

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система непрерывного контроля газовых выбросов энергоблока № 5 филиала Рефтинская ГРЭС ПАО «Энел Россия» (СНКГВ блока № 5 Рефтинская ГРЭС)

### Назначение средства измерений

Система непрерывного контроля газовых выбросов энергоблока № 5 филиала Рефтинская ГРЭС ПАО «Энел Россия» (СНКГВ блока № 5 Рефтинская ГРЭС), далее - система СНКГВ, предназначена для:

- непрерывного автоматического измерения массовой концентрации загрязняющих веществ: оксида углерода (CO), оксидов азота NO<sub>x</sub> (в пересчете на NO<sub>2</sub>), диоксида серы (SO<sub>2</sub>), твердых (взвешенных) частиц, а также объемной доли кислорода (O<sub>2</sub>) и диоксида углерода (CO<sub>2</sub>) и параметров (температура, давление/разрежение, скорость, влажность) и вычисления объемного расхода 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 системы 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/разрежения - тензорезистивный.
- 5) скорости газа - перепад давления.
- 6) влаги - по принципу психрометрического измерения влажности газа;
- 7) твердые (взвешенные) частицы - трибоэлектрический.

Система СНКГВ является стационарным изделием и состоит из 2-х уровней:

уровень измерительных комплексов точки измерения (ИК ТИ);

уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК).

В состав СНКГВ входит две точки измерения (ТИ): блок № 5 (газоходы А, Б). Для каждого газохода имеется комплект оборудования, приведенного ниже и расположенного в контейнерах. Комплекты объединены одним ПО (сервером).

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

- газоанализатор SWG300 фирмы «MRU GmbH» (регистрационный номер 56769-14) для измерений объемной доли NO<sub>x</sub> (в пересчете на NO<sub>2</sub>), SO<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, 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, для преобразования NO<sub>2</sub> в NO используется молибденовый конвертер с коэффициентом преобразования не менее 70 %.

- анализатор влажности HYGROPHIL H 4230-10 (регистрационный номер 52827-13);

- термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR (TR10) (регистрационный номер 49519-12);

- преобразователи давления измерительные Cerabar S PMP75 (регистрационный номер 41560-09);

- расходомеры-счетчики Deltator исполнения Deltator DP63D (регистрационный номер 58001-14) с осредняющими трубками и преобразователем дифференциального давления Deltabar S PMD75 (регистрационный номер 41560-09), применяемые в комплекте с прибором вторичным теплоэнергоконтроллером ИМ2300, исполнение ИМ 2300ЦМ1 для вычисления объемного расхода (регистрационный номер 45024-12);

- анализатор аэрозоля Sintrol S300 модификации S304 (регистрационный номер 32424-06), соответствующий ГОСТ Р ИСО 10155-2006 «Автоматический мониторинг массовой концентрации твердых частиц. Характеристики измерительных систем, методы испытаний и технические требования» только при условии градуировки прибора на объекте (для конкретных условий газохода), т.е. прямого соотнесения с референтным гравиметрическим ручным методом по ГОСТ Р ИСО 9096 либо по разработанной методике измерений.

Блок пробоподготовки (с насосом) предназначен для удаления из анализируемой пробы влаги и пыли, охлаждения пробы, в соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 10396-2006 «Выбросы стационарных источников. Отбор проб при автоматическом определении содержания газов».

Газоанализаторы SWG300 и анализаторы влажности HYGROPHIL H 4230-10 размещаются в специализированных контейнерах и подключаются к программно-техническому комплексу ПТК с использованием токового интерфейса 4 - 20 мА.

Аналоговый сигнал от первичных датчиков скорости потока передается на теплоэнергоконтроллер ИМ2300, исполнение ИМ 2300ЦМ1, который входит в состав расходомера-счетчика Deltator исполнения Deltator DP63D.

Усреднённый сигнал температуры отходящих газов, а также усредненный сигнал давления/разрежения в газоходе поступают от контроллера системы ПТК на вычислительный блок расходомера-счетчика.

Вычислительный блок производит расчет объемного расхода (с учетом измеренной скорости потока газа и площади сечения газохода), приведенного к 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.

Уровень ИВК обеспечивает автоматический сбор, диагностику и автоматизированную обработку информации по анализу отходящих газов в сечении газохода, автоматизированный сбор и обработку информации, а также обеспечивает интерфейс доступа к этой информации и ее предоставление в существующие АСУ ТП блока № 5.

В состав ИВК входят:

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

ПТК построен на базе резервированных контроллеров Siemens SIMATIC S7-300, которые обеспечивают сбор данных со средств измерений по токовому интерфейсу 4-20мА, архивирование данных, передачу этой информации на АРМ и РСУ Блока №5.

