

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс экологического мониторинга КЭМ за содержанием выбросов в уходящих газах энергоблоков №№ 6,7,8 филиала Невинномысская ГРЭС ОАО «Энел Россия» (КЭМ блоков №№ 6, 7, 8 Невинномысская ГРЭС)

### Назначение средства измерений

Комплекс экологического мониторинга КЭМ за содержанием выбросов в уходящих газах энергоблоков №№ 6,7,8 филиала Невинномысская ГРЭС ОАО «Энел Россия» (КЭМ блоков №№ 6, 7, 8 Невинномысская ГРЭС), далее – комплекс КЭМ, предназначен для:

- непрерывного автоматического измерения массовой концентрации загрязняющих веществ – оксида углерода (СО), оксидов азота NO<sub>x</sub> (в пересчете на NO<sub>2</sub>), диоксида серы (SO<sub>2</sub>), а также объемной доли кислорода (O<sub>2</sub>) и параметров (температура, давление/разряжение, объемный расход, влажность) отходящих газов.
- сбора, обработки, визуализации, хранения полученных данных, представления полученных результатов в различных форматах;
- передачи по запросу накопленной информации на внешний удаленный компьютер (сервер) по проводному каналу связи.

### Описание средства измерений

Принцип действия комплекса основан на следующих методах для: определения

- 1) всех компонентов (кроме кислорода) и H<sub>2</sub>O - ИК спектроскопия,
- 2) кислорода - парамагнитный,
- 3) температуры – платиновый термометр сопротивления (изменение сопротивления сплава в зависимости от температуры);
- 4) давления/разряжения -
- 5) скорости газа – ультразвуковой.

Комплекс КЭМ является стационарным изделием и состоит из 2-х уровней:

- уровень измерительных комплексов точки измерения (ИК ТИ);
- уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК).

В состав КЭМ входит шесть точек измерения (ТИ): блок № 6 (газоходы А, Б), блок № 7 (газоходы А, Б), блок № 8 (газоходы А, Б). Для каждого блока имеется комплект оборудования, приведенного ниже и расположенного либо в контейнерах (для блоков №№ 6 и 8) либо в стационарном помещении (для блока № 7). Комплекты объединены одним ПО (сервером).

Уровень ИК ТИ включает в себя следующие средства измерений утвержденного типа:

- газоанализатор MRU SWG300 фирмы «MRU GmbH» для измерений объемной доли NO<sub>x</sub> (в пересчете на NO<sub>2</sub>), SO<sub>2</sub>, СО, O<sub>2</sub> для каждой точки измерения (ТИ), в комплект поставки которого входят пробоотборный зонд и линия транспортировки пробы на вход газоанализаторов с опцией подогрева и осушки пробы;
- газоанализатор лазерный LDS6 фирмы «Siemens AG» (с каналом измерений паров воды);
- термопреобразователи сопротивления с пленочными чувствительными элементами ТСП Метран 200 модели Метран-226-02-1250-А-4-1-Н10-(-30+350)С-У1.1-ГП;
- датчики давления Метран-150CG2 (- 25...15 кПа) 2 2 1 1 L3AS5C1K01;
- измерители скорости газа FLOWSICK 100 модели FLOWSICK 100М фирмы «SICK AG», определяющие скорость газового потока. Объемный расход вычисляется по измеренным данным скорости и площади поперечного сечения газохода с учетом профиля скорости в измерительном сечении газохода.
- измеритель-регулятор (ТРМ138) для усреднения аналоговых входов и выдачу усредненного аналогового сигнала (для температуры и давления).

Газоанализаторы MRU SWG300 и LDS6 размещаются в специализированных контейнерах и в помещении КЭМ, подключаются к программно-техническому комплексу ПТК с использованием токового интерфейса 4..20 мА.

Аналоговый сигнал от первичных датчиков скорости потока передается на вычислительный блок, который входит в состав измерителя Flowsick 100M.

Усреднённый сигнал температуры отходящих газов, а также усредненный сигнал давления/разрежения в газоход поступают от соответствующего измерителя-регулятора TRM138 на вычислительный блок ультразвуковой измерительной системы.

