



SMA

Superintendencia del Medio Ambiente
Gobierno de Chile

ANEXO N°1

**INSTRUCTIVO PARA LA CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES CON SISTEMAS DE MONITOREO
CONTINUO DE EMISIONES (CEMS) Y METODOS ALTERNATIVOS**

Alternativas 1, 2 y 3

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	2
2.	OBJETIVOS	2
3.	ALCANCE.....	2
4.	DEFINICIONES.....	2
5.	ALTERNATIVAS DE CUANTIFICACIÓN BASADAS EN CEMS Y/O MONITOREOS ALTERNATIVOS	2
5.1.	ALTERNATIVA 1: MEDICIÓN CONTINUA CON CEMS VALIDADO	2
5.2.	ALTERNATIVA 2: METODOS ALTERNATIVOS.....	3
5.3.	ALTERNATIVA 3: MEDICIÓN CONTINUA CON CEMS NO VALIDADO.....	3
6.	MEDICIÓN CONTINUA.....	3
6.1.	METODOLOGÍA DE MEDICIÓN	3
6.1.1.	Instalación CEMS.....	3
6.1.2.	Validación CEMS	4
6.1.3.	Operación CEMS	4
6.2.	PARAMETROS ADICIONALES A MEDIR.....	4
6.2.1.	Flujo	4
6.2.2.	Humedad.....	4
6.2.3.	Variables auxiliares	5
6.3.	FUENTES CON CHIMENEA BYPASS.....	5
6.4.	METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA EMISIÓN ANUAL.....	6
7.	METODOS ALTERNATIVOS (D.S. 13/2011 MMA)	8
7.1.	METODOLOGÍA DE CUANTIFICACIÓN.....	8
7.1.1.	Validación del Método Alternativo.....	8
7.1.2.	Implementación de Métodos Alternativos	8
7.2.	PARAMETROS ADICIONALES A MEDIR.....	10
7.3.	METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA LA EMISIÓN ANUAL.....	11
8.	REPORTABILIDAD	11
8.1.	MEDICIÓN CON CEMS.....	11
8.2.	CUANTIFICACIÓN CON MÉTODOS ALTERNATIVOS.....	12
9.	CONTENIDOS MÍNIMOS DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA.....	12

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde al Anexo N°1 del “Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley n° 20.780”, que regula la forma y modo de cuantificar las emisiones requeridas para la aplicación del impuesto a las emisiones de fuentes fijas, que grava las emisiones al aire de Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno (NOx), Dióxido de Azufre (SO₂) y Dióxido de Carbono (CO₂) conforme lo dispuesto en el Artículo N° 8 de la Ley N° 20.780.

Específicamente, el presente Anexo regula el procedimiento técnico de cuantificación de las emisiones anuales a través de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) y métodos alternativos. En este procedimiento técnico se abordan los requisitos necesarios para la correcta implementación de las alternativas 1 a la 3, definidas en el Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley N° 20.780.

2. OBJETIVOS

El presente Anexo tiene como objetivo establecer las metodologías y requisitos mínimos necesarios para la cuantificación de la emisión mediante la instalación y operación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) o utilización de métodos alternativos.

3. ALCANCE

El siguiente Anexo aplica a los establecimientos afectos al impuesto del artículo 8° de la Ley N° 20.780 (impuesto verde) que opten por cuantificar sus emisiones en toneladas anuales mediante la instalación y operación de CEMS, o aquellas Unidades de Generación Eléctrica (UGE) que cuantifiquen sus emisiones mediante métodos alternativos.

Las directrices contenidas en el presente documento son de aplicación exclusiva para la cuantificación de las emisiones en el marco de la implementación del impuesto verde y por lo tanto no modifican, ni sustituyen otras instrucciones u órdenes dictadas por esta Superintendencia asociadas al cumplimiento normativo o de algún otro tipo de ICA.

4. DEFINICIONES

Para efectos de este protocolo, se considerarán las definiciones establecidas en el Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley N° 20.780 y las presentes en los respectivos anexos que integran la citada instrucción, así mismo serán aplicables las del Instructivo para validación, aseguramiento y control de calidad de sistemas de monitoreo continuo de emisiones “CEMS”, y el Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA. Cualquier modificación o sustitución de las instrucciones mencionadas se entenderán incorporadas en el presente instructivo.

