

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 16 » декабря 2024 г. № 2987

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, не влияющих на метрологические характеристики средства измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Преобразователи расхода вихревые	«ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)»	-	42775-14	-	-	ЭВ-200.000.000.00 0.00 МП с Изменением №2	МП 208-086-2024	Акционерное общество «Электронные и механические измерительные системы» (АО «ЭМИС»), г. Челябинск	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
2.	Газоанализаторы портативные	Сигма-Ех	-	56260-14	-	-	МП-242-1635-2013, МП-242-2035-2016	-	Акционерное общество «Метеоспецприбор» (АО «Метеоспецприбор»), г. Санкт-Петербург	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Санкт-Петербург
3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Ивановские ПГУ» АО «Интер РАО - Электрогенерация»	-	3	80910-21	Филиал «Ивановские ПГУ» акционерного общества «Интер РАО - Электрогенерация» (Филиал «Ивановские ПГУ» АО «Интер РАО - Электрогенерация»), г. Москва	-	МП-262-RA.RU.310556-2020	-	Филиал «Ивановские ПГУ» акционерного общества «Интер РАО - Электрогенерация» (Филиал «Ивановские ПГУ» АО «Интер РАО - Электрогенерация»), г. Москва	ФБУ «Ивановский ЦСМ», г. Иваново

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» декабря 2024 г. № 2987

Регистрационный № 80910-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Ивановские ПГУ» АО «Интер РАО - Электрогенерация»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Ивановские ПГУ» АО «Интер РАО - Электрогенерация» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) — центр сбора и обработки информации (далее - ЦСОИ), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения и работающего под управлением программного обеспечения «АльфаЦЕНТР». ЦСОИ включает в себя сервер сбора данных (далее — ССД), серверы баз данных (далее — СБД), устройство синхронизации частоты и времени Метроном версии 300, каналообразующую аппаратуру и автоматизированные рабочие места.

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (далее — ИК).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

— активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности соответственно вычисляемая для интервалов времени 30 минут;

- средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая.
- ЦСОИ осуществляет:
 - один раз в 30 минут опрос счетчиков электрической энергии и сбор результатов измерений;
 - хранение результатов измерений в базе данных;
 - передачу результатов измерений в ИВК.
 - синхронизацию (коррекцию) времени в сервере ИВК и коррекцию времени в счетчиках;
 - периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
 - автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
 - хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
 - автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
 - перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
 - формирование отчетных документов;
 - ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
 - конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
 - сбор и хранение журналов событий счетчиков;
 - ведение журнала событий ИВК;
 - аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
 - самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в форматах 80020, 80030 заверенных электронно-цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, ВОЛС и преобразователя интерфейса RS-485 в Ethernet (основной и резервный канал) для передачи данных от счетчиков до ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством наземного канала связи Ethernet для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (основной канал);
- посредством наземного канала связи Ethernet для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы ССД ЦСОИ и счетчиков. ССД ЦСОИ получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от устройства синхронизации частоты и времени Метроном версии 300 (УССВ). Синхронизация часов сервера ССД ЦСОИ с УССВ происходит при расхождении времени более чем на ± 1 с. При каждом опросе счетчиков

