

# Alternativas para dar para dar Cumplimiento Nuevos PPDA

En el presente artículo, se analizan los sistemas de control de emisiones, que permiten dar cumplimiento a los límites de emisión establecidos para calderas y hornos, por los nuevos Planes de Prevención y Descontaminación Atmosférica (PPDA), que están siendo implementados en el país.

## 1. Introducción

La implementación de nuevos PPDA en las distintas regiones o zonas saturadas de ciertas regiones del país, hacen necesario conocer las alternativas existentes para dar cumplimiento con estos nuevos límites de emisión.

Las restricciones de estos nuevos PPDA tienen relación con emisiones de contaminantes tales como material particulado, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y CO, siendo sus límites relativos a cada zona, tipo de combustible y si la fuente es nueva o existente.

En la figura N°1 se muestran la regiones en las cuales existentes PPDA vigentes o en proceso de implementación.



Figura N°1: PPDA por Región de Chile.

Entre las alternativas que abordaremos estarán las relativas a combustibles más o menos contaminantes y el análisis de sistemas de control de emisiones.

## **2. Legislación Vigente**

Las restricciones para las emisiones de material particulado, SOx, NOx y CO, para el caso de la Región Metropolitana DS N°31 (caso más restrictivo), son las siguientes:

### **2.1 Material Particulado**

De acuerdo al artículo N° 36 del Decreto Supremo N°31, las restricciones para las emisiones de material particulado de fuentes estacionarias, son las siguientes:

#### **Calderas y Procesos Existentes**

- Calderas con potencia térmica entre sobre 1 MWt a 20 MWt – 30 mg/Nm<sup>3</sup> desde la publicación del PPDA y 20 mg/Nm<sup>3</sup> a partir de 31.12.19
- Calderas con potencia térmica superior a 20 MWt – 20 mg/Nm<sup>3</sup> por 12 meses desde la publicación del PPDA
- Proceso industriales – 20 mg/Nm<sup>3</sup> (a partir del 31.12.19)

#### **Calderas y Procesos Nuevos**

- Calderas y Procesos – 20 mg/Nm<sup>3</sup> a partir de 31.12.19 y 30 mg/Nm<sup>3</sup> desde que inicia operación y hasta 31.12.19
- Calderas con potencia térmica superior a 20 MWt – 20 mg/Nm<sup>3</sup> desde que inicia la operación
- Proceso industriales – 20 mg/Nm<sup>3</sup> desde que inicia operación

Las emisiones están referidas a condiciones normales (gases secos a 1 atm y 25 °C) y los siguientes contenidos de O<sub>2</sub> en los gases:

#### **Calderas**

- 3 % para combustibles líquidos y gaseosos
- 6 % par combustibles sólidos

#### **Procesos**

- 8 % para procesos continuos
- 13 % para procesos discontinuos

## **2.2 Óxidos de Azufre**

De acuerdo al artículo N° 38 del Decreto Supremo N°31, las restricciones para las emisiones de SO<sub>2</sub> de fuentes estacionarias, son las siguientes:

### Calderas y Procesos Existentes

- Calderas con potencia térmica entre sobre 1 MWt – 10 ng/J a partir de 24 meses desde la publicación del PPDA
- Proceso industriales con potencia térmica mayor a 1 MWt – 30 ng/J desde la publicación del PPDA

### Calderas y Procesos Nuevos

- Calderas con potencia térmica sobre 1 MWt – 10 ng/J desde que inicia operación
- Proceso industriales con potencia térmica mayor a 1 MWt – 30 mg/Nm<sup>3</sup> desde que inicia operación

Las emisiones de SO<sub>2</sub> también están referidas a condiciones normales y los niveles de O<sub>2</sub> en los gases detallados en el punto anterior.

La formula para convertir mg/Nm<sup>3</sup> de SO<sub>2</sub> a ng/J es la siguiente:

$$\text{Ng/J SO}_2 = \text{mg/Nm}^3 \text{ SO}_2 \times \text{FGE} / \text{PCi} \times 1,000,000$$

Donde:

FGE : Flujo de gases específico (Nm<sup>3</sup>/Kg de combustible)

PCi : Poder calorífico inferior del combustible (J/Kg)

A modo de ejemplo, en el caso del petróleo pesado con 1 % de Azufre, la emisión y el poder calorífico serán los siguientes:

$$\text{FGE} = 11.4 \text{ gr/Nm}^3$$

$$\text{PCi} = 9800 \text{ Kcal/Kg o } 41,000,000 \text{ J/Kg}$$

$$\text{SO}_2 = 1750 \text{ mg/Nm}^3$$

Con lo que la emisión de SO<sub>2</sub> expresado en ng/J sería la siguiente:

$$\text{SO}_2 = 486 \text{ ng/J}$$

## 2.3 Monóxido de Carbono

El límite de emisión para caldera nuevas y procesos nuevos y existentes con una potencia térmica sobre 1 MWt es de 100 ppm, desde la publicación del PPDA.

