4 – 8, 10 – 13, 15 – 20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
9, 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
21 – 29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,4	1,8	1,8
	0,5	2,7	1,8	1,3	1,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
4 – 8, 10 – 13, 15 – 20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
9, 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
21 – 29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,9	1,7	1,4	1,4
	0,5	5,4	3,0	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
4 – 8, 10 – 13, 15 – 20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
9, 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
21 – 29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,6	2,7	2,2	2,2
	0,5	3,0	2,2	1,8	1,8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTS (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания:					
1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_2\%$					
2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	29
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для счетчиков электроэнергии, °С	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц - температура окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	 120000 72 55000 55000
Глубина хранения информации: счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, суток, не менее - при отключении питания, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 45 5 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться помощью электронной почты и сотовой связи.

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Защита информации на программном уровне:

- пароль на электросчетчиках;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени (функция автоматизирована) в:

- электросчетчиках;
- УСПД.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТВ-ЭК исп.МЗ	9
Трансформатор тока	ТОГФ	33
Трансформатор тока	ТФЗМ	6
Трансформатор тока	ТГМ	12
Трансформатор тока	ТЛП-10-6	27
Трансформатор напряжения	НАМИ	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-83У1	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	1
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	1
Трансформатор напряжения	НОМ-35-66	2
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ-6	2
Счетчик электрической энергии	Альфа А1800	20
Счетчик электрической энергии	Альфа А1800	9
Радиосервер точного времени (ИБК)	СТВ-01	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Паспорт-Формуляр	4716016979.411711.C030.11.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Районная», аттестованном ООО «Метросервис», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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.

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: +7(495) 710-93-33

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.

в части вносимых изменений:

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр» (ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, д. 6а

Телефон: (391) 224-85-62

E-mail: E.E.Servis@mail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки поверочные СПУ-7

Назначение средства измерений

Установки поверочные СПУ-7 (далее – установки) предназначены для воспроизведения и измерения объемного расхода и объема газа (воздуха).

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на сравнении объема (объемного расхода), измеренного поверяемыми средствами измерений и установкой. Установки осуществляют измерение объема (объемного расхода) воздуха с помощью эталонных расходомеров газа или эталонных критических сопел.

Установки выпускаются в двух модификациях – Р и С, которые отличаются методом измерения объемного расхода и объема газа. В модификации Р объемный расход и объем газа измеряется эталонными расходомерами, в модификации С объемный расход задается соплами критическими (далее – СК). Модификация С выпускается в трех исполнениях, отличающихся друг от друга доверительными границами относительной погрешности воспроизведения объемного расхода газа (от расширенной неопределенности определения расходной характеристики сопел критических).

Установки состоят из блока измерения объема и расхода воздуха, блока обработки данных, блока задачи расхода воздуха.

Блок измерения объема и объемного расхода воздуха модификации Р состоит из нескольких измерительных линий, включающих в себя эталонные счетчики газа с ВЧ-датчиками импульсов, соединительные трубопроводы с установленными преобразователями давления и температуры, и запорную арматуру – пневмоуправляемые клапаны или краны/задвижки с электроприводом, предназначенные для отсечения измерительных линий друг от друга; измерительная часть предназначена для получения эталонных значений объемного расхода измеряемой среды, её давления и температуры.

Блок измерения объема и объемного расхода воздуха модификации С состоит из измерительной магистрали с соплодержателем для установки сопла критического (далее – СК), преобразователей давления и температуры, измерительная часть предназначена для получения эталонных значений объемного расхода измеряемой среды, её давления и температуры.

Сопла работают в критическом режиме. С помощью каждого сопла установки задается определенный объемный расход воздуха, значение которого зависит от площади (диаметра) горловины сопла. При постоянной температуре воздуха объемный расход остается постоянным, поэтому объем воздуха, измеренный установкой, определяют, как произведение объемного расхода на время проведения измерений с учетом поправочных коэффициентов на влажность, температуру и перепад давления.

Блок обработки данных состоит из преобразователей цифровых и аналоговых интерфейсов, измерительных каналов давления, температуры, влажности, постоянного тока, частоты, времени и счета импульсов, блоков питания, автоматизированного рабочего места оператора на базе персонального компьютера с предустановленным программным обеспечением (далее – ПО).

Блок задачи расхода воздуха модификации Р состоит из воздуходувок, запорной арматуры и частотных регуляторов. Блок задачи расхода воздуха создает разрежение с воздуходувок, в результате чего воздух из помещения начинает поступать через поверяемое средство измерений, а затем проходит через блок измерения объема и расхода воздуха.

Блок задачи расхода воздуха в модификации С состоит из вакуумных насосов, обеспечивающих необходимое давление разрежения и клапана, открытием которого дополнительно регулируется соотношение давлений на входе и выходе сопла. Блок задачи расхода воздуха создает разрежение с помощью вакуумных насосов, в результате чего воздух из помещения начинает поступать через поверяемые средства измерений, а затем проходит через блок измерений объема и расхода воздуха.

На основании измеренного количества импульсов, а также измеренных значений давления, перепада давления, температуры и влажности с помощью блока обработки данных рассчитывается объем (объемный расход) воздуха, прошедший через установку, приведенный к условиям измерений поверяемого (испытываемого) средства измерения или к стандартным условиям. Значение влажности измеряется с помощью термогигрометра ИВА-6 или измерителя влажности и температуры ИВТМ-7.

В состав установок входят следующие средства измерений:

- Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный № 46434-11) или измеритель влажности и температуры ИВТМ-7 (регистрационный номер 71394-18);
- Датчик давления Turbo Flow PS (регистрационный № 51409-12);
- Датчик давления 415М (регистрационный № 59550-14)
- Преобразователь давления эталонный ЭЛМЕТРО-Паскаль-04 (регистрационный № 77090-19);
- Термопреобразователи сопротивления ТСП-0196 (регистрационный № 56560-14);

Общий вид установок приведен на рисунках 1 и 2.

Пломбирование установок не предусмотрено. Цифровой заводской номер установок наносится на маркировочную табличку методом лазерной гравировки или термотрансферной печати.