сервер ЦСОИ определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает по ± 2 с (параметр настраиваемый), то формирует команду синхронизации. Журналы событий счетчиков и сервера ЦСОИ отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерения не предусмотрено. Заводской номер 3 наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера ИВК, типографским способом, а также заводской номер 3 указан в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер тик	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ/Сервер
1	2	3	4	5	6
1	Ивановские ПГУ, Г-10, выводы генератора 10,5 кВ	ТШЛ-20-1 Кл.т. 0,2 10000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,2 10500: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Метроном Версии 300, Рег. № 74018-19, ЦСОИ
2	Ивановские ПГУ, Г-11, выводы генератора 10,5 кВ	ТВ-СВЭЛ Кл.т. 0,2S 10000/5 Рег. № 67627-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл.т. 0,2 10500: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. № 67628-17	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
3	Ивановские ПГУ, Г-12, выводы генератора 10,5 кВ	ТВ-СВЭЛ Кл.т. 0,2S 10000/5 Рег. № 67627-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл.т. 0,2 10500: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. № 67628-17	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
4	Ивановские ПГУ, Г-20, выводы генератора 10,5 кВ	ТШЛ-20-1 Кл.т. 0,2 10000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,2 10500: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	Ивановские ПГУ, Г-21, выводы гене- ратора 10,5 кВ	ТШЛ-20-1 Кл.т. 0,2 10000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,2 10500:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Метроном Версии 300, Рег. № 74018-19, ЦСОИ
6	Ивановские ПГУ, Г-22, выводы гене- ратора 10,5 кВ	ТШЛ-20-1 Кл.т. 0,2 10000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,2 10500:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
7	яч.03, КВЛ 220 кВ Ивановские ПГУ – Неро I цепь	JK ELK CN/CM 14 Кл.т. 0,2S 1200/5 Рег. № 28839-05	STE 1/170/245/362/420/ 550 S Кл.т. 0,2 220000:√3/100:√3 Рег. № 37111-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
8	яч.10, КВЛ 220 кВ Ивановские ПГУ – Неро II цепь	JK ELK CN/CM 14 Кл.т. 0,2S 1200/5 Рег. № 28839-05	STE 1/170/245/362/420/ 550 S Кл.т. 0,2 220000:√3/100:√3 Рег. № 37111-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
9	яч.04, КВЛ 220 кВ Ивановские ПГУ – Иваново I цепь	JK ELK CN/CM 14 Кл.т. 0,2S 1200/5 Рег. № 28839-05	STE 1/170/245/362/420/ 550 S Кл.т. 0,2 220000:√3/100:√3 Рег. № 37111-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
10	яч.11, КВЛ 220кВ Ивановские ПГУ – Иваново II цепь	JK ELK CN/CM 14 Кл.т. 0,2S 1200/5 Рег. № 28839-05	STE 1/170/245/362/420/ 550 S Кл.т. 0,2 220000:√3/100:√3 Рег. № 37111-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
11	яч.01, КВЛ 110 кВ Ильинская 1	EXK-СТО Кл.т. 0,2S 1200/5 Рег. № 33112-06	STE3/123/145/170 Кл.т. 0,2 110000:√3/100:√3 Рег. № 33110-06	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
12	яч.20, КВЛ 110 кВ Ильинская 2	EXK-СТО Кл.т. 0,2S 1200/5 Рег. № 33112-06	STE3/123/145/170 Кл.т. 0,2 110000:√3/100:√3 Рег. № 33110-06	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
13	яч.04, КВЛ 110 кВ Комсомольская 1	EXK-СТО Кл.т. 0,2S 1200/5 Рег. № 33112-06	STE3/123/145/170 Кл.т. 0,2 110000:√3/100:√3 Рег. № 33110-06	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	яч.22, КВЛ 110 кВ ИвГРЭС-Отрадное 2	ЕХК-СТО Кл.т. 0,2S 1200/5 Рег. № 33112-06	STE3/123/145/170 Кл.т. 0,2 110000:√3/100:√3 Рег. № 33110-06	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Метроном Версии 300, Рег. № 74018-19, ЦСОИ
15	яч.03, КВЛ 110 кВ ИвГРЭС-Писцово	ЕХК-СТО Кл.т. 0,2S 1200/5 Рег. № 33112-06	STE3/123/145/170 Кл.т. 0,2 110000:√3/100:√3 Рег. № 33110-06	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
16	яч.08, КВЛ 110 кВ ИвГРЭС — Отрад- ное 1	ЕХК-СТО Кл.т. 0,2S 1200/5 Рег. № 33112-06	STE3/123/145/170 Кл.т. 0,2 110000:√3/100:√3 Рег. № 33110-06	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
17	яч.19, КВЛ 110 кВ Комсомольская 2	ЕХК-СТО Кл.т. 0,2S 1200/5 Рег. № 33112-06	STE3/123/145/170 Кл.т. 0,2 110000:√3/100:√3 Рег. № 33110-06	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 указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cosφ/sin φ	$W_{2\%} \leq W_{изм} < W_{5\%}$		$W_{5\%} \leq W_{изм} < W_{20\%}$		$W_{20\%} \leq W_{изм} < W_{100\%}$		$W_{100\%} \leq W_{изм} < W_{120\%}$	
		$\delta_{W_0^A}, \%$	$\delta_{W_0^P}, \%$	$\delta_{W_0^A}, \%$	$\delta_{W_0^P}, \%$	$\delta_{W_0^A}, \%$	$\delta_{W_0^P}, \%$	$\delta_{W_0^A}, \%$	$\delta_{W_0^P}, \%$
1, 2, 3, 4, 5, 6	0,50	-	-	±2,0	±1,5	±1,2	±0,9	±0,9	±0,8
	0,80	-	-	±1,3	±2,0	±0,8	±1,1	±0,6	±1,0
	0,87	-	-	±1,2	±2,2	±0,7	±1,3	±0,6	±1,1
	1,00	-	-	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-
7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17	0,50	±1,8	±1,5	±1,3	±1,3	±0,9	±0,8	±0,9	±0,8
	0,80	±1,2	±1,8	±0,9	±1,4	±0,6	±1,0	±0,6	±1,0
	0,87	±1,1	±2,1	±0,8	±1,6	±0,6	±1,1	±0,6	±1,1
	1,00	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-	±0,5	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	$\cos\varphi/\sin\varphi$	$W_{2\%} \leq W_{изм} < W_{5\%}$		$W_{5\%} \leq W_{изм} < W_{20\%}$		$W_{20\%} \leq W_{изм} < W_{100\%}$		$W_{100\%} \leq W_{изм} < W_{120\%}$	
		$\delta W^A, \%$	$\delta W^P, \%$	$\delta W^A, \%$	$\delta W^P, \%$	$\delta W^A, \%$	$\delta W^P, \%$	$\delta W^A, \%$	$\delta W^P, \%$
1, 2, 3, 4, 5, 6	0,50	-	-	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$	$\pm 1,3$	$\pm 1,6$	$\pm 1,1$	$\pm 1,6$
	0,80	-	-	$\pm 1,4$	$\pm 2,4$	$\pm 0,9$	$\pm 1,8$	$\pm 0,8$	$\pm 1,7$
	0,87	-	-	$\pm 1,3$	$\pm 2,6$	$\pm 0,9$	$\pm 1,9$	$\pm 0,8$	$\pm 1,7$
	1,00	-	-	$\pm 1,0$	-	$\pm 0,6$	-	$\pm 0,6$	-
7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17	0,50	$\pm 1,9$	$\pm 2,0$	$\pm 1,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,6$	$\pm 1,1$	$\pm 1,6$
	0,80	$\pm 1,3$	$\pm 2,3$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 0,8$	$\pm 1,7$	$\pm 0,8$	$\pm 1,7$
	0,87	$\pm 1,2$	$\pm 2,5$	$\pm 1,0$	$\pm 2,1$	$\pm 0,8$	$\pm 1,7$	$\pm 0,8$	$\pm 1,7$
	1,00	$\pm 1,1$	-	$\pm 0,6$	-	$\pm 0,6$	-	$\pm 0,6$	-

Пределы допускаемой погрешности COEB относительно шкалы времени UTC(SU) ± 5 с

Примечание:

$W_{2\%}$ – значение активной и реактивной электроэнергии при 2 % нагрузке;
 $W_{5\%}$ – значение активной и реактивной электроэнергии при 5 % нагрузке;
 $W_{20\%}$ – значение активной и реактивной электроэнергии при 20 % нагрузке;
 $W_{100\%}$ – значение активной и реактивной электроэнергии при 100 % нагрузке;
 $W_{120\%}$ – значение активной и реактивной электроэнергии при 120 % нагрузке;
 $W_{изм}$ – значение активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;
 δW_0^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;
 δW_0^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;
 δW^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;
 δW^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	17
Нормальные условия: — ток, % от $I_{ном}$ — напряжение, % от $U_{ном}$ — коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °C:	от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от плюс21 до плюс 25