5. ALTERNATIVAS DE CUANTIFICACIÓN BASADAS EN CEMS Y/O MONITOREOS ALTERNATIVOS

A continuación se detallan las alternativas de cuantificación para monitoreo continuo y alternativo, este último, exclusivo para unidades de generación eléctrica (UGE) afectas al D.S. 13/2011 MMA.

5.1. ALTERNATIVA 1: MEDICIÓN CONTINUA CON CEMS VALIDADO

Corresponde a la medición de las emisiones gravadas por impuesto verde, a través de un sistema de monitoreo continuo (CEMS) validado. Para esto deberá dar cumplimiento a lo siguiente:

- Contar con un CEMS instalado y validado, para el o los contaminantes gravados por el impuesto.
- Realizar mantenimiento y pruebas de aseguramiento de calidad (QA/QC) al CEMS que utilizará para la cuantificación de emisiones gravadas por el impuesto.
- Contar con un CEMS de flujo instalado y validado.

El detalle se presenta en el punto 6.

5.2. ALTERNATIVA 2: METODOS ALTERNATIVOS

Esta alternativa corresponde a los métodos de cuantificación de emisiones, para unidades de generación eléctrica afectas al D.S. 13/2011 MMA, que califican para el uso de las respectivas metodologías, debido a la imposibilidad de instalar y mantener un CEMS.

Estos métodos se basan en los combustibles utilizados, y las horas de funcionamiento principalmente. El detalle se presenta en el punto 7.

5.3. ALTERNATIVA 3: MEDICIÓN CONTINUA CON CEMS NO VALIDADO

Bajo ciertas condiciones, es posible utilizar un CEMS, para medir las emisiones afectas a impuesto, sin que este esté validado (Ver tabla 2 y 3 del Instructivo para validación, aseguramiento y control de calidad de sistemas de monitoreo continuo de emisiones “CEMS”). Para esto deberá dar cumplimiento a lo siguiente:

- Contar con un CEMS instalado, para el o los contaminantes gravados por el impuesto.
- Realizar mantenimiento y pruebas de aseguramiento de calidad (QA/QC), según corresponda, al CEMS que utilizará para la cuantificación de emisiones gravadas por el impuesto.
- Contar con un CEMS de flujo instalado y validado.

El detalle de las metodologías de cuantificación continua, se presenta en el punto siguiente.

6. MEDICIÓN CONTINUA

Para las alternativas 1 y 3, se tiene lo siguiente:

6.1. METODOLOGÍA DE MEDICIÓN

La metodología de medición con CEMS consiste en el registro continuo de las concentraciones mediante la instalación de sondas en la chimenea de evacuación de gases, para tomar muestras, las que luego son transportadas a un acondicionador y posteriormente a un analizador que cuantifica las concentraciones de los parámetros para los cuales el CEMS fue diseñado. De esta forma, en términos generales, la cuantificación de la emisión anual se obtendrá como la suma de las emisiones registradas durante un año calendario.

La utilización de un CEMS para cuantificar las emisiones de los distintos parámetros afectos al impuesto verde requiere seguir una serie de procedimientos que permitan garantizar la confiabilidad de los datos medidos, los que pueden agruparse en los siguientes aspectos: instalación del CEMS, validación del CEMS¹ y operación del mismo, todos los cuales han sido abordados, por la Superintendencia del Medio Ambiente mediante un instructivo afín. En este contexto, a continuación se resumen las principales materias a ser consideradas para la medición con CEMS, referenciando los documentos técnicos que entregan los detalles específicos a implementar.

6.1.1. Instalación CEMS

Los principales requisitos para la instalación del CEMS dicen relación con la ubicación de las sondas o sensores en la chimenea y las especificaciones de los distintos componentes del CEMS (sonda de muestreo, línea de muestreo, sistema de acondicionamiento, analizadores, entre otros). Dichos aspectos son abordados en Instructivo para validación, aseguramiento y control de calidad de sistemas de monitoreo continuo de emisiones “CEMS”.

¹ No requerido para la alternativa 3, respecto a las concentraciones, pero sí para el flujo. Ver Tabla 2 Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley N° 20.780.

6.1.2. Validación CEMS

Para la alternativa 1, el CEMS deberá ser validado, previo a su uso como método de cuantificación de las emisiones. Para esto deberán seguirse las directrices técnicas establecidas en el Instructivo para validación, aseguramiento y control de calidad de sistemas de monitoreo continuo de emisiones “CEMS”

Para la alternativa 3, el CEMS de SO₂ podrá utilizarse sin pasar por el proceso de validación, pero deberá mantener los criterios de mantención y pruebas de aseguramiento de calidad, según corresponda.