В составе СНКГВ установлены два АРМ на базе промышленного компьютера SIEMENS SIMATIC IPC547D:

- АРМ ССОД совмещают функции АРМ оператора и АРМ инженера;
- АРМ ЦУСД - центральное устройство сбора данных.

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

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 системы.

Измерительные каналы системы заканчиваются средствами представления информации:

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

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

Внешний вид СНКГВ (контейнер) приведен на рисунке 1, вид внутри - на рисунке 2.



Рисунок 1 - Внешний вид контейнера



Рисунок 2 - Вид системы внутри контейнера



*Место нанесения знака поверки*

Рисунок 3 - Место нанесения знака поверки на табличку системы

### Программное обеспечение

Система имеет встроенное и автономное программное обеспечение.

Встроенное программное обеспечение (контроллера) осуществляет функции:

- прием, регистрация данных о параметрах отходящего газа;

Автономное ПО (АРМ) осуществляет функции

- отображение на экране АРМ измеренных мгновенных значений массовой концентрации  $NO_x$  (в пересчете на  $NO_2$ ),  $SO_2$ ,  $CO$  и твердых (взвешенных) частиц, объемной доли  $O_2$ ,  $CO_2$  температуры и объемного расхода газового потока, приведение значений к нормальным условиям;

- автоматический расчет массового выброса (г/с) загрязняющих веществ - оксида углерода ( $CO$ ), оксидов азота  $NO_x$  (в пересчете на  $NO_2$ ), диоксида серы ( $SO_2$ ), твердых (взвешенных) частиц;

- введение архивов данных измеренных значений (массовой концентрации  $NO_x$  (в пересчете на  $NO_2$ ),  $SO_2$  и  $CO$ , объемной доли  $O_2$ ,  $CO_2$ , температуры и объемного расхода газового потока) и расчетных значений (массовых выбросов загрязняющих веществ) с усреднением в 1 секунду, и 20 минутных значений;

- автоматическое формирование суточного отчета на основе 20-ти минутных значений;

- формирование месячного, квартального и годового отчета на основе 20-ти минутных значений по запросу пользователя;

- 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;

- вывод на печать по запросу необходимой оперативной или архивной информации;

- выполнение разработанных оперативных и неоперативных прикладных программ;

- поддержка многопользовательского, многозадачного непрерывного режима работы в реальном времени;

- регистрация и документирование событий, ведение оперативной БД параметров режима, обновляемой в темпе процесса;

- контроль состояния объектов управления и значений параметров, формирование предупреждающих и аварийных сигналов;
- дополнительная обработка информации, расчеты, автоматическое формирование отчетов и сохранением их на жесткий диск АРМ;
- обмен данными между смежными системами;
- автоматическая самодиагностика состояния технических средств, устройств связи;
- выполнение функций системного обслуживания - администрирование СНКГВ (контроль и управление полномочиями пользователей, переконфигурирование при модернизации системы).

Система имеет 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_CEMS2	АРМ_CEMS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже v1.1	Не ниже v1.1
Цифровой идентификатор ПО	58040882 <sup>1)</sup> 3801D7AO <sup>2)</sup>	4e7bb36e <sup>1)</sup>
Алгоритм получения цифрового идентификатора	CRC32	CRC32
Примечание: 1) Значение контрольной суммы, указанное в таблице, относится только к файлам ПО указанной версии 2) Контрольные суммы для встроенного ПО S7_CEMS2 рассчитываются по двум модулям.		

### Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики для газоаналитических каналов приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2

Определяемые компоненты	Диапазоны измерений <sup>1)</sup>		Пределы допускаемой основной погрешности		Номинальная цена единицы наименьшего разряда
	объемной доли	массовой концентрации, мг/м <sup>3</sup>	абсолютной, Δ	относительной, δ, %	
1	2	3	4	5	6
Оксиды азота NO <sub>x</sub> (в пересчете на NO <sub>2</sub> )	от 0 до 250 млн <sup>-1</sup> (ppm) включ.	от 0 до 513 включ.	±20 млн <sup>-1</sup> (ppm)	-	1 млн <sup>-1</sup> (ppm)
	св. 250 до 1000 млн <sup>-1</sup> (ppm)	св. 513 до 2050	-	±8	
Оксид углерода (CO)	от 0 до 100 млн <sup>-1</sup> (ppm) включ.	от 0 до 126 включ.	±5 млн <sup>-1</sup> (ppm)	-	1 млн <sup>-1</sup> (ppm)
	св. 100 до 200 млн <sup>-1</sup> (ppm)	св. 126 до 252	-	±5	
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	от 0 до 2 % включ.	-	±0,2 %	-	0,01 %
	св. 2 до 20 %	-	-	±10	
Диоксид серы (SO <sub>2</sub> )	от 0 до 250 млн <sup>-1</sup> (ppm) включ.	от 0 до 715 включ.	±20	-	1
	св. 250 до 1000 млн <sup>-1</sup> (ppm)	св. 715 до 2860	-	±8	
Кислород (O <sub>2</sub> )	от 0 до 21 %	-	± 0,2 %	-	0,01 %
Влага (H <sub>2</sub> O)	от 2 до 40 %	-	-	±2 %	0,1 %
Твердые (взвешенные) частицы <sup>2)</sup>	-	от 0 до 5 включ.	±25 % (приведенная к верхнему значению поддиапазона измерений)	-	0,1 мг/м <sup>3</sup>
	-	св. 5 до 150 включ.	-	±25	