Продолжение таблицы 5

1	2
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: — ток, % от $I_{ном}$ — напряжение, % от $U_{ном}$ — коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: — для ТТ и ТН — для счетчиков — для сервера ЦСОИ	от (2)5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от минус 40 до плюс 40 от 0 до плюс 40 от плюс 15 до плюс 25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений 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 указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Электросчетчики: — тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: — хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на ЦСОИ.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра ИЭН 1547РД-07.01.000.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Ивановские ПГУ» АО «Интер РАО - Электрогенерация». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол., шт.
Трансформаторы тока	JK ELK CN/CM 14	12
Трансформаторы тока	ТВ-СВЭЛ	6
Трансформаторы тока	ТШЛ-20-1	12
Трансформаторы тока	ЕХК-СТО	21
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ	6
Трансформаторы напряжения	STE 1/245	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	12
Трансформаторы напряжения	STE3/123	4
Счетчики	Альфа А1800	17
Устройство синхронизации времени	Метроном версии 300	1
ЦСОИ	HPE Proliant dl380 Gen10 Silver 4110	2
Формуляр	ИЭН 1547РД-07.01.000.ФО	1
Методика поверки	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала «Ивановские ПГУ» АО «Интер РАО - Электрогенерация». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Филиал «Ивановские ПГУ» акционерного общества «Интер РАО – Электрогенерация» (Филиал «Ивановские ПГУ» АО «Интер РАО – Электрогенерация»)

Адрес: 119435, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д. 27, стр. 1

Телефон: +7 (495) 664-76-80

E-mail: UEG.office@interrao.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Управляющая компания «РусЭнергоМир» (ООО УК «РусЭнергоМир»)

ИНН5404338740

Адрес: 630087, Новосибирская обл., г. Новосибирск, Новогодняя ул., д. 24/1, эт. 5

Телефон: +7 (383) 349-81-00

E-mail: mmukhina@rusenergomir.ru

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико - технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

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; post@ivcsm.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 Ивановской области» (ФБУ «Ивановский ЦСМ»)

Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42

Телефон: +7 (4932) 32-84-85

Факс: +7 (4932) 41-60-79

E-mail: post@ivcsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311781.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» декабря 2024 г. № 2987

Регистрационный № 42775-14

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)»

Назначение средства измерений

Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» (далее - преобразователь расхода) предназначены для измерений объема (массы) и объемного расхода жидкостей, газов, насыщенного и перегретого пара, а также объема и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей расхода вихревых «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» основан на измерении частоты колебаний, возникающих в потоке в процессе вихреобразования. В результате воздействия потока измеряемой среды на тело обтекания, на его боковых гранях возникают чередующиеся вихри с областью пониженного давления, в центре каждого завихрения. Частота отрыва вихрей фиксируется датчиком и преобразуется в электрический сигнал, который далее обрабатывается электронным преобразователем. Частота образования вихрей пропорциональна объемному расходу измеряемой среды.

Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» состоят из первичного преобразователя и электронного блока.

Первичный преобразователь представляет собой полый цилиндр, в котором установлено тело обтекания. За телом обтекания расположен чувствительный элемент (сенсор).

Электронный блок обеспечивает прием и обработку сигнала от первичного преобразователя и в зависимости от конфигурации формирует токовый, импульсный, частотный и цифровой выходные сигналы. Электронный блок может оснащаться встроенным индикатором и входами для подключения внешних датчиков давления и температуры.

При внесении в электронный блок данных о плотности среды преобразователь расхода вихревой выполняет вычисление массы среды.

Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» выпускаются в двух модификациях ЭВ-200 и ЭВ-205.

Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» модификации ЭВ-200 выпускаются в моделях:

- ЭВ-200 - базовая;
- ЭВ-200-ППД – характеризуется применением в системах поддержания пластового давления;
- ЭВ-200-СКВ – характеризуется применением в нефтяных и водонагревательных скважинах.

Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» могут иметь следующие:

- по присоединению к трубопроводу - фланцевое «Ф» и типа «сэндвич» «С»;
- по присоединению электронного блока - интегральное и дистанционное «Д»;

- по метрологическим характеристикам - стандартное и конструктивное исполнение 2;
- по наличию индикатора - без индикатора, с индикатором;
- по типу взрывозащиты - общепромышленное (без взрывозащиты) и взрывозащищенное (искробезопасная электрическая цепь, взрывонепроницаемая оболочка, рудничное);
- по классам точности – исполнения «АА», «А0», «А», «Б» и «В» (в соответствии с таблицей 3);
- по метрологическим характеристикам токового выхода исполнение «А» и исполнение «А1»;
- по версии электронного блока - базовая, расширенная и с вычислителем «ВВ».

Версия электронного блока с вычислителем имеет входы для подключения внешних датчиков давления и термопреобразователя сопротивления классов АА, А, и В по ГОСТ 6651-2009 и обеспечивает прием и обработку сигналов с этих датчиков, вычисление накопленного и мгновенного массового расхода воды и пара в соответствии с ГСССД МР 147-2008, накопленного и мгновенного объёмного расхода газа, приведенного к стандартным условиям в соответствии с ГОСТ 2939-63 по методам, изложенным в ГСССД 8-79, ГСССД МР 113-03, ГОСТ 30319 (2,3)-2015, ГОСТ Р 8.662-2009, ГОСТ Р 8.770-2011.

Общий вид преобразователей расхода «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» модификации ЭВ-200 приведен на рисунке 1, модификации ЭВ-200-ППД - на рисунке 2, модификации ЭВ-205 - на рисунке 3, модели ЭВ-200-СКВ - на рисунке 4.



Рисунок 1 – Общий вид преобразователей расхода вихревых
«ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» модификации ЭВ-200



Рисунок 2 – Общий вид преобразователей расхода вихревых
«ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» модификации ЭВ-200-ППД



Рисунок 3 – Общий вид преобразователей расхода вихревых
«ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» модификации ЭВ-205



Рисунок 4 – Общий вид преобразователей расхода вихревых
«ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» модели ЭВ-200-СКВ

Пломбирование от несанкционированного доступа преобразователей расхода вихревых «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» осуществляется нанесением знака поверки давлением на пластмассовую (свинцовую) пломбу, установленную на контрольной проволоке, пропущенной через специальное отверстие, расположенное на корпусе электронного блока. Пломбирование от несанкционированного доступа преобразователей расхода вихревых «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» модели ЭВ-200-СКВ осуществляется нанесением защитной наклейки изготовителя на электронную плату преобразователя расхода.

Места пломбирования от несанкционированного доступа и нанесения знака поверки на преобразователи расхода показаны на рисунке 5.