6.1.3. Operación CEMS

Tanto la alternativa 1, como la 3, deberán dar cumplimiento a los criterios de aseguramiento de calidad (QA/QC), establecidos en el Instructivo para validación, aseguramiento y control de calidad de sistemas de monitoreo continuo de emisiones “CEMS”.

6.2. PARAMETROS ADICIONALES A MEDIR

Para efectos de calcular el impuesto verde, se deben obtener las emisiones gravadas en unidades de “toneladas/año” (ton/año), luego se requiere medir algunos parámetros adicionales que permitan llevar los valores de concentración obtenidos del CEMS (ppm) a las unidades anteriormente señaladas.

Para lo anterior, el establecimiento deberá cuantificar en forma complementaria parámetros adicionales, como flujo, humedad, y otras variables auxiliares.

6.2.1. Flujo

Para utilizar las concentraciones medidas, el establecimiento deberá medir el parámetro flujo a partir de un CEMS debidamente validado y con resolución vigente ante la SMA, a fin de obtener la emisión horaria. Los valores obtenidos por este CEMS deberán ser normalizadas² en unidades “Nm³/h”.

6.2.2. Humedad

Para los CEMS que midan las emisiones en base húmeda, se deberá determinar el parámetro humedad, a fin de llevar los valores de concentración a unidades en base seca.

Para efectos de cuantificar la humedad, el establecimiento podrá optar por cualquiera de las alternativas especificadas en la sección 5.5 del Instructivo para Validación, Aseguramiento y Control de Calidad de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones CEMS, considerando una de las siguientes alternativas:

- ✓ Medir con CEMS de Humedad debidamente validado.
- ✓ Medir con CEMS de O₂ validados, capaces de medir en base seca y húmeda.
- ✓ Utilizar un valor específico de referencia (por defecto) de humedad del combustible utilizado en el proceso de combustión, obtenido a partir de resultados analíticos que den cuenta del valor de humedad de referencia.
- ✓ Usar un valor de referencia de humedad previa aprobación de la Superintendencia del Medio Ambiente, demostrando que ese valor es constante durante la operación de la fuente. Se podrán considerar valores históricos (últimos tres años) obtenidos a partir de métodos de referencia (CH-4) realizados por laboratorios autorizados para dichos efectos. O bien, realizar una medición de humedad actual bajo el método CH-4 ejecutado por una ETFA.
- ✓ Otra opción a considerar será un sensor de humedad calibrado de acuerdo a las especificaciones técnicas que establezca el fabricante del equipo.

² El valor normalizado “N” corresponde a 25°C y 1 atm. El valor deberá ser en base seca y sin corrección por O₂.

6.2.3. Variables auxiliares

La cuantificación de la emisión anual afecta al pago del impuesto, será determinada como la suma de las emisiones horarias registradas por el CEMS en todas las horas de funcionamiento de la fuente, excluyendo los registros cuando la fuente se encuentre detenida (sin consumo de combustible y sin generación eléctrica u otro parámetro equivalente, para las no generadoras). En base a lo anterior, es necesario que en conjunto con la concentración y flujo horario, medidos; se registren parámetros operacionales en base horaria, que permitan justificar los períodos en que la fuente emisora se encuentre detenida. Algunos parámetros operacionales que podrían ser representativos del funcionamiento de la fuente corresponden a la potencia de funcionamiento, producción de vapor, consumo de combustible, temperatura, entre otros.

6.3. FUENTES CON CHIMENEA BYPASS

Siempre que una porción de gas de combustión proveniente de una unidad pueda ser redirigida a través de una chimenea bypass, el titular de la fuente deberá optar por utilizar uno de los siguientes criterios, para efectos de reportar las emisiones horarias generadas por la chimenea Bypass:

- (I) Instalar, validar, operar y mantener por separado un CEMS de gases, MP y un sistema de monitoreo de flujo en la chimenea principal y en la chimenea de Bypass y calcular emisiones en masa de los parámetros medidos de la unidad como la suma de las emisiones de las dos chimeneas.
- (II) Monitorear las emisiones en masa en la chimenea principal usando un CEMS de gases, MP y un CEMS de flujo y en la chimenea de Bypass utilizar los respectivos métodos de referencia para medir gases, la tasa e flujo y calcular las emisiones de masa de los gases de la unidad como la suma de las emisiones registradas por el sistema de monitoreo instalado en la chimenea principal y las emisiones medidas por el método de referencia.
- (III) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de gases, MP y un sistema de monitoreo de flujo sólo en la chimenea principal. Si se elige esta opción, se deberá informar los siguientes valores para cada hora durante el cual las emisiones pasan a través de la chimenea de Bypass: concentración máxima potencial de SO₂ de acuerdo al punto 2.1.1.1 del apéndice A de la parte 75 o, en su caso, concentración del SO₂ medida por un monitor certificado situado en la entrada del dispositivo de control y el valor de la tasa de flujo volumétrica por hora.
- (IV) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de gases, MP y un sistema de monitoreo de flujo sólo en la chimenea principal y en la chimenea Bypass se deberá informar para cada hora durante el cual las emisiones pasan a través de la chimenea Bypass, el valor promedio que resulte de las 9 o 15 corridas de medición realizadas durante la ejecución del último ensayo de Exactitud Relativa o Ensayo de Correlación (según corresponda) que haya sido ejecutado al CEMS de la chimenea Principal. Este valor promedio, podrá ser utilizado como un valor de concentración “por defecto” para ser reportado en cada hora de funcionamiento de la chimenea bypass. Si se requiere reportar un valor de “emisión”, se deberá multiplicar el valor por defecto que se haya obtenido, por un valor histórico de flujo que resulte de la aplicación del respectivo método de referencia considerando una carga mínima sobre el 50% de funcionamiento de la fuente. El valor de flujo deberá ser actualizado a lo menos 1 vez al año.
- (V) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de gases y un sistema de monitoreo de flujo sólo en la chimenea principal y en la chimenea bypass reportar los valores de emisión de acuerdo al uso de los factores de emisión del AP-42 de la US-EPA.
- (VI) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de gases, MP y un sistema de monitoreo de flujo en la chimenea principal y en la chimenea bypass instalar una sonda y cordón umbilical que permita conducir los gases de la chimenea bypass a los analizadores (comunes) de la chimenea principal. Lo anterior, no aplica para CEMS que sean del tipo In Situ. Se deberá cumplir con lo siguiente:
 - a. Realizar una prueba de estratificación en la chimenea Bypass para determinar presencia de flujo ciclónico.
 - b. Si los resultados de esta prueba arrojan una estratificación significativa en la chimenea Bypass se deberá entonces realizar una prueba de Exactitud Relativa (ER) de manera de verificar el punto de muestro de la chimenea Bypass.

- c. Si los resultados de la Exactitud Relativa son favorables se confirmará el punto de muestreo de la chimenea Bypass y con ello el tramo del sistema toma muestra. Por el contrario, si los resultados de la ER son desfavorables, se deberá ubicar otro punto de muestreo en la chimenea Bypass que permita cumplir con el ensayo de ER.
 - d. Por otra parte, si los resultados de la prueba de estratificación indican ausencia de estratificación, entonces bastará con solo realizar una prueba de Error de Linealidad (EL) para verificar el óptimo funcionamiento del sistema toma muestra de la chimenea Bypass.
- (VII) Para el caso en que, por condiciones técnicas debidamente justificadas, no sea posible la medición (continua, discreta u otra) del parámetro flujo, la fuente podrá estimarlo, basándose en metodologías establecidas en el CFR 40³.

6.4. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA EMISION ANUAL

La emisión horaria para cada uno de los parámetros cuantificados mediante el uso de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones, se obtendrá mediante el siguiente procedimiento:

Para el caso del CO₂, de deberá transformar el valor medido como % a ppm antes de proceder con los cálculos. Para ello, se deberá dividir el % de CO₂ obtenido por el valor que corresponde a 1 ppm (1 ppm = 0.0001%), mediante la siguiente relación:

$$C_{CO_2,j}[ppm] = C_{CO_2,j}[\%] * 10.000$$

Para el caso de los CEMS de gases, el valor en “ppm” se deberá normalizar multiplicándolo por el factor de conversión respectivo de cada parámetro que se detalla en la Tabla 1, mientras que para los CEMS de MP se podrán utilizar los valores brutos que entrega el equipo para luego normalizarlos en base a los valores de Presión y Temperatura de salida de los gases de chimenea.

$$C_{i,j}[mg/Nm^3] = C_{i,j}[ppm] * FC_i$$

Donde:

C_{i,j}: Concentración promedio del gas i en la hora j
FC_i: factor de conversión parámetro i

Tabla 1: Factores de Conversión de ppm a mg/Nm³

Parámetro	Factor ⁴
SO ₂	2,617
NO _x	1,881
CO ₂	1,803

En caso de utilizar un CEMS que mida en base húmeda, se deberá corregir la concentración para obtener su equivalente en base seca:

$$C_{i,j}[mg/Nm^3]_{seca} = \frac{C_{i,j}[mg/Nm^3]_{humeda}}{(1 - Bws)}$$

Donde, Bws corresponde al Porcentaje de humedad.