Рисунок 1 – Общий вид установок поверочных СПУ-7 модификации Р



Рисунок 2 – Общий вид установок поверочных СПУ-7 модификации С

УСТАНОВКА ПОВЕРОЧНАЯ СПУ-7 МОДИФИКАЦИЯ С. Исп. А.	
Зав. № 002	Дата изг. 01.2023
Поверочная среда	воздух
Максимальное значение воспроизводимого и измеряемого объемного расхода воздуха (верхний предел измерений), м³/ч	1600
Минимальное значение воспроизводимого и измеряемого объемного расхода воздуха (нижний предел измерений), м³/ч	0,04
Доверительные границы относительной погрешности при измерении объема (объемного расхода) воздуха, %	±0,2
Условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °C	от +10 до +30
относительная влажность воздуха, %	до 80
атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
Питание от сети переменного тока:	
напряжение, В	380±38
частота, Гц	50±1
Потребляемая мощность, кВт, не более	50
Габаритные размеры (ДхШхВ), мм, не более	6000 x 4500x1200
Масса, кг, не более	1300
Срок службы, лет, не менее	12
ТУ ТУРБУЛЕНТНОСТЬ ДОН НАЧО. ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ	

УСТАНОВКА ПОВЕРОЧНАЯ СПУ-7 МОДИФИКАЦИЯ Р	
Зав. № 001	Дата изг. 12.2020
Поверочная среда	воздух
Максимальное значение воспроизводимого и измеряемого объемного расхода воздуха (верхний предел измерений), м³/ч	5000
Минимальное значение воспроизводимого и измеряемого объемного расхода воздуха (нижний предел измерений), м³/ч	0,04
Доверительные границы относительной погрешности при измерении объема (объемного расхода) воздуха, %	±0,33
Условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °C	от +10 до +30
относительная влажность воздуха, %	до 80
атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
Питание от сети переменного тока:	
напряжение, В	380±38
частота, Гц	50±1
Потребляемая мощность, кВт, не более	30
Габаритные размеры (ДхШхВ), мм, не более	8500 x 3500 x 1000
Масса, кг, не более	12000
Срок службы, лет, не менее	12
ТУ ТУРБУЛЕНТНОСТЬ ДОН НАЧО. ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ	

Рисунок 3 – Общий вид маркировочных табличек

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) установки по аппаратному обеспечению является автономным (ПО, функционирующее на базе персонального компьютера). К установке первичные преобразователи подключаются по закрытым коммуникационным каналам USB, RS-485. Преобразование измеряемых величин и обработка измерительных данных выполняется с использованием внутренних аппаратных и программных средств. ПО и накопленные данные размещаются на внутреннем устройстве хранения (жесткий диск ПК).

Программная среда постоянна, отсутствуют средства и пользовательская оболочка для программирования или изменения ПО.

Программное обеспечение установки разделено на:

- метрологически значимую часть – включает алгоритмы обработки измеренной информации;
- метрологически незначимую часть – отвечает за визуализацию полученных данных.

Разделение программного обеспечения выполнено внутри кода ПО на уровне языка программирования. К метрологически значимой части ПО относятся:

- программные модули, принимающие участие в обработке (расчетах) результатов измерений или влияющие на них;
- программные модули, осуществляющие сбор и представление измерительной информации, её хранение, передачу, идентификацию, защиту ПО и данных;
- параметры ПО, участвующие в вычислениях и влияющие на результат измерений;
- компоненты защищенного интерфейса для обмена данными между метрологически значимой и незначимой частями ПО.

Номер версии ПО имеет структуру А.В.С (где А, В, С – десятичные числа)

А – номер версии метрологически значимой части ПО (не менее 1);

В – номер метрологически незначимой части ПО;

С – номер сборки метрологически незначимой части ПО;

ПО установок защищено от несанкционированного доступа, изменение алгоритмов и установленных параметров с помощью разграничения прав доступа пользователей, системы идентификации пользователей и пароля.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SPU7_Gas_Meter
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.1.0
Цифровой идентификатор ПО	0x7DE06E98
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	CRC-32

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

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Модификация установки	Р	С
Максимальное значение воспроизводимого и измеряемого объёмного расхода воздуха (верхний предел измерений), м³/ч	5000	1600
Минимальное значение воспроизводимого и измеряемого объёмного расхода воздуха (нижний предел измерений), м³/ч	0,04	
Доверительные границы относительной погрешности воспроизведения объема и объёмного расхода при доверительной вероятности 0,95, %	±0,33	Исполнение А ±0,2 (при использовании СК с расширенной неопределенностью 0,17 %) Исполнение Б ±0,25 (при использовании СК с расширенной неопределенностью 0,2 %) Исполнение В ±0,3 (при использовании СК с расширенной неопределенностью 0,25 %)

Продолжение таблицы 2

Относительная погрешность измерения количества импульсов, %	$\pm 0,02$	
Диапазон измерений времени, с	от 1 до 3600	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения времени, %	$\pm 0,05$	$\pm 0,025$

Т а б л и ц а 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Модификация	Р	С
Рабочая (поверочная) среда	воздух	
Условный диаметр поверяемых приборов, мм	15, 20, 25, 32, 40, 50, 80, 100, 150, 200, 250	25, 32, 40, 50, 80, 100, 150, 200
Диапазон температуры рабочей (поверочной) среды, °С	от +10 до +30	
Количество одновременно поверяемых средств измерений, шт., до	2	1
Параметры электрического питания: - напряжение питания, В - частота переменного тока, Гц	$380^{+38}_{-57}/220^{+22}_{-33}$ 50 ± 1	
Потребляемая мощность, кВт, не более	30	50
Масса, кг, не более	12 000	1 300
Габаритные размеры, мм, не более -длина -ширина -высота	8500 3500 2100	6000 4500 1200
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	от +10 до +30 до 80 от 84,0 до 106,7	
Средний срок службы, лет, не менее	12	
Средняя наработка на отказ, ч	20000	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на шкафе управления, методом лазерной гравировки или термотрансферной печати и на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка поверочная СПУ-7		1 шт.
Установка поверочная СПУ-7. Руководство по эксплуатации	СПУ7.00.00.000 - 01 РЭ	1 экз.
Установка поверочная СПУ-7. Паспорт	СПУ7.00.00.000 - 01 ПС	1 экз.