Рисунок 5 – Схема пломбирования от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки преобразователей расхода вихревых «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)»

Наименование преобразователей расхода, их заводские номера, основные технические характеристики указываются на маркировочных табличках с помощью металлографической печати (металлографии) или гравировки. Маркировочные таблички крепятся на корпусе электронного блока. Заводские номера преобразователей расхода состоят из арабских цифр нарастающим итогом по системе нумерации предприятия-изготовителя. Пример маркировочной таблички представлен на рисунке 6.

		АО «ЭМИС» ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ РАСХОДА ВИХРЕВОЙ «ЭМИС-ВИХРЬ 200»			
IP	ЭВ-200	Ду	мм		
Rmax		Qmin-Qmax	м ³ /ч		
Tmax	°C	Вых. сиг.			
Дата изг.		Зав. №			

Рисунок 6 – Пример маркировочной таблички

Программное обеспечение

Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» имеют встроенное и внешнее программное обеспечение.

Встроенное программное обеспечение предназначено для обработки сигналов, выполнения математической обработки результатов измерений, обеспечения взаимодействия с периферийными устройствами, хранения в энергонезависимой памяти результатов измерений и вывода их на устройства индикации.

Внешнее программное обеспечение предназначено для настройки и поверки преобразователей расхода вихревых «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» и отображения информации на персональном компьютере.

Внешнее программное обеспечение ЭМИС-Интегратор защищено от преднамеренных и непреднамеренных изменений посредством ввода пароля доступа.

Встроенное программное обеспечение защищено от преднамеренных и непреднамеренных изменений посредством ввода пароля доступа и механическим

пломбированием.

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

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» модификации ЭВ-205 и модификации ЭВ-200 моделей ЭВ-200, ЭВ-200-ППД	
Идентификационное наименование ПО	EV200
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v5*
Цифровой идентификатор ПО	_**
Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» модификации ЭВ-200 моделей ЭВ-200-СКВ	
Идентификационное наименование ПО	EV200-SKV
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v1*
Цифровой идентификатор ПО	_**
ЭМИС-Интегратор	
Идентификационное наименование ПО	Integrator
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.2.17*
Цифровой идентификатор ПО	_***
* номер версии программного обеспечения указывается в паспорте преобразователя расхода вихревого «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)»; ** цифровой идентификатор ПО встроенного программного обеспечения указывается в паспорте преобразователя расхода вихревого «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)»; *** цифровой идентификатор ПО внешнего программного обеспечения указывается в руководстве по эксплуатации преобразователя расхода вихревого «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)».	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч: - ЭВ-200: - для жидкости - для газа и пара - ЭВ-200-ППД - ЭВ-200-СКВ - ЭВ-205: - для жидкости (для датчика расхода) - для газа и пара (для датчика расхода) - для жидкости (для трубопровода) - для газа и пара (для трубопровода)	от 0,3 до 2680 от 3,2 до 20000 от 0,15 до 540 от 0,3 до 250 от 1 до 28 от 11 до 210 от 8 до 98000 от 86 до 734300
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода и объема по индикатору, частотному выходу, импульсному выходу, цифровому выходу, токовому исполнению «А1», δ, %	приведены в таблицах 3 и 4

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода по токовому выходу для исполнения «А», δ , %	$\pm[\delta + 0,2 \cdot I_{\max}/(4+16 \cdot Q/Q_{\text{наиб}})]$ ¹⁾
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления значений температуры измеряемой среды, для исполнения «ВВ», $\delta_V(t)$, %	$\pm \left(\frac{1 + 0,0025 \cdot t_{\text{изм}} }{t_{\text{изм}} + 273,15} \right) 100\%$ ²⁾
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала температуры измеряемой среды, для исполнения «ВВ», $\delta(t)$, %	$\pm \sqrt{\delta_{\Pi}(t)^2 + \delta_B(t)^2}$ ³⁾
Пределы допускаемой основной относительной погрешности вычисления значений давления измеряемой среды, для исполнения «ВВ» при температуре окружающего воздуха плюс 20 °С, $\delta_V(P)$, %	$\pm 0,05 \frac{P_{\max}}{P_{\min}}$ ⁴⁾
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала давления измеряемой среды, для исполнения «ВВ», $\delta(P)$, %	$\pm \sqrt{\delta_{\Pi}(P)^2 + \delta_B(P)^2}$ ⁵⁾
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, массового расхода (массы) газа, жидкости, насыщенного и перегретого водяного пара для исполнения «ВВ», $\delta_V(V, M)$, %	$\pm 0,2$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, с учетом погрешности расчета коэффициента сжимаемости; массового расхода (массы) газа и пара для исполнения «ВВ», $\delta(V, M)$, %	$\pm \sqrt{\delta_B(V, M)^2 + \delta(t)^2 + \delta(P)^2 + \delta^2}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала массового расхода (массы) насыщенного водяного пара для исполнения «ВВ», $\delta(V, M)$, %: - при измерении давления насыщенного пара - при измерении температуры насыщенного пара	$\pm \sqrt{\delta_B(V, M)^2 + \delta(P)^2 + \delta^2}$ $\pm \sqrt{\delta_B(V, M)^2 + \delta(t)^2 + \delta^2}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала массового расхода (массы) жидкости для исполнения «ВВ», $\delta(V, M)$, %	$\pm \sqrt{\delta_B(V, M)^2 + \delta(t)^2 + \delta^2}$
Примечания: ¹⁾ Q – текущее значение объемного расхода, м³/ч; $Q_{\text{наиб}}$ – наибольшее значение объемного расхода, м³/ч; ²⁾ $t_{\text{изм}}$ – текущее значение температуры измеряемой среды, °С; ³⁾ $\delta_{\Pi}(t)$ – относительная погрешность внешнего измерительного преобразователя температуры классов АА, А и В по ГОСТ 6651-2009, %; ⁴⁾ $P_{\max}$ – верхний установленный предел диапазона измерений датчика давления; $P_{\min}$ – нижний предел диапазона измерений измерительного канала давления преобразователя расхода; Дополнительная приведенная погрешность, вызванная отклонением температуры окружающего воздуха от плюс 20 °С: $\pm 0,1$ % на каждые 10 °С. ⁵⁾ $\delta_{\Pi}(P)$ – относительная погрешность внешнего измерительного преобразователя давления, %.	