Вычислительный блок производит расчет объемного расхода (с учетом измеренной скорости потока газа и площади сечения газохода), приведенного к нормальным условиям (0 °С и 760 мм рт.ст. в соответствии с требованиями РД 52.04.186-89) и по токовому интерфейсу (4..20) мА передает значение расхода в программно-технический комплекс ПТК.

Возможность применения измерителя Flowsick 100M обоснована в экспертном заключении ФГУП «ВНИИР».

Уровень ИВК обеспечивает автоматический сбор, диагностику и автоматизированную обработку информации по анализу выходных газов в сечении газохода, автоматизированный сбор и обработку информации, а также обеспечивает интерфейс доступа к этой информации и ее предоставление в существующие АСУ ТП блоков №6,7,8.

В состав ИВК входят:

- программно-технический комплекс (ПТК);
- автоматизированные рабочие места АРМ;
- сетевое оборудование.

ПТК построен на базе контроллеров Siemens SIMATIC S7-300, которые обеспечивают сбор данных от средств измерений по токовому интерфейсу 4..20мА, архивирование данных с привязкой к единому времени, передачу этой информации на АРМ и АСУ ТП блоков №6,7,8.

Контроллер со вспомогательным оборудованием размещается в специализированном шкафу ПТК с возможностью механической защиты и защиты от несанкционированного доступа. Шкаф ПТК устанавливается в помещении КЭМ.

Аналоговые сигналы от средств измерений (4-20 мА или 0-5 мА) по сигнальным кабелям подаются от уровня ИК к уровню ИВК на модули аналоговых входов ПТК, где они нормализуются и преобразуются в цифровой код значений измеряемых величин. ПТК по цифровому каналу передачи данных передает информацию в АРМ для дальнейшей обработки и вывода отчетов на печать.

В ИВК функционирует комплекс программ, использующих измеряемые параметры для реализации информационных и расчетных задач КЭМ.

Измерительные каналы КЭМ заканчиваются средствами представления информации:

- видеотерминалы АРМ пользователей КЭМ;
- устройства вывода информации на печать (принтеры).

В состав КЭМ входят поверочные газовые смеси для проведения корректировки нулевых показаний и чувствительности.

Внешний вид КЭМ (контейнер) приведен на рис.1, вид внутри – на рис. 2.



Рис.1 Внешний вид контейнера комплекса КЭМ



Рис.2 Вид комплекса КЭМ внутри контейнера.

## Программное обеспечение

Комплекс имеет встроенное программное обеспечение. Программное обеспечение осуществляет функции:

- ¾ прием, регистрация данных о параметрах отходящего газа;
- ¾ отображение на экране АРМ измеренных мгновенных значений массовой концентрации  $\text{NO}_x$  (в пересчете на  $\text{NO}_2$ ),  $\text{SO}_2$  и  $\text{CO}$ , объемной доли  $\text{O}_2$ , температуры и объемного расхода газового потока, приведение значений к нормальным условиям;
- ¾ автоматического расчета валовых выбросов (г/с) загрязняющих веществ - оксида углерода ( $\text{CO}$ ), оксидов азота  $\text{NO}_x$  (в пересчете на  $\text{NO}_2$ ), диоксида серы ( $\text{SO}_2$ );
- ¾ введение архивов данных измеренных значений (массовой концентрации  $\text{NO}_x$  (в пересчете на  $\text{NO}_2$ ),  $\text{SO}_2$  и  $\text{CO}$ , объемной доли  $\text{O}_2$ , температуры и объемного расхода газового потока) и расчетных значений (валовых выбросов загрязняющих веществ) с усреднением в 1 секунду, и 20 минутных значений;
- ¾ автоматическое формирование суточного отчета на основе 20-ти минутных значений;
- ¾ формирование месячного, квартального и годового отчета на основе 20-ти минутных значений по запросу пользователя;
- ¾ визуализация процесса на дисплеях АРМ пользователей с помощью технологических схем с активной графикой, динамических сообщений, диаграмм, графиков, таблиц в соответствии со стандартами многооконной технологии Windows;
- ¾ вывод на печать по запросу необходимой оперативной или архивной информации;
- ¾ выполнение разработанных оперативных и неоперативных прикладных программ;
- ¾ поддержка многопользовательского, многозадачного непрерывного режима работы в реальном времени;
- ¾ регистрация и документирование событий, ведение оперативной БД параметров режима, обновляемой в темпе процесса;
- ¾ контроль состояния объектов управления и значений параметров, формирование предупреждающих и аварийных сигналов;
- ¾ дополнительная обработка информации, расчеты, автоматическое формирование отчетов и сохранением их на жесткий диск АРМ;
- ¾ обмен данными между смежными системами;
- ¾ автоматическая самодиагностика состояния технических средств, устройств связи;
- ¾ выполнение функций системного обслуживания – администрирование КЭМ (контроль и управление полномочиями пользователей, переконфигурирование при модернизации системы).