Наименование	Обозначение	Количество
Комплект документации на средства измерений и оборудование, входящие в состав установки	-	1 компл.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе № 1.3 руководства по эксплуатации СПУ7.00.00.000 - 01 РЭ «Установки поверочные СПУ-7. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

ТУ 26.51.66-032-70670506-2020 «Установка поверочная СПУ-7. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью НПО «Турбулентность-ДОН»
(ООО НПО «Турбулентность-ДОН»)

ИНН 6141021685

Юридический адрес: 129110, г. Москва г, вн.тер.г. Мещанский, ул. Щепкина, д. 47, стр. 1, оф. V, ком. 11

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью НПО «Турбулентность-ДОН»
(ООО НПО «Турбулентность-ДОН»)

ИНН 6141021685

Адрес места осуществления деятельности: 346800, Ростовская обл., Мясниковский р-н, с. Чалтырь, 1 км шоссе Ростов-Новошахтинск, стр. 6/8

Юридический адрес: 129110, г. Москва, вн.тер.г. Мещанский, ул. Щепкина, д. 47, стр. 1, оф. V, ком. 11

Телефон/факс: +7 (863) 203-77-80 / 203-77-81

E-mail: info@turbo-don.ru

Web-сайт: www.turbo-don.ru

Испытательный центр

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

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

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

Телефон (факс): (843) 272-70-62, (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

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 «20» февраля 2024 г. № 432

Регистрационный № 87590-22

Лист № 1
Всего листов 21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы портативные УНИКС АП

Назначение средства измерений

Газоанализаторы портативные УНИКС АП (далее – газоанализаторы) предназначены для непрерывного измерения концентраций горючих газов, объемной доли кислорода, водорода, диоксида углерода, вредных газов и паров летучих органических соединений в воздухе рабочей зоны и подачи предупредительной сигнализации о достижении установленных пороговых значений.

Описание средства измерений

Принцип измерений газоанализаторов основан на физико-химических методах анализа:

- электрохимический при измерении объемной доли, массовой концентрации токсичных газов, O₂;
- оптический и термокаталитический при измерении объемной доли, массовой концентрации, ДВК горючих и углеводородных газов;
- фотоионизационный при измерении объемной доли, массовой концентрации летучих органических соединений.

Газоанализаторы представляют собой автоматические приборы непрерывного действия.

Способ отбора пробы – диффузионный либо принудительный, который обеспечивается при помощи внешнего устройства отбора пробы.

Газоанализаторы имеют взрывозащищенную конструкцию.

Газоанализаторы изготавливаются в модификациях УНИКС АП-01, УНИКС АП-02, УНИКС АП-03, УНИКС АП-04, УНИКС АП-05, УНИКС АП-06, которые отличаются количеством каналов измерения:

УНИКС АП-01 – одновременно 1 канал (сенсор);

УНИКС АП-02, УНИКС АП-03, УНИКС АП-04, УНИКС АП-05, УНИКС АП-06 – одновременно от 2-х до 6 каналов (сенсоров) измерения соответственно.

Конструктивно газоанализаторы состоят из электронного блока и заменяемых сенсоров, размещённых в корпусе черного, темно-синего или оранжевого цвета, выполненном из ударопрочного поликарбоната с антистатичным покрытием из термоэластопласта. Корпус состоит из основания и крышки, скрепленных с помощью винтов – 4 у УНИКС АП-01 и 7 у УНИКС АП-02, УНИКС АП-03, УНИКС АП-04, УНИКС АП-05, УНИКС АП-06.

Также в газоанализаторах предусмотрено рудничное исполнение.

Требования к свойствам сенсоров согласно виду их взрывозащиты «D» приведены в следующих нормативных документах:

- 1) Взрывоустойчивость и взрывонепроницаемость соединений оболочки соответствуют требованиям ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017) для электрооборудования подгруппы ПС и группы 1.

2) Максимальная температура нагрева поверхности газоанализатора, насоса и электрических элементов не превышает значений, допустимых для соответствующего температурного класса по ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017).

3) Конструкция газоанализаторов выполнена с учетом общих требований ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017) для электрооборудования, размещаемого во взрывоопасных зонах. Механическая прочность оболочки термokatалитических сенсоров соответствует требованиям ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017) для электрооборудования II группы с высокой опасностью механических повреждений и для группы I с низкой опасностью механических повреждений. Конструкционные материалы и ограничение площади поверхности оболочки обеспечивают фрикционную и электростатическую искробезопасность по ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017).

Электронный блок осуществляет аналого-цифровое преобразование сигналов от сенсоров в показания на дисплее, обработку результатов измерений по заданному алгоритму, сравнение значений выходных сигналов с заданными пороговыми значениями и выработку управляющих команд для световой и звуковой сигнализации. На лицевой панели корпуса размещены: OLED дисплей, кнопка управления, элементы световой и звуковой индикации, сенсоры для определения концентрации газа. На задней панели корпуса расположено металлическое крепление для фиксации прибора, магнитный порт для зарядки, паспортная табличка с маркировкой взрывозащиты. Внутри корпуса размещены герметизированный блок питания с элементами искрозащиты, блок электроники, состоящий из основной платы измерения и сигнализации, платы индикации и модуль беспроводной передачи данных (опционально).

Опционально газоанализатор может комплектоваться радиомодулем, состоящим из печатной платы с установленными элементами электрической схемы.

Общий вид газоанализаторов представлен на рисунках 1-3.

Нанесение знака поверки на газоанализаторы не предусмотрено.