Примечания:

1) 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<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) При условии градуировки анализатора пыли, установленным на объекте, в соответствии с ГОСТ Р ИСО 9096 «Выбросы стационарных источников. Определение массовой концентрации твердых частиц ручным гравиметрическим методом»

Таблица 3

Параметр	Значение
Предел допускаемой вариации показаний, в долях от предела допускаемой основной погрешности	0,5
Предел допускаемого изменения выходного сигнала за 24 ч непрерывной работы, в долях от предела допускаемой основной погрешности	0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности при изменении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от номинального значения температуры 20 °С в пределах рабочих условий, в долях от предела допускаемой основной погрешности	±0,5
Предел суммарной дополнительной погрешности от влияния неизмеряемых компонентов в анализируемой газовой смеси, приведенных в п. 16, в долях от предела допускаемой основной погрешности*	0,5
Диапазон времени усреднения показаний, мин	от 0,5 до 100
Примечание: * Перекрестная чувствительность для определяемых компонентов скомпенсирована введением поправок	

Метрологические характеристики для измерительных каналов параметров газового потока приведены в таблице 4.

Таблица 4

Определяемый параметр <sup>2)</sup>	Единицы измерений	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
Температура газовой пробы	°С	от - 50 до + 400	±(2,0 + 0,002 t ) °С (абс.)
Давление/разрежение	кПа	от - 15 до + 5	±1,5 % (привед.)
Объемный расход <sup>1)</sup>	м <sup>3</sup> /ч	от 3×10 <sup>2</sup> до 1×10 <sup>6</sup>	±10 % (отн.)
Примечания: 1) расчетное значение при скорости газового потока от 0,3 до 40 м/с. 2) Номинальная цена единицы наименьшего разряда измерительных каналов: температуры 0,1 °С, давления 0,1 кПа, расхода 1 м <sup>3</sup> /ч.			

Технические характеристики приведены в таблице 5.

Таблица 5

Параметр	Значение
Время прогрева, мин, не более	30
Напряжение питания от сети переменного тока частотой (50±1) Гц, В	230±23
Габаритные размеры, мм, не более	
длина	6110
ширина	2380
высота	2630
Масса, кг, не более	4000

Параметр	Значение
Потребляемая мощность, В·А, не более	24700
Средняя наработка на отказ (при доверительной вероятности P=0,95), ч	24000
Средний срок службы, лет, не менее	10
Условия окружающей среды диапазон температуры, °С диапазон атмосферного давления, кПа относительная влажность (при температуре +35 °С и (или) более низких температурах (без конденсации влаги)), %	от -40 до +40 от 84,0 до 106,7; от 30 до 98
Условия эксплуатации (внутри контейнеров) диапазон температуры, °С относительная влажность (без конденсации влаги), % диапазон атмосферного давления, кПа	от +5 до +35 до 95 от 84,0 до 106,7
Параметры анализируемого газа на входе пробоотборного зонда	Диапазоны - в соответствии с указанными в таблицах 2 и 4

#### Знак утверждения типа

наносится на табличку системы внутри контейнера или на титульный лист Руководства по эксплуатации.

#### Комплектность средства измерений

Комплектность поставки приведена в таблице 6.