## 2.4 Óxidos de Nitrógeno

De acuerdo al artículo N° 41 del Decreto Supremo N°31, las restricciones para las emisiones de NOx de fuentes estacionarias, son las siguientes:

### Calderas y Procesos Existentes

- Calderas con potencia térmica entre sobre 1 MWt y menor a 20 MWt – 200 ppmv a partir de 36 meses desde la publicación del PPDA
- Proceso industriales con potencia térmica mayor a 20 MWt – 300 ppm a partir de 36 meses desde la publicación del PPDA

### Calderas y Procesos Nuevos

- Calderas con potencia térmica entre sobre 20 MWt – 30 ppmv desde que inicia operación
- Proceso industriales con potencia térmica mayor a 20 MWt – 300 ppm desde que inicia operación

La diferencia respecto de las restantes regiones del país (no RM), tiene relación con el hecho de no exigir restricciones para el NOx y el valor del límite de emisión (ver [www.mma.gob.cl](http://www.mma.gob.cl)).

## 3. Estimación de Emisiones Según Combustible

Las emisiones estimadas de estos contaminantes, para el caso de calderas industriales, de acuerdo al combustible utilizado son las siguientes:

Parámetro	GN	Diesel	FO N°6	Carbón
MP	10 mg/Nm3	20 mg/Nm3	200 mg/Nm3	350 mg/Nm3
SO2	0 0 ng/J	2 mg/Nm3 1 ng/J	1750 mg/Nm3 490 ng/J	2200 mg/Nm3 760 ng/J
NOx	80 ppm	100 ppm	350 ppm	180 ppm
CO	0 ppm	0 ppm	50 ppm	100 ppm

**Notas:**

- **Las emisiones incluidas en la anterior tabla no consideran sistemas de control de emisiones, salvo para el caso del carbón, donde se considera un multiciclón.**
- **Los valores incluidos en la anterior tabla corresponden a antecedentes recopilados por Thermal Engineering**
- **Emisiones de SO<sub>2</sub> fueron calculadas considerando 1 % de azufre en Petróleo N°6 y Carbón Bituminoso**
- **El contenido de azufre considerado para el petróleo Diesel fue de 0.002 % (200 ppm)**
- **La emisión de NO<sub>x</sub> para el caso del carbón (y petróleo N°6) depende principalmente del contenido de nitrógeno en el combustible**

## **4. Alternativas Reducción Emisiones**

Existen básicamente dos alternativas para dar cumplimiento al nuevo PPDA de la Región Metropolitana.

### **4.1. Cambio de Combustible**

La **primera alternativa** contempla el cambio de combustibles contaminantes (carbón, biomasa o petróleo residual) a combustibles más limpios (GN, GLP y Diesel), para el caso de las fuentes existentes.

En el caso de las fuentes nuevos, también es posible dar cumplimiento al PPDA utilizando combustibles limpios (GN, GLP, Diesel), salvo en el caso de los NO<sub>x</sub> y calderas con potencia superior a 20 MWt, donde además deberá considerarse un quemador de bajo NO<sub>x</sub>, que permita alcanzar los 30 ppmv requeridos.

### **4.2 Sistemas de Control de Emisiones**

La **segunda alternativa** contempla considerar sistemas de control de emisiones, que serán descritos a continuación.

#### **4.2.1 Sistemas Para Reducción De Material Particulado**

Las alternativas existentes para reducir las emisiones de material particulado, al operar con petróleo N°6 o carbón, son las siguientes

## ARTÍCULO TÉCNICO

### ALTERNATIVAS PARA DAR CUMPLIMIENTO A NUEVOS PPDA

---

- Multiciclones
- Precipitador electrostático
- Filtro de mangas
- Scrubber

Los multiciclones son generalmente utilizados para reducir las emisiones de material particulado en calderas que utilizan combustibles sólidos, ya que, su eficiencia es muy baja cuando el tamaño de las partículas es pequeño (menor a 3  $\mu\text{m}$ ).

Los precipitadores electrostáticos pueden alcanzar eficiencias de separación de un 90 %, pero su elevadísimo costo hace que estos equipos sean utilizados solamente en aplicaciones de gran tamaño, como son las plantas termoeléctricas y las calderas de las plantas de celulosa.