Газоанализаторы имеют заводские номера, которые в виде буквенно-цифрового обозначения наносятся типографским методом на идентификационную табличку (рисунок 4), наклеенную на заднюю панель газоанализаторов. Пломбирование корпуса газоанализатора от несанкционированного доступа не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов портативных
УНИКС АП модификации УНИКС АП-01



Рисунок 2 – Общий вид газоанализаторов портативных УНИКС АП модификаций УНИКС АП-02, УНИКС АП-03, УНИКС АП-04, УНИКС АП-05, УНИКС АП-06

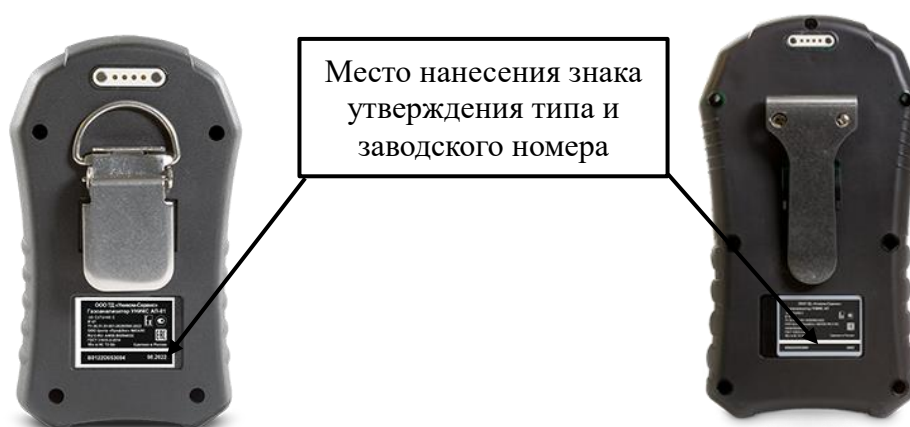


Рисунок 3 – Вид газоанализаторов с указанием места нанесения заводского номера и знака утверждения типа



Рисунок 4 – Идентификационная табличка

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение, разработанное изготовителем специально для решения задач измерения содержания определяемых компонентов.

ПО газоанализаторов выполняет следующие функции:

- прием, обработка и отображение измерительной информации от первичных измерительных преобразователей;
- корректировка нулевых показаний и чувствительности по измерительному каналу;
- формирование выходных сигналов (аналогового и цифрового) и передача данных;
- сравнение измеренных значений содержания определяемых компонентов с установленными пороговыми значениями и выдача сигнализации о достижении этих уровней;
- автоматическая диагностика состояния газоанализаторов.

Газоанализаторы имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты – «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Встроенное ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО для модификаций: УНИКС АП-01 УНИКС АП-02, УНИКС АП-03, УНИКС АП-04, УНИКС АП-05, УНИКС АП-06	Не ниже V1.3B Не ниже S1.3B.0000_202206
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики газоанализаторов приведены в таблицах 2-7.

Таблица 2 – Метрологические характеристики газоанализаторов с электрохимическим сенсором (ЕС)

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли, %, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала Т _{0,9} , с, не более
		приведенной к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений), %	относительной, %	
Кислород О ₂	от 0 до 30 %	от 0 до 10 % включ.	±5	-
		св. 10 до 30 %	-	±5
				15

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли, %, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала Т _{0,9} , с, не более
			приведенной к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений), %	относительной, %	
Диоксид серы SO ₂	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 53,2)	от 0 до 4 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 10,64 включ.)	±15	-	45
		св. 4 до 20 млн ⁻¹ (св. 10,64 до 53,2)	-	±15	
	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 133)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 26,6 включ.)	±10	-	
		св. 10 до 50 млн ⁻¹ (св. 26,6 до 133)	-	±10	
	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 266,0)	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 53,2 включ.)	±10	-	
		св. 20 до 100 млн ⁻¹ (св. 53,2 до 266,0)	-	±10	
	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 5320)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 266 включ.)	±20	-	
		св. 100 до 2000 млн ⁻¹ (св. 266 до 5320)	-	±20	
Оксид углерода CO	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 580)	от 0 до 15 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 17,4 включ.)	±15	-	10
		св. 15 до 500 млн ⁻¹ (св. 17,4 до 580)	-	±15	
	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 1160)		±15	-	
Аммиак NH ₃	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 355)	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 21,3 включ.)	±15	-	40
		св. 30 до 500 млн ⁻¹ (св. 21,3 до 355)	-	±15	

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли, %, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала Т _{0,9} , с, не более
			приведенной к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений), %	относительной, %	
Аммиак NH ₃	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 71,53)	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 21,3 включ.)	±15	-	40
		св. 30 до 100 млн ⁻¹ (св. 21,3 до 71)	-	±15	
	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 710)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 71 включ.)	±20	-	
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹ (св. 71 до 710)	-	±20	
Хлор Cl ₂	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 29,5)	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 1,475 включ.)	±15	-	30
		св. 0,5 до 10 млн ⁻¹ (св. 1,475 до 29,5)	-	±15	
	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 147)	от 0 до 2,5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 3,676 включ.)	±15	-	
		св. 2,5 до 100 млн ⁻¹ (св. 3,676 до 147,0)	-	±15	
Сероводород H ₂ S	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 71,57)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 7,1 включ.)	±10	-	15
		св. 5 до 50 млн ⁻¹ (св. 7,1 до 71,57)	-	±10	
	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 142,0)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 14,2 включ.)	±10	-	
		св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 14,2 до 142,0)	-	±10	
	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 284,0)	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 28,4 включ.)	±15	-	
		св. 20 до 200 млн ⁻¹ (св. 28,4 до 284)	-	±15	

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли, %, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
			приведенной к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений), %	относительной, %	
Сероводород H ₂ S	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 2840,0)	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 284 включ.)	±15	-	15
		св. 200 до 2000 млн ⁻¹ (св. 284 до 2840,0)	-	±15	
Водород H ₂	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 80,0)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 8,0 включ.)	±10	-	30
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹ (св. 8,0 до 80,0)	-	±10	
	от 0 до 10000 млн ⁻¹ (от 0 до 800,0)	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 80,0 включ.)	±10	-	
		св. 1000 до 10000 млн ⁻¹ (св. 80,0 до 800,0)	-	±10	
Диоксид углерода CO ₂	от 0 до 2,5 %	от 0 до 0,5 % включ.	±10	-	45
		св. 0,5 до 2,5 %	-	±10	
	от 0 до 5 %	от 0 до 0,5 % включ.	±10	-	
		св. 0,5 до 5 %	-	±10	
Оксид азота NO	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 62,5)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 6,25 включ.)	±20	-	20
		св. 5 до 50 млн ⁻¹ (св. 6,25 до 62,5)	-	±20	
	от 0 до 250 млн ⁻¹ (от 0 до 312,5)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 62,5 включ.)	±10	-	
		св. 50 до 250 млн ⁻¹ (св. 62,5 до 312,5)	-	±10	
Диоксид азота NO ₂	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 38,2)	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 1,91 включ.)	±15	-	15
		св. 1 до 20 млн ⁻¹ (св. 1,91 до 38,2)	-	±15	
	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 200,0)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 19 включ.)	±15	-	
		св. 10 до 200 млн ⁻¹ (св. 19 до 200)	-	±15	