Una vez obtenida la concentración promedio horaria en base seca para cada parámetro en unidades normalizadas, la emisión horaria se determinará mediante la siguiente relación:

$$E_{i,j}[mg/h] = C_{i,j}[mg/Nm^3]_{seca} * F_j[Nm^3/h]_{seca}$$

Donde:

³ U otra metodología EPA o de la UE

⁴ El factor de conversión de ppm a mg/Nm³, corresponde al valor de densidad del contaminante en valores normalizados (25°C y 1 atm)

$E_{i,j}$: Emisión parámetro i en hora j
 F_j : Flujo de gases en hora j

Cabe señalar que el flujo de gases utilizado en la relación anterior debe ser normalizado a unidades de “Nm³/h” (también a 25°C y 1 atm) y en base seca. El valor de flujo en “Nm³/h”, deberá ser obtenido a partir del valor promedio horario en unidades de “m³/h”.

Para obtener la emisión anual en mg/año, se deberán sumar todas los “mg/h” que fueron obtenidos durante las horas de operación de la fuente en el año a evaluar:

$$E_i[mg/año] = \sum_{j=1}^{8760} E_{i,j}[mg/h]$$

Finalmente, la emisión anual debe ser transformada a unidades de toneladas/año:

$$E_{i,j}[ton/año] = \frac{E_{i,j}[mg/año]}{1.000.000.000}$$

Considerando todas las horas donde el consumo de combustible y la generación eléctrica (o un parámetro operacional equivalente), sean distintos de cero.

7. METODOS ALTERNATIVOS (D.S. 13/2011 MMA)

Una unidad generadora eléctrica, afecta al impuesto y al D.S. 13/2011, que además califique (o cuente) para un monitoreo alternativo de sus emisiones, en el marco de dicha norma, deberá utilizar ese método para la cuantificación de sus emisiones afectas al impuesto.

7.1. METODOLOGÍA DE CUANTIFICACIÓN

Las metodologías de cuantificación con métodos alternativos son específicas para cada uno de los métodos incluidos en el Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA, requiriendo la realización de mediciones mediante métodos de referencia, la estimación con factores, la determinación del consumo y de las características de los combustibles, entre otros. En este contexto los parámetros básicos y adicionales a medir y reportar, así como los procedimientos de cuantificación de las emisiones, dependerán de cada alternativa y por lo tanto no son desarrollados en detalle en el presente Anexo.

Las secciones 4 y 5 del Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA, entregan todos los antecedentes necesarios respecto a las variables a cuantificar, metodologías de medición, muestreos y aseguramiento de calidad, entre otros aspectos, asociados a la implementación de los diferentes métodos alternativos considerados.

7.1.1. Validación del Método Alternativo

La metodología para cuantificar la emisión de cada uno los parámetros sujetos a Impuestos (MP, SO₂, NOx y CO₂) será la metodología alternativa que se haya validado ante la Superintendencia del Medio Ambiente, debiendo contar con su respectiva resolución vigente.

La autorización del Método Alternativo a utilizar se deberá realizar de acuerdo a lo establecido en el Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA.

7.1.2. Implementación de Métodos Alternativos

Los métodos alternativos para cuantificar las emisiones de los distintos parámetros requeridos por el Impuesto Verde, corresponden a aquellos establecidos en el Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA (Apéndice D; Apéndice E; LME; Apéndice G; Ecuación F-23 y AP 42). A continuación se indican los principales requisitos para la implementación de cada uno de estos métodos.

a) Método bajo el apéndice D para emisiones de SO₂

El establecimiento que utilice el apéndice D para estimar las emisiones de SO₂ deberá calificar como Caldera o Turbina que opera a base de gas natural y/o petróleo diésel.