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

Влияние встроенного ПО учтено при нормировании метрологических характеристик комплекса.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1.

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Встроенное ПО (контроллера)	Автономное ПО (АРМ)
Идентификационное наименование ПО	S7_KEM	АРМ S7_KEM
Номер версии (идентификационный номер)*ПО	v1.0	v1.0
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм)	64 02 1C 47 (CRC32) AC 2F D2 2C (CRC32)	CA0E7444 (CRC32)
Примечание: 1. *Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения должен быть не ниже указанного в таблице. 2. Значение контрольной суммы, указанное в таблице, относится только к файлам ПО указанной версии		

### Метрологические и технические характеристики

1. Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности приведены в таблице 2.

Таблица 2.

Определяемые компоненты	Диапазоны измерений		Пределы допускаемой основной погрешности		Номинальная цена единицы наименьшего разряда, млн <sup>-1</sup>
	объемной доли, млн <sup>-1</sup> (ppm)	массовой концентрации, мг/м <sup>3</sup>	абсолютной, Δ, млн <sup>-1</sup> (ppm)	относительной, δ, %	
Окислы азота NO <sub>x</sub> (в пересчете на NO <sub>2</sub> )	0 - 100	0 - 200	± 8	-	1
	св. 100 – 500	св.200–1000	-	± 8	
Оксид углерода (CO)	0 - 100	0 - 125	± 4	-	1
	св.100 - 500	св.125 - 625	-	± 4	
Диоксид серы SO <sub>2</sub>	0 - 250	0 - 700	± 20	-	1
	св. 250 – 2000	св. 700–5700	-	± 8	
Кислород O <sub>2</sub>	(0 – 21) % (об.)	-	± 0,2 % об..	-	0,01 % об..
Влага H <sub>2</sub> O	(0 – 30) % (об.)	-	± 10 % (прив.)	-	0,01 % об..

Примечание: Пересчет объемной доли млн<sup>-1</sup> (ppm) в массовую концентрацию компонента (мг/м<sup>3</sup>) проводится с использованием коэффициента, равного для SO<sub>2</sub> – 2,86; NO – 1,34; NO<sub>2</sub> – 2,05; CO – 1,25 (при 0 °С и 760 мм рт. ст. в соответствии с РД 52.04.186-89)

2 Предел допускаемой вариации показаний для газовых каналов,  $b_d$ : 0,5 долей пределов допускаемой основной погрешности.

3 Пределы допускаемого изменения выходного сигнала для газовых каналов за 24 ч непрерывной работы, в долях от пределов допускаемой основной погрешности:  $\pm 0,5$ .

4. Пределы допускаемой дополнительной погрешности для газовых каналов при изменении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от номинального значения температуры 20 оС в пределах рабочих условий, в долях от пределов допускаемой основной погрешности:  $\pm 0,5$ .

5. Предел суммарной дополнительной погрешности для газовых каналов от влияния неизмеряемых компонентов в анализируемой газовой смеси, приведенных в п. 16: 0,5 долей от пределов допускаемой основной погрешности.

6. Диапазон времени усреднения показаний газовых каналов, мин :0,5 – 100.

7. Время прогрева, мин, не более: 30.

8. Диапазоны измерений и пределы допускаемой погрешности для измерительных каналов параметров газового потока приведены в таблице 3.

Таблица 3.