Окончание таблицы 2

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли, %, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала Т _{0,9} , с, не более
			приведенной к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений), %	относительной, %	
Озон O ₃	от 0 до 5 млн ⁻¹ (от 0 до 9,956)	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 1,99 включ.)	±20	-	40
		св. 1 до 5 млн ⁻¹ (св. 1,99 до 9,956)	-	±20	
Хлористый водород HCl	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 30,4)	от 0 до 3 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 4,56 включ.)	±20	-	70
		св. 3 до 20 млн ⁻¹ (св. 4,56 до 30,4)	-	±20	
	от 0 до 30 млн ⁻¹ (от 0 до 45,6)	от 0 до 3 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 4,56 включ.)	±20	-	
		св. 3 до 30 млн ⁻¹ (св. 4,56 до 45,6)	-	±20	
Метанол CH ₃ OH	от 0 до 30 млн ⁻¹ (от 0 до 39,9)	от 0 до 0,75 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 0,99 включ.)	±20	-	90
		св. 0,75 до 30 млн ⁻¹ (св. 0,99 до 39,9)	-	±20	
	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 133,1)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 6,6 включ.)	±20	-	
		св. 5 до 100 млн ⁻¹ (св. 6,6 до 133,1)	-	±20	

*Программное обеспечение газоанализатора позволяет отображать результаты измерений по измерительным каналам токсичных газов в единицах измерений массовой концентрации, мг/м³. Пересчет значений содержания определяемого компонента из единиц объемной доли, млн⁻¹, в единицы массовой концентрации, мг/м³, выполняется автоматически для условий 20 °С и 760 мм. рт. ст.

Таблица 3 – Метрологические характеристики газоанализаторов с термокаталитическим сенсором (LEL)

Определяемый компонент	Диапазон измерений		Пределы допускаемой основной погрешности		Время установления выходного сигнала $T_{0,9}$, с, не более
	объемная доля, % (% НКПР)	массовая концентрация, мг/м ³	приведенной к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	абсолютной	
Метан CH_4	-	от 0 до 7000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±15 %	10
			св. 500 до 7000 мг/м ³	-	
	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	-	-	-	
Этилен C_2H_4	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	-	15
Пропан C_3H_8	-	от 0 до 7000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±15 %	15
			св. 500 до 7000 мг/м ³	-	
	от 0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)	-	-	-	
Сумма углеводородов (Сх-Су) по пропану	-	от 0 до 3000	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±10 %	15
			св. 500 до 3000 мг/м ³	-	
	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	-	
Сумма углеводородов (Сх-Су) по метану	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	-	-	-	15
н-бутан C_4H_{10}	от 0 до 0,7 %	-	-	-	15
	(от 0 до 50 % НКПР)				

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Диапазон измерений		Пределы допускаемой основной погрешности		Время установления выходного сигнала $T_{0,9}$, с, не более
	объемная доля, % (% НКПР)	массовая концентрация, мг/м ³	приведенной к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	абсолютной	
1-бутен C ₄ H ₈	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,08 % (±5 % НКПР)	15
2-метилпропан (изобутан) i-C ₄ H ₁₀	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,065 % (±5 % НКПР)	15
н-пентан C ₅ H ₁₂	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,055 % (±5 % НКПР)	15
Циклопентан C ₅ H ₁₀	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,07 % (±5 % НКПР)	15
н-гексан C ₆ H ₁₄	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,05 % (±5 % НКПР)	15
Циклогексан C ₆ H ₁₂	от 0 до 0,5 %	-	-	±0,05 %	15
Аммиак NH ₃	от 0 до 7,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,75 % (±5 % НКПР)	15
Этан C ₂ H ₆	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,12 % (±5 % НКПР)	15
Метанол CH ₃ OH	от 0 до 3,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,3 % (±5 % НКПР)	15
Бензол C ₆ H ₆	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,06 % (±5 % НКПР)	15
Пропилен C ₃ H ₆	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,1 % (±5 % НКПР)	15
Этанол C ₂ H ₅ OH	от 0 до 1,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,16 % (±5 % НКПР)	15

Окончание таблицы 3

Определяемый компонент	Диапазон измерений		Пределы допускаемой основной погрешности		Время установления выходного сигнала $T_{0,9}$, с, не более
	объемная доля, % (% НКПР)	массовая концентрация, мг/м ³	приведенной к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	абсолютной	
н-гептан C ₇ H ₁₆	от 0 до 0,425 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,042 % (±5 % НКПР)	15
Оксид этилена C ₂ H ₄ O	от 0 до 1,3 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,13 % (±5 % НКПР)	15
2-пропанон (ацетон) C ₃ H ₆ O	от 0 до 1,25 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,13 % (±5 % НКПР)	15
Водород H ₂	от 0 до 2,0 %	-	-	±0,2 %	15
1-октен C ₈ H ₁₆	от 0 до 0,45 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,045 % (±5 % НКПР)	15
2-метилбутан (изопентан) i-C ₅ H ₁₂	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	-	-	±0,065 % (±5 % НКПР)	15
Примечания: 1) Значения НКПР для горючих газов и паров в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020; 2) Свх – значение содержания определяемого компонента на входе газоанализатора.					