Таблица 3 – Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода и объема по индикатору, частотному выходу, импульсному выходу, цифровому выходу, токовому выходу исполнения «А1» преобразователей стандартного исполнения, δ , %

Модель или модификация преобразователя	Измеряемая среда	Пределы погрешности для классов точности АА, А0, А, Б, В, %									
		$Q_{\text{наим}}^* \leq Q \leq Q_{\text{наиб}}^*$					$Q_{\text{наим}}^* \leq Q < Q_{\text{п}}^*$				
		АА	А0	А	Б	В	АА	А0	А	Б	В
ЭВ-200	жидкость	-	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	-	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$
	газ, пар	$\pm 0,7$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,5$	$\pm 3,5$
ЭВ-200-ППД	жидкость	-	-	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	-	-	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$
ЭВ-200-СКВ	жидкость	-	-	-	$\pm 1,5$	-	-	-	-	$\pm 5,0$	-
ЭВ-205	жидкость	-	-	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	-	-	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$
	газ, пар	-	-	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,0$	-	-	$\pm 2,0$	$\pm 2,5$	$\pm 3,5$
* $Q_{\text{наим}}$ - значение наименьшего объемного расхода, $\text{м}^3/\text{ч}$; $Q_{\text{наиб}}$ - значение наибольшего объемного расхода, $\text{м}^3/\text{ч}$; $Q_{\text{п}}$ - значение переходного объемного расхода (определяется в соответствии с руководством по эксплуатации), $\text{м}^3/\text{ч}$.											

Таблица 4 – Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода и объема по индикатору, частотному выходу, импульсному выходу, цифровому выходу, токовому выходу исполнения «А1» для преобразователей модели ЭВ-200 и ЭВ-200-ППД конструктивного исполнения 2, δ , %

Измеряемая среда	Пределы погрешности, %		
	$Q_1^* \leq Q \leq Q_{\text{наиб}}$	$Q_2^* < Q < Q_1^*$	$Q_{\text{наим}} \leq Q \leq Q_2^*$
жидкость	± 1	$\pm 1,5$	$\pm 3,0$
* значения объемных расходов Q_1 и Q_2 определяются в соответствии с руководством по эксплуатации.			

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Типоразмер присоединяемого трубопровода, DN: - ЭВ-200 - ЭВ-200-ППД - ЭВ-200-СКВ - ЭВ-205	от 15 до 300 от 50 до 150 от 15 до 100 от 100 до 2000
Диапазон температуры измеряемой среды, °С - ЭВ-200 - ЭВ-200-ППД - ЭВ-200-СКВ - ЭВ-205	от - 60 до + 500 * от 0 до + 100 от - 20 до + 80 от - 20 до + 100 от - 40 до + 100 от - 40 до + 250
Давление измеряемой среды, МПа, не более: - ЭВ-200 - ЭВ-200-ППД - ЭВ-200-СКВ - ЭВ-205	1,6; 2,5; 4; 6,3; 10; 16; 25; 30 16; 20; 25;30 50 4

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность окружающего воздуха при температуре плюс 35 °С, %, не более - атмосферное давление, кПа	от - 60 до + 70 от - 50 до + 70 от - 40 до + 70 от - 20 до + 70 от 0 до + 70 95 (без конденсации влаги) от 84 до 106,7
Параметры электрического питания - напряжение постоянного тока, В	от 12 до 32
Потребляемая мощность, Вт, не более	10,4
Параметры выходных сигналов: - импульсный, цена импульса, л/имп - частотный, частота сигнала, Гц - аналоговый постоянного тока, мА - цифровой выход, протокол - дискретный	от 0,0025 до 5000 от 0 до 1000 или от 0 до 10000 от 4 до 20 Modbus RTU, Modbus ASCII, HART, ProfiBus-PA, Манчестер-2 или Foundation FieldBus H1 типа «сухой контакт»
Габаритные размеры, мм, не более высота ширина длина	приведены в руководстве по эксплуатации
Маркировка взрывозащиты**	- искробезопасная электрическая цепь уровня «ia», «ib»; - взрывонепроницаемая оболочка уровня «d»; - комбинированная взрывозащита; - рудничное исполнение; - с защитой от воспламенения пыли оболочками «t»
* предельные значения температуры в зависимости от исполнения выбираются из ряда: – 60; – 40; 0; +70; + 85; +100; +135; +200; +250; +300; +320; +350; +450; +500 ** значение маркировки взрывозащиты определяется в соответствии с действующим сертификатом ТР ТС 012/2011 и указывается в паспорте.	

Таблица 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	15

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку на корпусе электронного блока и на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации преобразователя расхода методом фотолитографии или методом, принятым у изготовителя.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь расхода вихревой	«ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)»	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ЭВ-200.000.000.000.00 РЭ	1 экз.
Паспорт	ЭВ-200.000.000.000.00 ПС	1 экз.
Датчик абсолютного давления*	—*	по заказу
Датчик температуры*	—*	по заказу
Комплект монтажных частей	—	по заказу
* только для исполнения «ВВ».		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в приложении И «Методика выполнения измерений» руководства по эксплуатации ЭВ-200.000.100.000.00 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

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

ТУ 4213-017-14145564-2009 Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)». Технические условия с изменением № 3.

Изготовитель

Акционерное общество «Электронные и механические измерительные системы»
(АО «ЭМИС»)

ИНН 7729428453

Юридический адрес: 454112, Челябинская обл., г.о. Челябинский, вн. р-н Курчатовский, г. Челябинск, пр-кт Комсомольский, д. 29, стр. 7

Телефон: +7 (351) 729-99-12, факс: +7 (351) 729-99-13

E-mail: inform@emis-kip.ru, сайт: emis-kip.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Закрытое акционерное общество
Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов»
(ГЦИ СИ ЗАО КИП «МЦЭ»)

Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское ш., д. 88, стр. 8

Телефон: +7 (495) 491-78-12, +7 (495) 491-86-55

E-mail: sittek@mail.ru, kip-mce@nm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30092-10.