Таблица 6

Наименование	Количество
<b>Оборудование</b>	
Термопреобразователь сопротивления платиновый TR10 фирма "Endress+Hauser Wetzer GmbH + Co. KG"	6 шт.
Преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP75 Фирма "Endress+Hauser Wetzer GmbH + Co. KG"	4 шт.
Первичный преобразователь DP63D для системы измерения расхода Deltator Фирма "Endress+Hauser Wetzer GmbH + Co. KG"	2 шт.
Преобразователь дифференциального давления Deltabar S PMD75 фирма "Endress+Hauser Wetzer GmbH + Co. KG"	2 шт.
Газоанализатор SWG -300 фирмы MRU GmbH	2 шт.
Анализатор аэрозоля S304 фирмы Sintrol Oy	2 шт.
Анализатор влажности Hygrophil 4230-10 фирмы Bartec GmbH	2 шт.
Шкаф приборов 05CFQ01, производства ООО "Энрима"	1 шт.
Шкаф ПТК 05CRA01, ООО "Энрима"	1 шт.
Шкаф АРМ 05СКЕ01, ООО "Энрима"	1 шт.
Шкаф АРМ 05СКЕ02, ООО "Энрима"	1 шт.
Шкаф АВР 05BLX01, ООО "Энрима"	1 шт.
Шкаф пневматики 05HNA00GH005, ООО "Энрима"	1 шт.
Шкаф пневматики 05HNA00GH006, ООО "Энрима"	1 шт.
Панель пневматики, ООО "Энрима"	1 шт.
Контейнер специализированный, производства ООО "Энрима"	1 шт.



Наименование	Количество
Программное обеспечение	
Встроенное ПО контроллера, S7_SEMS2 v1.1, ООО "Энрима"	1 экз.
Автономное ПО АРМ, АРМ_SEMS v1.1, ООО "Энрима"	1 экз.
Документация	
Руководство по эксплуатации 2207.АТХ.01.ЭД.РЭ	1 экз.
Руководство оператора 2207.АТХ.01.ЭД.РО	1 экз.
Паспорт формуляр 2207.АТХ.01.ЭД.ПФ	1 экз.
Методика поверки МП-242-2053-2016	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП-242-2053-2016 «Система непрерывного контроля газовых выбросов энергоблока № 5 филиала Рефтинская ГРЭС ПАО «Энел Россия» (СНКГВ блока № 5 Рефтинская ГРЭС). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 17 октября 2016 г.

Основные средства поверки:

- 1) для газоаналитических каналов и канала объемной доли паров воды:
  - стандартные образцы состава - газовые смеси в баллонах под давлением CO/N<sub>2</sub> (ГСО 10240-2013), O<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> (ГСО 10253-2013), NO/N<sub>2</sub> (ГСО 10323-2013), NO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> (ГСО 10331-2013), SO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> (ГСО 10342-2013), CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> (ГСО 10241-2013);
  - генератор влажного газа эталонный «Родник-4М», пределы допускаемой относительной погрешности ПГС ±(1,5 - 2,5) %, (регистрационный номер № 48286-11)
- 2) для измерительных каналов параметров газового потока:
  - калибратор температуры КТ-1 с диапазоном воспроизводимых температур от минус 20 до 110 °С (регистрационный номер № 29228-11)
  - калибратор температуры КТ-2 с диапазоном воспроизводимых температур от 40 до 500 °С (регистрационный номер № 28811-12)
  - аэродинамическая установка, диапазон измерений скорости воздушного потока 4 - 40 м/с, δ<sub>0</sub> = 1 %.
  - калибратор давления пневматический Метран-505 Воздух-1 (регистрационный № 42701-09), с блоком опорного давления, диапазон измерений от 2 до 25 кПа, пределы допускаемой относительной погрешности ±0,015 %.
  - калибратор многофункциональный портативный Метран 510-ПКМ (регистрационный № 26044-07).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на табличку системы внутри контейнера или на свидетельство о поверке на систему.

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

### Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе непрерывного контроля газовых выбросов энергоблока № 5 филиала Рефтинская ГРЭС ПАО «Энел Россия» (СНКГВ блока №5 Рефтинская ГРЭС)

1 Приказ Минприроды России № 425 от 07.12.2012 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений и выполняемых при осуществлении деятельности в области охраны окружающей среды, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений»

2 ГОСТ Р 50759-95 «Анализаторы газов для контроля промышленных и транспортных выбросов. Общие технические условия».

3 ГОСТ Р ИСО 10396-2012 «Выбросы стационарных источников. Отбор проб при автоматическом определении содержания газов».

4 ГОСТ 8.578-2014 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых средах».

5 ГОСТ 17.2.4.02-81 Охрана природы. Атмосфера. «Общие требования к методам определения загрязняющих веществ»

6 Техническая документация изготовителя.

#### **Изготовитель**

ООО «Энрима»

ИНН 5904194133

Юридический адрес: 614017, Российская федерация, Пермский край, город Пермь, улица Уральская, дом 93

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

Телефон/факс (342) 249-48-38

#### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

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

<http://www.vniim.ru>

E-mail: [info@vniim.ru](mailto:info@vniim.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311541 от 23.03.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.