Таблица 4 – Метрологические характеристики газоанализаторов с оптическим инфракрасным сенсором (IR)

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Время установления выходного сигнала $T_{0,9}$, с, не более
Метан CH ₄	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,22 % (±5 % НКПР)	10
	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,22 % (±5 % НКПР)	
	от 0 до 100 % (от 0 до 665405 мг/м ³)	±0,22 % (±1 463,9 мг/м ³)	
Этилен C ₂ H ₄	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,069 % (±3 % НКПР)	10

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Время установления выходного сигнала $T_{0,9}$, с, не более
Пропан C_3H_8	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,085$ % (± 5 % НКПР)	10
	от 0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,085$ % (± 5 % НКПР)	
н-бутан C_4H_{10}	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,04$ % (± 3 % НКПР)	10
	от 0 до 1,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,07$ % (± 5 % НКПР)	
1-бутен C_4H_8	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,08$ % (± 5 % НКПР)	10
2-метилпропан (изобутан) $i-C_4H_{10}$	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,065$ % (± 5 % НКПР)	10
н-пентан C_5H_{12}	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,055$ % (± 5 % НКПР)	10
	от 0 до 1,1 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,055$ % (± 5 % НКПР)	
н-гексан C_6H_{14}	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,05$ % (± 5 % НКПР)	10
Циклогексан C_6H_{12}	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,05$ % (± 5 % НКПР)	10
Этан C_2H_6	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,072$ % (± 3 % НКПР)	10
	от 0 до 2,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,12$ % (± 5 % НКПР)	
Метанол CH_3OH	от 0 до 3 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,3$ % (± 5 % НКПР)	10
Бензол C_6H_6	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,06$ % (± 5 % НКПР)	10
Пропилен C_3H_6	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,1$ % (± 5 % НКПР)	10
Этанол C_2H_5OH	от 0 до 1,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,16$ % (± 5 % НКПР)	10
н-гептан C_7H_{16}	от 0 до 0,425 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,042$ % (± 5 % НКПР)	10
	от 0 до 0,85 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,042$ % (± 5 % НКПР)	10

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Время установления выходного сигнала $T_{0,9}$, с, не более
Оксид этилена C_2H_4O	от 0 до 1,3 % (от 0 до 50 % НКПР)		$\pm 0,13$ % (± 5 % НКПР)	10
Диоксид углерода CO_2	от 0 до 1,5 %		$\pm 0,15$ %	10
	от 0 до 2,5 %	от 0 до 0,5 % включ.	$\pm 0,05$ %	
		св 0,5 до 2,5 %	$\pm (0,1 \cdot C_{ВХ.})$ %	
	от 0 до 5 %	от 0 до 2,5 % включ.	$\pm 0,25$ %	
		св 2,5 до 5 %	$\pm (0,1 \cdot C_{ВХ.})$ %	
2-метилпропен (изобутилен) $i-C_4H_8$	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)		$\pm 0,048$ % (± 3 % НКПР)	10
2-пропанон (ацетон) C_3H_6O	от 0 до 1,25 % (от 0 до 50 % НКПР)		(± 3 % НКПР) $\pm 0,13$ %	10
Ацетилен C_2H_2	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)		$\pm 0,069$ % (± 3 % НКПР)	10
н-октан C_8H_{18}	от 0 до 0,4 % (от 0 до 50 % НКПР)		$\pm 0,024$ % (± 3 % НКПР)	10
	от 0 до 0,8 % (от 0 до 100 % НКПР)		$\pm 0,04$ % (± 5 % НКПР)	
1-бутанол C_4H_9OH	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)		$\pm 0,07$ % (± 5 % НКПР)	10
1-октен C_8H_{16}	от 0 до 0,45 % (от 0 до 50 % НКПР)		$\pm 0,045$ % (± 5 % НКПР)	10
Метантиол (метилмеркаптан) CH_3SH	от 0 до 2,05 % (от 0 до 50 % НКПР)		$\pm 0,21$ % (± 5 % НКПР)	10
Этантиол (этилмеркаптан) C_2H_5SH	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)		$\pm 0,14$ % (± 5 % НКПР)	10
Пары нефти ¹⁾	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР	10
	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 900 мг/м ³ включ	± 75 мг/м ³	
		св. 900 до 3500 мг/м ³	$\pm (0,1 \cdot C_{ВХ.} - 15)$ мг/м ³	
Пары бензина ¹⁾	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР	10
	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 900 включ.	± 75 мг/м ³	
		св. 900 до 3500 мг/м ³	$\pm (0,1 \cdot C_{ВХ.} - 15)$ мг/м ³	

Окончание таблицы 4

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Время установления выходного сигнала $T_{0,9}$, с, не более
Пары авиационного топлива ¹⁾	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР	10
	0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 900 включ.	± 75 мг/м ³	
		св. 900 до 3500 мг/м ³	$\pm(0,1 \cdot C_{\text{ВХ}} - 15)$ мг/м ³	
Пары топлива для реактивных двигателей ¹⁾	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР	10
	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 900 включ.	± 75 мг/м ³	
		св. 900 до 3500 мг/м ³	$\pm(0,1 \cdot C_{\text{ВХ}} - 15)$ мг/м ³	
Пары керосина ¹⁾	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР	10
	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 900 включ.	± 75 мг/м ³	
		св. 900 до 3500 мг/м ³	$\pm(0,1 \cdot C_{\text{ВХ}} - 15)$ мг/м ³	
Пары дизельного топлива ¹⁾	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР	10
	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 900 включ.	± 75 мг/м ³	
		св. 900 до 3500 мг/м ³	$\pm(0,1 \cdot C_{\text{ВХ}} - 15)$ мг/м ³	
Пары уайт-спирита ¹⁾	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР	10

Примечания:

Свх – значение содержания определяемого компонента на входе газоанализатора.

Значения НКПР горючих газов указаны в соответствии с ГОСТ 31610.20-1–2020.

¹⁾ Для паров нефтепродуктов значения в соответствии с государственными стандартами на нефтепродукты конкретного вида.

- Пары нефти по ГОСТ Р 51858-2002;
- Пары бензина по ГОСТ 1012-2013, ГОСТ Р 51866-2002;
- Пары авиационного топлива по ГОСТ 1012-2013
- Пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013, ГОСТ 52368-2005;
- Пары керосина по ТУ 38.401-58-8-90, ОСТ 38 01408-86;
- Уайт-спирит по ГОСТ 3134-78;
- Пары топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227-86.