Определяемый параметр	Единицы измерений	Диапазон измерений**	Пределы допускаемой погрешности
Температура газовой пробы	°С	минус 30 – 350	$\pm (2,0 + 0,002 t )$ °С (абс.)
Давление/разрежение	кПа	минус 25 - 15	$\pm 1,5 \%$ (привед.)
Объемный расход*	м <sup>3</sup> /ч	80 000– 700 000	$\pm 8 \%$ (отн.)

Примечание: 1. \*расчетное значение в соответствии с документом «Объемный расход дымового газа. Методика измерений комплексом экологического мониторинга за содержанием выбросов в уходящих энергоблоках №№ 6,7,8 филиала Невинномысская ГРЭС ОАО «Энел ОГК-5» (КЭМ блоков № 6, 7, 8 Невинномысская ГРЭС).» Свидетельство об аттестации МИ № 01.00257-2013/120013-14 от 18.06.2014 г., выданное ФГУП «ВНИИР» (г.Казань) при скорости газового потока от 0,05 до 40 м/с.  
2\*\* диапазон показаний по каналу объемного расхода составляет 0– 700 000 м<sup>3</sup>/ч.  
3. Номинальная цена единицы наименьшего разряда измерительных каналов: температуры 0,1 °С, давления 0,1 кПа, расхода 1 м<sup>3</sup>/ч.

9. Напряжение питания от сети переменного тока частотой (50±1) Гц: (230±23) В.

10. Габаритные размеры, масса и потребляемая электрическая мощность (контейнер) приведены в таблице 4.

Таблица 4. Габаритные размеры, масса и потребляемая электрическая мощность (контейнеров)

Габаритные размеры, мм, не более	Масса, кг, не более	Потребляемая мощность, В×А, не более
длина 4000 ширина 2200 высота 2500	3500	10900

11 Средняя наработка на отказ (при доверительной вероятности  $P=0,95$ ): 24000 часов.

12 Срок службы комплекса, лет, не менее: 8.

13. Условия окружающей среды:

- температура – от минус 40 °С до 40 °С;
- атмосферное давление – от 84 до 106,7 кПа;

- относительная влажность - от 30 % до 98 % при температуре 35 °С и (или) более низких температурах (без конденсации влаги).

14 Условия эксплуатации газоанализаторов (внутри контейнеров):

- диапазон температуры: от 5 °С до 35 °С;
- диапазон относительной влажности (без конденсации влаги) до 95 %;
- диапазон атмосферного давления от 84 до 106,7 кПа.

15 Параметры анализируемого газа на входе пробоотборного зонда:

диапазоны - в соответствии с указанными в таблицах 1 и 2.

Примечание: Перекрестная чувствительность для определяемых компонентов скомпенсирована введением поправок.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на переднюю панель комплекса и на титульный лист Руководства по эксплуатации.

### Комплектность средства измерений

В комплектность поставки приведена в таблице 5.

Таблица 5.

№ п/п	Наименование, изготовитель	Кол -во	Примечание
<b>Комплекс КЭМ (зав. № 242) в составе:</b>			
1.1	Термопреобразователь сопротивления платиновый Метран 226	24	
1.2	Датчик давления Метран-150CG2(-25..15кПа)	6	
1.3	Расходомер газа ультразвуковой FLOWSICK 100M	6	
1.4	Газоанализатор SWG -300 фирмы MRU GmbH	6	
1.5	Газоанализатор LDS6 (3 канала измерения H2O) фирмы Siemens	2	
1.6	Измеритель-регулятор ТРМ138 производства ООО "Производственное объединение Овен"	12	
1.7	Шкаф 06BLX01, ООО "Энрима"	1	
1.8	Шкаф 06CFQ01, ООО "Энрима"	1	
1.9	Шкаф 07BLX01, ООО "Энрима"	1	
1.10	Шкаф 07CFQ01, ООО "Энрима"	1	
1.11	Шкаф 07CRA01, ООО "Энрима"	1	
1.12	Шкаф 07СКЕ01, ООО "Энрима"	1	
1.13	Шкаф 08BLX01, ООО "Энрима"	1	
1.14	Шкаф 08CFQ01, ООО "Энрима"	1	
1.15	Контейнер специализированный, ООО "Энрима"	2	
<b>2</b>	<b>Программное обеспечение</b>		
2.1	Прикладное ПО контроллера, S7_КЕМ v1.0, ООО "Энрима"	1	
2.2	Прикладное ПО АРМ, АРМ S7_КЕМ, ООО "Энрима"	1	
<b>3.</b>	<b>Документация</b>		
3.1.	Руководство по эксплуатации 2242.АТХ.01.ЭД.РЭ	1	
3.2.	Руководство оператора 2242.АТХ.01.01.РО	1	
3.3.	Паспорт формуляр 2242.АТХ.01.ЭД.ПФ	1	
3.4.	Методика поверки МП 242-1834-2014	1	