в части вносимых изменений

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, Москва, вн. тер. г. Муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

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

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» декабря 2024 г. № 2987

Регистрационный № 56260-14

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы портативные Сигма-Ех

Назначение средства измерений

Газоанализаторы портативные Сигма-Ех предназначены для измерений объёмной доли метана, пропана, диоксида углерода, кислорода, водорода, массовой концентрации оксида углерода, сероводорода, диоксида азота, диоксида серы, хлора, аммиака, метана, суммы предельных углеводородов ($\Sigma C_n H_{2n+2}$) на уровне предельно допускаемых концентраций (ПДК) в воздухе рабочей зоны.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов портативных Сигма-Ех (далее - газоанализаторы):

- оптический, основанный на селективном поглощении молекулами определяемых компонентов электромагнитного излучения и измерении интенсивности инфракрасного излучения после прохождения им через кювету, содержащую анализируемую среду - по измерительным каналам объёмной доли метана, пропана, диоксида углерода и массовой концентрации метана и суммы предельных углеводородов ($\Sigma C_n H_{2n+2}$);

- электрохимический, основанный на измерении электрического тока, вырабатываемого электрохимической ячейкой в результате химической реакции с участием молекул определяемого компонента - по измерительным каналам объёмной доли кислорода и водорода, массовой концентрации оксида углерода, сероводорода, диоксида азота, диоксида серы, хлора и аммиака.

Газоанализаторы представляют собой автоматические многоканальные приборы непрерывного действия.

Конструктивно газоанализатор выполнен одноблочным в корпусе из полимерного композитного материала. Внутри корпуса размещены плата управления, компрессор, датчики и аккумуляторный блок. Предусмотрена возможность установки двух оптических (каналы № 1 и № 2) и одного электрохимического датчиков (канал № 3) для модификации Сигма-Ех-XXX или любые сочетания двух оптических и трёх электрохимических сенсоров для модификации Сигма-Ех-XXX-Y-Z.

Газоанализатор имеет функцию световой (красный светодиод) и звуковой сигнализации о превышении установленных значений.

Питание газоанализаторов осуществляется от аккумуляторной батареи напряжением 3,6 В (типа 3×VH AA-1700 или аналогичной). Заряд аккумуляторной батареи осуществляется от адаптера питания КБРЕ.436231.002 (вне взрывоопасных зон помещений). В конструкции газоанализаторов предусмотрен контроль состояния аккумуляторов с индикацией их разряда.

Отбор измеряемой пробы осуществляется с помощью встроенного компрессора или ручного заборного устройства.

Перечень модификаций газоанализаторов в зависимости от количества и набора датчиков приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Обозначение исполнений газоанализатора модификации Сигма-Ех-XXX

Оптические каналы		Электрохимический канал										
1	2	-	O ₂	H ₂	CO	H ₂ S	H ₂ S-P	NO ₂	SO ₂	SO ₂ -P	Cl ₂	NH ₃
CH ₄ (ПДК)	CH ₄	1	14	27	40	53	66	79	92	105	118	131
CH ₄ (ПДК)	C ₃ H ₈	2	15	28	41	54	67	80	93	106	119	132
CH ₄ (ПДК)	CO ₂	3	16	29	42	55	68	81	94	107	120	133
CH ₄	C ₃ H ₈	4	17	30	43	56	69	82	95	108	121	134
CH ₄	CO ₂	5	18	31	44	57	70	83	96	109	122	135
C ₃ H ₈	CO ₂	6	19	32	45	58	71	84	97	110	123	136
CH ₄ (ПДК)	-	7	20	33	46	59	72	85	98	111	124	137
CH ₄	-	8	21	34	47	60	73	86	99	112	125	138
C ₃ H ₈	-	9	22	35	48	61	74	87	100	113	126	139
CO ₂	-	10	23	36	49	62	75	88	101	114	127	140
ΣC _n H _{2n+2} (n = 2 ÷ 10)	CH ₄	11	24	37	50	63	76	89	102	115	128	141
ΣC _n H _{2n+2} (n = 2 ÷ 10)	CH ₄ (ПДК)	12	25	38	51	64	77	90	103	116	129	142
ΣC _n H _{2n+2} (n = 2 ÷ 10)	-	13	26	39	52	65	78	91	104	117	130	143

Примечания:

1) ΣC_nH_{2n+2} – датчик измерительного канала массовой концентрации суммы предельных углеводородов (C₂-C₁₀) в воздухе рабочей зоны;

2) CH₄ (ПДК) – датчик измерительного канала массовой концентрации метана в воздухе рабочей зоны.

3) Символ Р после химической формулы определяемого компонента в обозначениях H₂S-P и SO₂-P – указывает на расширенный диапазон измерения массовой концентраций сероводорода (H₂S) и диоксида серы (SO₂).

Обозначение модификации газоанализатора имеет вид:

- Сигма-Ех-XXX – для газоанализатора с возможностью установки до 3 датчиков измерительных каналов.

- Сигма-Ех-XXX-Y-Z - для газоанализатора с возможностью установки от 4 до 5 датчиков измерительных каналов,

где XXX – порядковый номер исполнения из таблицы 1, Y, Z – химические формулы определяемых компонентов в дополнительных измерительных каналах.

Вид климатического исполнения газоанализаторов УХЛ 3.1 ГОСТ 15150-69. По устойчивости к воздействию атмосферного давления газоанализаторы относятся к группе Р1 ГОСТ Р 52931-2008.

Общий вид газоанализаторов приведен на рисунке 1.

Схема пломбировки корпуса газоанализатора мастикой пломбировочной термостойкой по ГОСТ 18680-73 (Приложение 4) для ограничения несанкционированного доступа приведена на рисунке 2.

Заводской номер наносится фотохимическим способом печати на металл в цифровом формате на табличку, расположенную на задней панели корпуса. Общий вид таблички приведен на рисунке 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



а) Сигма-Ех-XXX



б) Сигма-Ех-XXX-Y-Z

Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов портативных Сигма-Ех



а) расположение пломбы в корпусе
(отмечено стрелкой, показана задняя
сторона корпуса Сигма-Ех-XXX)



б) вид пломбы

Рисунок 2 – Схема пломбировки корпуса газоанализатора для ограничения несанкционированного доступа