Таблица 5 - Метрологические характеристики газоанализаторов с фотоионизационным сенсором (PID)

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
			приведенной к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений), %	относительной, %	
Бензол C ₆ H ₆	от 0 до 10 (от 0 до 32,8)	от 0 до 4,6 включ. (от 0 до 15 включ.)	± 15	-	15
		св. 4,6 до 10 (св. 15 до 32,8)	-	± 15	
	от 0 до 100 (от 0 до 325)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 32,5 включ.)	± 15	-	
		св. 10 до 100 (св. 32,5 до 325)	-	± 15	
	от 0 до 500 (от 0 до 1625)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 325 включ.)	± 15	-	
		св. 100 до 500 (св. 325 до 1625)	-	± 15	
Этилбензол C ₈ H ₁₀	от 0 до 100 (от 0 до 441)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 44,1 включ.)	± 15	-	15
		св. 10 до 100 (св. 44,1 до 441)	-	± 15	
	от 0 до 500 (от 0 до 2205)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 441 включ.)	± 15	-	
		св. 100 до 500 (св. 441 до 2205)	-	± 15	
Фенилэтилен (стирол) (винилбензол) C ₈ H ₈	от 0 до 40 (от 0 до 173,2)	от 0 до 6,9 включ. (от 0 до 29,9 включ.)	± 20	-	15
		св. 6,9 до 40 (св. 29,9 до 173,2)	-	± 20	
	от 0 до 500 (от 0 до 2165)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 433 включ.)	± 20	-	
		св. 100 до 500 (св. 433 до 2165)	-	± 20	
2-пропанол (изопропанол) i-C ₃ H ₇ OH	от 0 до 10 (от 0 до 25)	от 0 до 4 включ. (от 0 до 10 включ.)	± 20	-	15
		св. 4 до 10 (св. 10 до 25)	-	± 20	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
			приведенной к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений), %	относительной, %	
2-пропанол (изопропанол) i-C ₃ H ₇ ОН	от 0 до 100 (от 0 до 250)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 50 включ.)	± 20	-	
		св. 20 до 100 (св. 50 до 250)	-	± 20	
2-метилпропен(изобутилен) (ЛОС по изобутилену) i-C ₄ H ₈	от 0 до 10 (от 0 до 23,3)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 4,6 включ.)	± 15	-	15
		св. 2 до 10 (св. 4,6 до 23,3)	-	± 15	
	от 0 до 100 (от 0 до 233)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 23,3 включ.)	± 15	-	
		св. 10 до 100 (св. 23,3 до 233)	-	± 15	
	от 0 до 1000 (от 0 до 2330)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 233 включ.)	± 15	-	
		св. 100 до 1000 (св. 233 до 2330)	-	± 15	
	от 0 до 6000 (от 0 до 13980)	от 0 до 500 включ. (от 0 до 1165 включ.)	± 15	-	
		св. 500 до 6000 (св. 1165 до 13980)	-	± 15	
1-бутанол C ₄ H ₉ ОН	от 0 до 10 (от 0 до 30,8)	от 0 до 3,2 включ. (от 0 до 9,9 включ.)	± 20	-	15
		св. 3,2 до 10 (св. 9,9 до 30,8)	-	± 20	
	от 0 до 40 (от 0 до 123,3)	от 0 до 9,7 включ. (от 0 до 29,9 включ.)	± 20	-	
		св. 9,7 до 40 (св. 29,9 до 123,3)	-	± 20	
Диэтиламин C ₄ H ₁₁ N	от 0 до 10 (от 0 до 30,4)	от 0 до 3 включ. (от 0 до 9,1 включ.)	± 20	-	15
		св. 3 до 10 (св. 9,1 до 30,4)	-	± 20	
	от 0 до 40 (от 0 до 121,6)	от 0 до 9,8 включ. (от 0 до 29,8 включ.)	± 20	-	
		св. 9,8 до 40 (св. 29,8 до 121,6)	-	± 20	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускае- мой основной по- грешности, %		Время установ- ления выход- ного сигнала T _{0,9} , с, не более
			приведен- ной к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений), %	относи- тельной, %	
Фенол C ₆ H ₅ OH	от 0 до 3 (от 0 до 11,74)	от 0 до 0,25 включ. (от 0 до 0,98 включ.)	± 20	-	15
		св. 0,25 до 3 (св. 0,98 до 11,74)	-	± 20	
	от 0 до 10 (от 0 до 39,1)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 7,8 включ.)	± 20	-	
		св. 2 до 10 (св. 7,8 до 39,1)	-	± 20	
Оксид этилена C ₂ H ₄ O	от 0 до 10 (от 0 до 18,3)	от 0 до 1,65 включ. (от 0 до 3 включ.)	± 20	-	15
		св. 1,65 до 10 (св. 3 до 18,3)	-	± 20	
Этантиол (этилмеркаптан) C ₂ H ₅ S Н	от 0 до 10 (от 0 до 25,8)	от 0 до 0,4 включ. (от 0 до 1 включ.)	± 20	-	15
		св. 0,4 до 10 (св. 1 до 25,8)	-	± 20	
Метантиол (метилмеркаптан) CH ₃ SH	от 0 до 10 (от 0 до 20)	от 0 до 0,4 включ. (от 0 до 0,8 включ.)	± 20	-	15
		св. 0,4 до 10 (св. 0,8 до 20)	-	± 20	
	от 0 до 20 (от 0 до 40)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 4 включ.)	± 20	-	
		св. 2 до 20 (св. 4 до 40)	-	± 20	
Дисульфид углерода (сероуглерод) CS ₂	от 0 до 10 (от 0 до 31,7)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 3,17 включ.)	± 20	-	15
		св. 1 до 10 (св. 3,17 до 31,7)	-	± 20	
Циклогексан C ₆ H ₁₂	от 0 до 100 (от 0 до 350)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 70 включ.)	± 20	-	15
		св. 20 до 100 (св. 70 до 350)	-	± 20	
1,3-бутадиен(дивинил) C ₄ H ₆	от 0 до 500 (от 0 до 1125)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 112 включ.)	± 20	-	15
		св. 50 до 500 (св. 112 до 1125)	-	± 20	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
			приведенной к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений), %	относительной, %	
н-гексан C ₆ H ₁₄	от 0 до 1000 (от 0 до 3584)	от 0 до 84 включ. (от 0 до 301 включ.)	± 20	-	15
		св. 84 до 1000 (св. 301 до 3584)	-	± 20	
н-гептан C ₇ H ₁₆	от 0 до 500 (от 0 до 2084)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 208 включ.)	± 15	-	15
		св. 50 до 500 (св. 208 до 2084)	-	± 15	
	от 0 до 2000 (от 0 до 8334)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 416 включ.)	± 15	-	
		св. 100 до 2000 (св. 416 до 8334)	-	± 15	
2-метилпропан (изобутан) i-C ₄ H ₁₀	от 0 до 1000 (от 0 до 2417)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 241 включ.)	± 15	-	15
		св. 100 до 1000 (св. 241 до 2417)	-	± 15	
2-метил-1-пропанол (изобутанол) i-C ₄ H ₉ OH	от 0 до 20 (от 0 до 61,6)	от 0 до 3 включ. (от 0 до 9,2 включ.)	± 20	-	15
		св. 3 до 20 (св. 9,2 до 61,6)	-	± 20	
Пары нефти ¹⁾ (по изобутилену i-C ₄ H ₈)	от 0 до 3500	от 0 до 300 включ.	± 15	-	15
		св. 300 до 3500	-	± 15	
Пары бензина ¹⁾ (по изобутилену i-C ₄ H ₈)	от 0 до 3500	от 0 до 100 включ.	± 15	-	15
		св. 100 до 3500	-	± 15	
Пары авиационного топлива ¹⁾ (по изобутилену i-C ₄ H ₈)	от 0 до 3500	от 0 до 300 включ.	± 15	-	15
		св. 300 до 3500	-	± 15	
Пары топлива для реактивных двигателей ¹⁾ (по изобутилену i-C ₄ H ₈)	от 0 до 300		± 15	-	15