La metodología de monitoreo alternativo del apéndice D requiere de:

- Monitoreo continuo de caudal o flujo del combustible.
- Muestreo y análisis periódico de las características del combustible, tales como contenido de azufre, poder calorífico bruto y densidad.

Para la aplicación del método se deberá dar cumplimiento a los Requisitos Generales del Apéndice D establecidos en la sección 5.2. del Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA, en cuanto a:

- Mediciones de Caudal o flujo del combustible.
- Verificación del medidor de flujo de combustible.
- Aseguramiento de calidad.
- Requisitos generales de muestreo y análisis de combustible del apéndice D.
- Cálculos de la tasa de emisión en masa de SO₂.

- Cálculo de la tasa de consumo energético de la unidad
- Valores de azufre, PCB y de densidad para cálculo de emisiones de SO₂
- Requisitos de aseguramiento de calidad del apéndice D.

b) Método bajo el apéndice E para emisiones de NO_x

El establecimiento que utilice el apéndice E para estimar las emisiones de NO_x deberá calificar como Caldera o Turbina que opera a base de gas natural y/o petróleo diésel. Deberá además calificar como unidad Peak según lo definido en la sección 5.1 del Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA.

La metodología de monitoreo alternativo del apéndice E requiere de:

- Construcción de curva de correlación entre tasa de emisión de NO_x y tasa de consumo energético.
- Cuantificación horaria de la tasa de consumo energético.
- Determinación periódica del PCB del combustible

Para la aplicación del método, se deberá dar cumplimiento a los Requisitos Generales del Apéndice E establecidos en la sección 5.3 del Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA, en cuanto a:

- Curva de Correlación del Apéndice E.
- Determinación de las emisiones de NO_x por hora.
- Requisitos de muestreo de combustible del apéndice E.
- Requisitos de aseguramiento de calidad del apéndice E.

c) Método “Low Mass Emission” (LME) para SO₂, NO_x y CO₂

El establecimiento que utilice la Metodología de Emisiones de Baja Masa o “Low Mass Emission” (LME) para estimar las emisiones de SO₂, NO_x y CO₂ deberá calificar como Caldera o Turbina que opera en base a gas natural y/o petróleo diésel y que no emite más de 25 toneladas de SO₂ y 100 toneladas de NO_x anualmente.

La metodología de monitoreo alternativo del apéndice LME requiere de:

- Determinación y uso de factores de emisión.
- Determinación de consumo energético horario, estimado mediante uso de combustible o cómo consumo energético máximo clasificado para cada hora de operación de la unidad.

Para la aplicación del método, se deberá dar cumplimiento a los requisitos generales de la metodología de emisiones de baja masa establecidos en la sección 5.4 del Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA, en cuanto a:

- Cálculo de emisiones y consumo energético para una unidad LME.
- Tasas genéricas y tasas de emisión de referencia específicas de sitio.
- Metodologías para determinar el consumo energético.
- Ecuaciones básicas.
- Tasas de emisión específica de NO_x para unidad LME.
- Tasas de emisión específica de NO_x para el reporte.
- Mantenimiento de registros y de reporte de las unidades LME.
- Aseguramiento de calidad para las unidades LME.

d) Método bajo el apéndice F para emisiones de SO₂

El establecimiento que utilice la ecuación F-23 de acuerdo a lo establecido en el apéndice F de la parte 75 para estimar las emisiones de SO₂, deberá calificar como Caldera o Turbina que opera a base de combustible de muy bajo contenido de azufre.

Para la aplicación del método, se deberá dar cumplimiento a los Requisitos Generales de la ecuación F-23 establecidos en la sección 5.5 del Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA, en cuanto a:

- Determinación de la tasa de combustible específica de la emisión de SO₂ de referencia y mediciones horarias de la tasa de consumo energético de la unidad.
- Disponer de un monitor de flujo y un monitor de CO₂ u O₂ para determinar la tasa de cada hora de emisión de SO₂.

e) Método bajo el apéndice G para emisiones de CO₂

El establecimiento que utilice el apéndice G para estimar las emisiones de CO₂ deberá calificar como Caldera o Turbina que opera a base de gas natural y/o petróleo diésel.