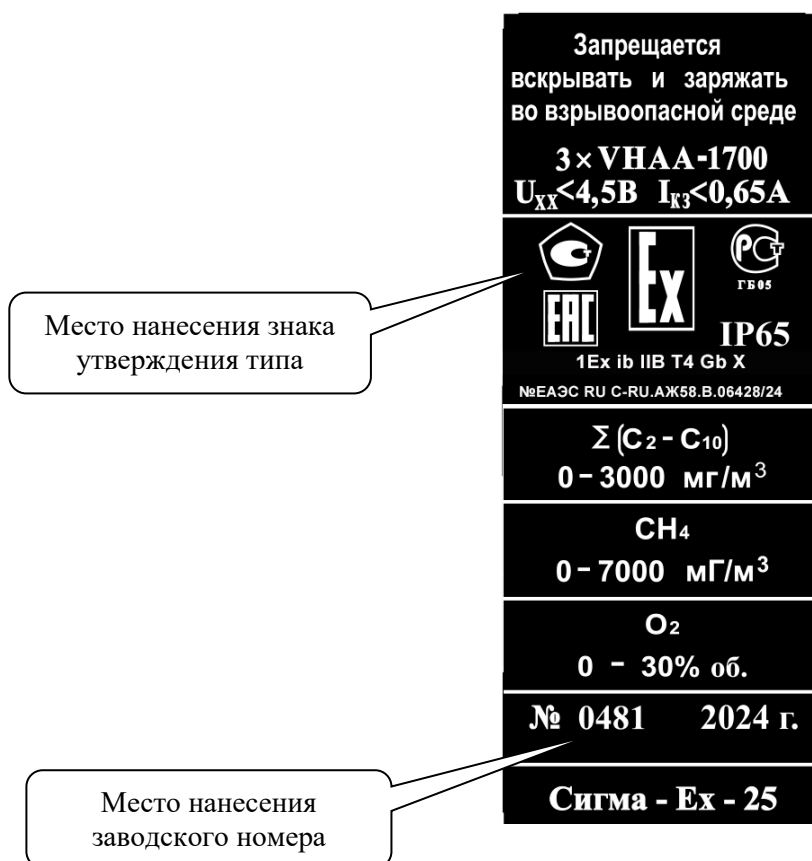


Рисунок 3 – Общий вид таблички с указанием места нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

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

Встроенное ПО выполняет следующие функции:

- прием, обработка и отображение измерительной информации от первичных измерительных преобразователей (датчиков);
- сравнение измеренных значений содержания определяемых компонентов с установленными пороговыми значениями и выдача сигнализации о достижении этих уровней;
- настройка нулевых показаний и чувствительности;
- автоматическая диагностика состояния газоанализатора, в том числе контроль уровня заряда аккумулятора, исправность первичных измерительных преобразователей (датчиков).

Встроенное ПО реализует следующие расчетные алгоритмы:

- расчет результатов измерений содержания определяемых компонентов на основании сигналов от первичных измерительных преобразователей (датчиков);
- сравнение измеренных значений содержания определяемых компонентов с установленными пороговыми значениями и выдача сигнализации о достижении этих уровней.

Встроенное ПО идентифицируется при включении газоанализатора путем вывода на экран номера версии.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Сигма-Ех-XXX	Сигма-Ех-XXX-У-Z
Идентификационное наименование ПО	Sigma_met_pdk_02.hex	Sigma_met_pdk_03.hex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.xу	1.xу
Цифровой идентификатор ПО	6A207F64562C1C03CBE334 95A29CF43B	26685BE97954219F1E97C 10C837660AB
Алгоритм расчета цифрового идентификатора ПО	MD5	MD5
¹⁾ Номер версии записывается в виде «1.xу», где «1» указывает на метрологически значимую (неизменяемую) часть ПО, а «х», «у» (арабские цифры от 0 до 9) описывают модификации ПО, которые не влияют на метрологические характеристики средства измерений (интерфейс, устранение незначительных программных ошибок и т.п.). ²⁾ Значения контрольных сумм, указанные в таблице, относятся только к файлам ПО версии «1.01» (Сигма-Ех-XXX) и «1.02» (Сигма-Ех-XXX-У-Z)		

Влияние программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик газоанализаторов. Газоанализаторы имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты – средний по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов

Определяемый компонент (измерительный канал) и маркировка датчика	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	
		абсолютной	относительной, %
Оптические датчики			
метан CH ₄	от 0 до 4,4 % (об.)	±(0,1+0,04·C _{ВХ}) % (об.)	-
пропан C ₃ H ₈	от 0 до 1,7 % (об.)	±(0,05+0,04·C _{ВХ}) % (об.)	-
диоксид углерода CO ₂	от 0 до 5,0 % (об.)*	±(0,02+0,08·C _{ВХ}) % (об.)	-
	от 0 до 2,0 % (об.)	±(0,02+0,08·C _{ВХ}) % (об.)	-
метан CH ₄ (ПДК)	от 0 до 7000 мг/м ³	±(70+0,05·C _{ВХ}) мг/м ³	-
ΣC _n H _{2n+2} (n = 2 ÷ 10)	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	±75 мг/м ³	-
	св. 300 до 3000 мг/м ³	-	±25
Электрохимические датчики			
кислород O ₂	от 0 до 30 % (об.)	±(0,2+0,04·C _{ВХ}) % (об.)	-
водород H ₂	от 0 до 4,0 % (об.)*	±(0,1+0,05·C _{ВХ}) % (об.)	-
	от 0 до 2,0 % (об.)	±(0,1+0,05·C _{ВХ}) % (об.)	-
оксид углерода CO	от 0 до 20 мг/м ³ включ.	±5 мг/м ³	-
	св. 20 до 120 мг/м ³	-	±25
сероводород H ₂ S	от 0 до 10 мг/м ³ включ.	±2,5 мг/м ³	-