Окончание таблицы 5

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускае- мой основной по- грешности, %		Время установ- ления выход- ного сигнала T _{0,9} , с, не более
			приведен- ной к ВПИ (верхнему пределу диапазона измере- ний), %	относи- тельной, %	
Пары керосина ¹⁾ (по изобутилену i-C ₄ H ₈)	от 0 до 3500	от 0 до 300 включ.	± 15	-	15
		св. 300 до 3500	-	± 15	
Пары дизельного топлива ¹⁾ (по изобутилену i-C ₄ H ₈)	от 0 до 300		± 15	-	15
Пары уайт-спирита ¹⁾ (по изобутилену i-C ₄ H ₈)	от 0 до 3500	от 0 до 300 включ.	± 15	-	15
		св. 300 до 3500	-	± 15	
Сумма углеводородов C ₂ -C ₁₀ (по изобутилену)	от 0 до 3500	от 0 до 300 включ.	± 25	-	15
		св. 300 до 3500	-	± 25	
Примечания: ¹⁾ Для паров нефтепродуктов значения в соответствии с государственными стандартами на нефте- продукты конкретного вида. – Пары нефти по ГОСТ Р 51858-2002; – Пары бензина по ГОСТ 1012-2013, ГОСТ Р 51866-2002; – Пары авиационного топлива по ГОСТ 1012-2013; – Пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013, ГОСТ 52368-2005; – Пары керосина по ТУ 38.401-58-8-90, ОСТ 38 01408-86; – Уайт-спирит по ГОСТ 3134-78; – Пары топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227-86.					

Таблица 6 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды от - 40 °С до +15 °С включ. и св. +25 °С до + 60 °С на каждые 10 °С, в долях от предела допускаемой основной погрешности	±0,5

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время прогрева, мин, не более	1
Интервал времени непрерывной работы без подзарядки аккумулятора при нормальных условиях, ч, не менее	
С фотоионизационным сенсором	12
С термокаталитическим, оптическим сенсором	20
С электрохимическим сенсором	200
Напряжение питания, В	3,7
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более:	
УНИКС АП-01	109×64×30
УНИКС АП-02, УНИКС АП-03, УНИКС АП-04, УНИКС АП-05, УНИКС АП-06	171×95×43
Масса, кг, не более:	
УНИКС АП-01	0,25
УНИКС АП-02, УНИКС АП-03, УНИКС АП-04, УНИКС АП-05, УНИКС АП-06	0,40
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от - 40 до + 60
- относительная влажность (без образования конденсата), %	от 0 до 95
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 130
Маркировка взрывозащиты:	
УНИКС АП-01, УНИКС АП-02, УНИКС АП-03, УНИКС АП-04, УНИКС АП-05, УНИКС АП-06 (с термокаталитическим сенсором)	PO Ex da ia I Ma X/ 0Ex da ia IIC T3 Ga X
УНИКС АП-01, УНИКС АП-02, УНИКС АП-03, УНИКС АП-04, УНИКС АП-05, УНИКС АП-06 (без термокаталитического сенсора)	PO Ex ia I Ma X/ 0Ex ia IIC T3 Ga X
Защита от внешних воздействий по ГОСТ 14254-2015	IP67
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	30000
Средний срок службы, лет, не менее	15

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и на идентификационную табличку, наклеенную на заднюю панель газоанализаторов.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность газоанализаторов

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Газоанализатор портативный	УНИКС АП	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Паспорт	—	1 экз.
Упаковка	—	1 экз.
Внешнее устройство отбора пробы ¹⁾	—	1 шт.
¹⁾ Поставляется опционально		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2.3 «Методы измерений» документов «Портативный многоканальный газоанализатор УНИКС АП-01. Руководство по эксплуатации», «Портативный многоканальный газоанализатор УНИКС АП 02-06. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

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

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия;

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

ГОСТ 24032-80 Приборы шахтные газоаналитические. Общие технические требования.

Методы испытаний;

ТУ 26.51.53-001-26285595-2022 Газоанализаторы портативные серии УНИКС АП. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Торговый дом «Уником-Сервис»
(ООО «Торговый дом «Уником-Сервис»)

ИНН 6684009916

Юридический адрес: 623150, Свердловская обл., г. Первоуральск, пос. Билимбай, ул. Ленина, д. 84, лит. 7А

Телефон +7 (3439) 66-87-10, 66-88-40

E-mail: info@gasdetektor.ru

Web-сайт: <https://gasdetektor.ru/>

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Торговый дом «Уником-Сервис»
(ООО «Торговый дом «Уником-Сервис»)

ИНН 6684009916

Адрес: 623150, Свердловская обл., г. Первоуральск, пос. Билимбай, ул. Ленина, д. 84, лит. 7А

Телефон +7 (3439) 66-87-10, 66-88-40

E-mail: info@gasdetektor.ru

Web-сайт: <https://gasdetektor.ru/>

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. I, ком. 28

Телефон: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.