Para la aplicación del método, se deberá dar cumplimiento a los Requisitos Generales del Apéndice G establecidos en la sección 5.6 del Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA, en cuanto a:

- Las emisiones de CO₂ diarias se deberán calcular de los expedientes de la compañía, del uso del combustible y de los resultados del muestreo y del análisis periódico del combustible.
- Se deberá disponer de medidores de flujo de combustible (flujómetros) certificados en conjunto con los “F-factor” basados en el carbono específico del combustible.

f) Monitoreo de Material Particulado (MP)

El establecimiento podrá estimar las emisiones de MP a través de cualquiera de los métodos establecidos en la sección 5.7 del Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA, en cuanto a:

- Uso de factores de emisión basados en el AP-42 de la US-EPA.
- Realizar mediciones isocinéticas de acuerdo los métodos de referencia CH-5 o método 17 de la US-EPA.
- Otros métodos alternativos para medir MP que sean basados en metodologías EPA que el establecimiento podrá proponer a la SMA para su evaluación.

7.2. PARAMETROS ADICIONALES A MEDIR

Al igual que la cuantificación a través de CEMS, donde se requiere la medición de parámetros adicionales tales como la Humedad y Flujo, los Métodos Alternativos también requieren de la medición de ciertos parámetros necesarios para determinar la emisión anual requerida. Como se mencionó, los parámetros adicionales específicos a medir dependerán de cada uno de los métodos alternativos listados en la sección 7.1.

De acuerdo al Método Alternativo que sea utilizado, y a modo de resumen, algunos de los parámetros que comúnmente deben ser cuantificados corresponden a:

- Flujo de combustible.
- Muestreo periódico de las características del combustible tales como, contenido de azufre, poder calorífico bruto, densidad.
- Tasa de consumo energético.
- Potencia de funcionamiento, entre otros.

Los parámetros adicionales a medir, así como los requisitos específicos de cada método alternativo, se establecen en detalle en el Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA.

En relación al uso de flujómetros, el titular del establecimiento deberá demostrar el correcto funcionamiento de su o sus instrumentos, basándose en las siguientes alternativas (todas estas deberán realizarse con una frecuencia mínima de dos años):

- Realizar pruebas de exactitud de cada medidor de flujo de combustible.
- Procedimientos normalizados de revisión de equipos, realizando calibraciones y ajustes conforme a diversas normas aplicadas a la mantención de estos instrumentos, que permitan verificar el correcto funcionamiento del equipo.
- Realizar contrastes directos o indirectos del instrumento medidor de flujo de combustible, con un instrumento patrón. Esto deberá ser realizado por una entidad externa, pudiendo ser referida a los parámetros del certificado de origen o a una calibración realizada por un laboratorio acreditado.
- Presentar en su propuesta de cuantificación, otras formas respaldadas técnicamente de asegurar el correcto funcionamiento de sus instrumentos.

7.3. METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA LA EMISIÓN ANUAL

La metodología específica para cuantificar la emisión horaria y el acumulado anual para cada parámetro regulado dependerá del método alternativo seleccionado, de acuerdo a lo indicado para cada caso en el Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA. A continuación, se listan algunos criterios comunes a tener en consideración en el marco del impuesto verde, según corresponda:

- Los valores obtenidos de los métodos alternativos, una vez convertidos a unidades de mg/Nm^3 (25°C y 1 Atm), deberán considerar valores en base seca y sin corrección por O_2 .
- Los valores en unidades de mg/Nm^3 , se deberán llevar a unidades de emisión en ton/año de la misma manera indicada en el punto 6.4 de este protocolo.
- No se considerarán las horas en que el consumo de combustible y generación eléctrica (u otro parámetro operacional representativo, para fuentes no generadoras) sean cero.

8. REPORTABILIDAD

El titular del establecimiento que se acoja a las alternativas 1 a 3, deberá reportar trimestralmente a esta Superintendencia, de acuerdo a las instrucciones específicas dictadas para tal efecto.

8.1. MEDICIÓN CON CEMS

El establecimiento deberá procurar que los resultados obtenidos de las mediciones de los parámetros regulados sean registrados, procesados y reportados en forma adecuada. Para lo anterior se deberán cumplir los siguientes criterios:

- Los CEMS de gases deberán reportar los valores de concentración de cada parámetro a partir del dato crudo, el que se considerará minuto a minuto en “ppm”, mientras que los CEMS de MP deberán hacerlo minuto a minuto en “ mg/m^3 ”.
- A partir de los valores crudos minuto a minuto, se deberá reportar el promedio horario válido de concentración para cada parámetro.
- Se deberá reportar el valor minuto a minuto y promedio horario de los parámetros adicionales Flujo, Temperatura, Presión y Humedad (si aplica).
- Estado de operación del CEMS minuto a minuto.
- Se deberá reportar el valor promedio horario de los parámetros operacionales, como potencia eléctrica de funcionamiento, producción de vapor y consumo de combustible (según corresponda).
- Estado de funcionamiento de la fuente de emisión en base minutal y horaria (según corresponda).
- Resultados de pruebas diarias y trimestrales de aseguramiento de la calidad.
- Se deberán acompañar las respectivas rutas de cálculos que permitan la trazabilidad de los mismos, detallando las ecuaciones aplicadas, los parámetros incorporados, las conversiones de

unidades de cada alternativa utilizada, hasta obtener la emisión en ton/año y especificar los criterios de sustitución aplicados de acuerdo al Documento Técnico de la Res. Ex. 33/2015 SMA.

8.2. CUANTIFICACIÓN CON MÉTODOS ALTERNATIVOS

El establecimiento deberá procurar que los resultados obtenidos de las mediciones sean registrados, procesados y reportados en forma adecuada. Para lo anterior se deberán cumplir los siguientes criterios:

- Las variables deberán ser reportadas en un intervalo de tiempo horario.
- Los parámetros a reportar dependerán del método alternativo aplicado, a continuación se listan aquellos que comúnmente deberán ser reportados y justificados:
 - ✓ Consumo de combustible horario (para cada tipo de combustible).
 - ✓ Consumo energético horario.
 - ✓ Características del combustible utilizado, de acuerdo a la frecuencia establecida.
 - ✓ Resultado de mediciones de emisión aplicando métodos de referencia, de acuerdo a la frecuencia establecida.
 - ✓ Parámetros operacionales, como potencia y estado de funcionamiento de la fuente, en base horaria.
- Se deberán acompañar las respectivas rutas de cálculos que permitan la trazabilidad de los mismos, detallando las ecuaciones aplicadas, los parámetros incorporados y las conversiones de unidades de cada alternativa utilizada, hasta obtener la emisión en ton/año.

9. CONTENIDOS MÍNIMOS DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA

Para el caso de los establecimientos que opten por la cuantificación de emisiones mediante CEMS o métodos alternativos, deberán dar cumplimiento a los criterios técnicos y contenidos mínimos señalados en el Instructivo para validación, aseguramiento y control de calidad de sistemas de monitoreo continuo de emisiones "CEMS".

Se señalan a continuación los aspectos mínimos solicitados en dichos documentos:

- Identificación de las fuentes afectas del Establecimiento, tecnologías, autorizaciones, ubicación, combustibles utilizados, capacidad de carga, entre otros.
- Relación entre el proceso y las emisiones.
- Antecedentes del CEMS y sus componentes, incluyendo especificaciones técnicas y un análisis de su estado de implementación, según corresponda.
- Metodología de cuantificación de parámetros adicionales.
- Procedimientos para la calibración, mantenimiento y operación del CEMS, según corresponda.
- Sistema de recolección y manejo de datos desde el CEMS., según corresponda.
- Aviso de ensayos de validación, según corresponda.
- Informe de resultados de los ensayos de validación, según corresponda.
- Justificación de calificación para monitoreo alternativo y propuesta de método alternativo a implementar.
- Plan de monitoreo para cuantificar todos los parámetros requeridos según el sistema alternativo a implementar.
- Descripción de equipos o procedimientos usados en la alternativa propuesta.
- Otros.

En caso que la metodología de medición aprobada en el marco del D.S. N°13/2011 del MMA, se encuentre vigente y reúna toda la información necesaria para la correcta cuantificación de las emisiones gravadas por los impuestos verdes para aquellos parámetros que sean cuantificados mediante la misma metodología, la SMA podrá homologar dicha aprobación, estableciendo una única resolución aprobatoria para ambas normativas.

No obstante, todos los establecimientos afectos al impuesto que opten por cuantificar sus emisiones mediante CEMS o métodos alternativos, deberán presentar a la SMA una propuesta para la cuantificación por parámetro regulado, que: (i) indique aquellos parámetros que se cuantificarán en base a las metodologías aprobadas y (ii) presente una propuesta de cuantificación para aquellos parámetros que serán determinados mediante otra metodología (sólo aplicable a excepciones indicadas en sección 5 del "Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley N° 20.780"). Dicha propuesta deberá ser elaborada y presentada de acuerdo a la sección 10 del Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley n° 20.780, según corresponda.