Определяемый компонент (измерительный канал) и маркировка датчика	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	
		абсолютной	относительной, %
Оптические датчики			
	св. 10 до 45 мг/м ³	-	±25
сероводород H ₂ S-P	от 0 до 10 мг/м ³ включ.	±2,5 мг/м ³	-
	св. 10 до 500 мг/м ³	-	±25
диоксид азота NO ₂	от 0 до 2 мг/м ³ включ.	±0,5 мг/м ³	-
	св. 2 до 20 мг/м ³	-	±25
диоксид серы SO ₂	от 0 до 10 мг/м ³ включ.	±2,5 мг/м ³	-
	св. 10 до 50 мг/м ³	-	±25
диоксид серы SO ₂ -P	от 0 до 10 мг/м ³ включ.	±2,5 мг/м ³	-
	св. 10 до 200 мг/м ³	-	±25
хлор Cl ₂	от 0 до 1 мг/м ³ включ.	±0,25 мг/м ³	-
	св. 1 до 15 мг/м ³	-	±25
аммиак NH ₃	от 0 до 20 мг/м ³ включ.	±5 мг/м ³	-
	св. 20 до 70 мг/м ³	-	±25
Нормальные условия измерений: - диапазон температуры окружающей среды от +15 °С до +25 °С; - диапазон относительной влажности окружающей среды от 30 % до 80 %; - диапазон атмосферного давления от 90,6 до 104,8 кПа.			
Примечания: 1) C _{вх} – содержание определяемого компонента на входе газоанализатора, объёмная доля, %, или массовая концентрация, мг/м ³ ; 2) ΣC _n H _{2n+2} - сумма предельных углеводородов: этан (C ₂ H ₆), пропан (C ₃ H ₈), бутан (C ₄ H ₁₀), пентан (C ₅ H ₁₂), гексан (C ₆ H ₁₄), гептан (C ₇ H ₁₆), октан (C ₈ H ₁₈), нонан (C ₉ H ₂₀), декан (C ₁₀ H ₂₂); 3) Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности по измерительному каналу ΣC _n H _{2n+2} по поверочному компоненту - пропану (C ₃ H ₈) равны ± (30 + 0,1·C _{вх}), мг/м ³ . 4) Диапазоны измерений, отмеченные «*», могут быть только у газоанализаторов модификаций Сигма-Ех-XXX.			

Таблица 4 – Метрологические характеристики газоанализаторов

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемой вариации показаний газоанализатора, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализаторов, вызванной изменением температуры окружающей среды в диапазоне рабочих условий эксплуатации на каждые 10 °С от номинального значения температуры (20±5) °С равны, в долях от пределов допускаемой основной погрешности - для измерительных каналов ΣC _n H _{2n+2} , CH ₄ (ПДК), CH ₄ , C ₃ H ₈ , CO ₂ - для измерительных каналов CO, NO ₂ , SO ₂ , H ₂ S, O ₂	±0,3 ±0,5
Пределы допускаемого изменения показаний за 8 ч непрерывной работы, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,5
Предел допускаемого времени установления показания T _{0,9 ном} , с: - для измерительных каналов с оптическими датчиками - для измерительных каналов с электрохимическими датчиками	30 60

Таблица 5 – Основные технические характеристики газоанализаторов

Наименование характеристики	Значение
Время прогрева газоанализатора, мин, не более: - для измерительных каналов $\Sigma C_n H_{2n+2}$ и CH_4 (ПДК) - для остальных измерительных каналов	10 3
Потребляемая мощность, В·А, не более	0,9
Номинальное значение напряжения питания постоянного тока (от аккумуляторной батареи), В	3,6
Расход пробы, обеспечиваемый встроенным компрессором, $дм^3/мин$	$0,7 \pm 0,2$
Время непрерывной работы газоанализатора без подзарядки аккумулятора, ч, не менее: - при работе с ручным пробозаборным устройством - при использовании встроенного компрессора не чаще одного раза в минуту	20 15
Габаритные размеры газоанализатора, мм, не более: - длина - ширина - высота	195 106 80
Масса газоанализатора, кг, не более	0,6
Степень защиты газоанализаторов от попадания внутрь корпуса пыли и воды по ГОСТ 14254-2015	IP65
Газоанализатор имеет вид взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь «i» по ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11: 2011), маркировка взрывозащиты по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0: 2011)	1Ex ib IIB T4 Gb X

Таблица 6 – Условия эксплуатации газоанализаторов

Модификация газоанализатора	Тип датчика, определяемый компонент	Диапазон температуры окружающей среды, °C	Относительная влажность при температуре 35°C	Диапазон атмосферного давления, кПа
Сигма-Ех-XXX	оптические датчики: - CH_4 , CH_4 (ПДК), C_3H_8 , $\Sigma C_n H_{2n+2}$	от -20 до +65	от 0 до 95	от 84 до 106,7
	- CO_2	от -20 до +40		
	электрохимические датчики: - O_2 , H_2S , H_2S-P^* , NO_2 , CO , SO_2 , SO_2-P , Cl_2 , H_2	от -20 до +50		
	- NH_3	от -20 до +30		
Сигма-Ех-XXX-Y-Z	оптические датчики на - CH_4 , CH_4 (ПДК), C_3H_8 , $\Sigma C_n H_{2n+2}$	от -40 до +60	от 0 до 95	от 84 до 106,7
	- CO_2	от -20 до +40		
	электрохимические датчики на - O_2 , H_2S , H_2S-P	от -40 до +50		
	- NH_3	от -40 до +40		

Модификация газоанализатора	Тип датчика, определяемый компонент	Диапазон температуры окружающей среды, °С	Относительная влажность при температуре 35°С	Диапазон атмосферного давления, кПа
Сигма-Ех-XXX-Y-Z	- NO ₂ , SO ₂ , SO ₂ -P	от -30 до +50	от 0 до 95	от 84 до 106,7
	- Cl ₂	от -20 до +50		
	- CO, H ₂	от -20 до +40		

Таблица 7 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	10 000
Средний срок службы газоанализаторов, лет	10

Знак утверждения типа

наносится:

- 1) фотохимическим способом печати на металл на табличку, расположенную на задней панели корпуса газоанализатора (Рисунок 3);
- 2) типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность газоанализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор портативный	Сигма-Ех модификации Сигма-Ех-XXX или Сигма-Ех-XXX-Y-Z	1 шт.
Руководство по эксплуатации	КБРЕ.413311.001 РЭ	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.
Комплект принадлежностей	–	1 компл.
Адаптер питания	КБРЕ.436231.002	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» документа КБРЕ.413311.001 РЭ «Газоанализаторы портативные Сигма-Ех. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

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

ГОСТ Р 52350.29.1-2010 (МЭК 60079-29-1:2007) Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы. Общие технические требования и методы испытаний газоанализаторов горючих газов;

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;

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

КБРЕ.413311.001 ТУ Газоанализаторы портативные Сигма-Ех. Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «Метеоспецприбор» (АО «Метеоспецприбор»)
ИНН 7810537861

Адрес: 192012, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Рыбацкое,
пр-кт Обуховской обороны, д. 120, лит. Б, помещ. 1-Н, ПСН-03, эт. 1

Телефон/факс: 8 (812) 702-07-39

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева»
(ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19, лит. Д

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

E-mail: info@vniim.ru

Web сайт: www.vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314555.