## **Поверка**

осуществляется по документу МП 242-1834-2014 «Комплекс экологического мониторинга КЭМ за содержанием выбросов в уходящих энергоблоках №№ 6,7,8 филиала Невинномысская ГРЭС ОАО «Энел ОГК-5» (КЭМ блоков №№ 6, 7, 8 Невинномысская ГРЭС). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 29 декабря 2014 г.

Основные средства поверки:

- 1) для каналов измерений газов и влаги:
  - стандартные образцы состава - газовые смеси в баллонах под давлением по ТУ 6-16-2956-92;
  - поверочный нулевой газ (ПНГ) – воздух в баллонах под давлением по ТУ6-21-5-82 или азот газообразный в баллонах под давлением по ГОСТ 9293-74.
  - генератор влажности "Родник-4М", пределы допускаемой относительной погрешности ПГС  $\pm (1,5 - 2,5) \%$ , 4215-057-14464306-2011.ТУ.
  
- 2) для измерительных каналов параметров газового потока: и отбора проб:
  - калибратор температуры DBC модели 150-ТС с диапазоном воспроизводимых температур от минус 20 до 150 °С и модели 650-ТС с диапазоном воспроизводимых температур от 50 до 650 °С (№ 26617-04 в Госреестре РФ);
  - аэродинамическая установка, диапазон измерений скорости воздушного потока 4 – 40 м/с,  $d_0 = 1 \%$ .
  - калибратор давления пневматический Метран-505 Воздух-1 (№ 42701-09 в Госреестре СИ РФ), с блоком опорного давления, диапазон измерений от 2 до 25 кПа, пределы допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,015 \%$ .
  - Калибратор многофункциональный портативный Метран 510-ПКМ (№ 26044-07 в Госреестре СИ РФ).

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

методика измерений приведена в документе «Комплекс экологического мониторинга КЭМ за содержанием выбросов в уходящих энергоблоках №№ 6,7,8 филиала Невинномысская ГРЭС ОАО «Энел Россия». Руководство по эксплуатации.

## **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к комплексу экологического мониторинга КЭМ за содержанием выбросов в уходящих энергоблоках №№ 6,7,8 филиала Невинномысская ГРЭС ОАО «Энел Россия» (КЭМ блоков №№ 6, 7, 8 Невинномысская ГРЭС)**

1. ГОСТ 8.578-2008 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых средах».
2. ГОСТ Р 50759-95 «Анализаторы газов для контроля промышленных и транспортных выбросов. Общие технические условия».
3. ГОСТ Р ИСО 10396-2006 «Выбросы стационарных источников. Отбор проб при автоматическом определении содержания газов».
4. ОНД-90 «Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы»
5. ГОСТ 17.2.4.02-81 Охрана природы. Атмосфера. «Общие требования к методам определения загрязняющих веществ»
6. Техническая документация изготовителя.



**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

осуществление деятельности в области охраны окружающей среды.

**Изготовитель**

ООО «Энрима»

Юридический адрес: ООО «Энрима»:

614025, Российская федерация, Пермский край, г. Пермь, ул. Хлебозаводская, д.19.

Адрес местонахождения: ООО «Энрима»:

614033, Российская федерация, Пермский край, г. Пермь, ул. Куйбышева, д.118, 5 этаж.

Телефон/факс (342) 249-48-38

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»,

Адрес: 190005, Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19, тел. (812) 251-76-01,

факс: (812) 713-01-14, электронная почта: [info@vniim.ru](mailto:info@vniim.ru).

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30001-10 от 20.12.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.