También están los *scrubbers* o lavadores de gases, los cuales son utilizados para reducir las emisiones de material particulado y también de  $\text{SO}_2$ , alcanzando eficiencias de separación de 50 a 80 % para las partículas y 90 a 90 % para este gas.

Los scrubbers tienen el inconveniente, que en caso de ser utilizados para controlar las emisiones de material particulado, generan una gran cantidad de riles, que deben ser tratados.

Finalmente están los filtros de mangas, que poseen eficiencias de separación superiores a un 99 %, valor que depende de una serie de factores tales como: granulometría, resistencia eléctrica y cohesión de las partículas.

Los filtros de mangas son los equipos utilizados con mayor frecuencia en calderas paquete, presentes en la mayoría de las industrias de la RM, ya que, son la alternativa más conveniente desde el punto de vista de las inversiones, costos de operación y eficiencia.

#### **4.2.2 Reducción Óxidos de Azufre**

Los sistemas de desulfuración de los productos de la combustión, utilizan compuestos alcalinos para absorber el  $\text{SO}_2$  y producir sulfatos de sodio o calcio, los que posteriormente son eliminados en separadores de partículas.

Los procesos de desulfuración son clasificados en secos, semi-secos o húmedos, dependiendo de la forma en la que el compuesto abandona el recipiente donde es absorbido el  $\text{SO}_2$ .

Los procesos regenerables o no regenerables, dependiendo si los compuestos pueden ser recuperados y re-utilizados o no.

Los procesos húmedos regenerables de desulfuración tienen en general un potencial de eliminación del  $\text{SO}_2$  superior al 95 %, poseen una mínima descarga de

## ARTÍCULO TÉCNICO

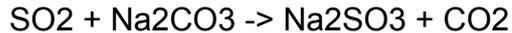
### ALTERNATIVAS PARA DAR CUMPLIMIENTO A NUEVOS PPDA

---

agua y pueden incluso llegar a producir un producto sulfuroso que puede ser vendido.

Los scrubbers consisten en una torre empacitada por la cual se hace circular los productos de la combustión, generados por una caldera u horno, en contraflujo con agua a la cual se han dosificados químicos ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) capaces de absorber el azufre.

La reacción química total resultante son las siguientes:



La dosificación del químico, que reaccionará con el  $\text{SO}_2$ , se controla mediante el pH de la solución (agua recirculada en contraflujo con los productos de la combustión).



**Figura N°2: Filtro de Mangas para MP y Scrubber para SO2.**

#### **4.2.3 Reducción Óxidos de Nitrógeno**

En relación a la reducción de óxidos de nitrógeno existen básicamente dos mecanismos, el primero tiene relación con la reducción de la generación y el segundo con la destrucción del  $\text{NO}_x$  que se ha formado.

El primer mecanismo tiene relación con el diseño del quemador (y la cámara de combustión), el cual considerará mecanismos como la recirculación de gases desde la chimenea, la alimentación del combustible y/o el aire en etapas, para reducir la formación del  $\text{NO}_x$  térmico, principal componente del  $\text{NO}_x$  emitido.

En la figura N°3 se muestra una caldera dotada de un quemador de bajo  $\text{NO}_x$ , que mediante la recirculación de gases desde la chimenea, reduce la formación de  $\text{NO}_x$ .

Este mecanismo basa su efectividad en la utilización de productos de la combustión inertes, para enfriar la llama y con ello reducir la formación de NOx térmico.

Las reducciones en las emisiones de NOx conseguidas con este sistema son de aproximadamente un 70 % a 80 % y son aplicables principalmente para quemadores que usan combustibles gaseosos.



**Figura N°3: Caldera con quemador de bajo NOx (recirculación de gases)**

El segundo mecanismo tiene dos alternativas.

La primera es una técnica de post combustión y contempla la inyección en la cámara de combustión de amoníaco o urea, las que reaccionan con el NOx formando N<sub>2</sub> y agua.

La efectividad de este mecanismo depende de la temperatura donde son inyectados estos compuestos (idealmente 900 a 1100 °C), mezcla de estos compuestos con los productos de la combustión, tiempo de residencia, razón de compuesto a NOx y el contenido de azufre del combustible, que puede generar depósitos sulfurados.

Este procedimiento no es muy común y las reducciones en las emisiones de NOx, que es posible alcanzar fluctúan entre 25 y 40 %.

La segunda alternativa para reducir las emisiones de NOx posterior a su generación, consiste en la inyección de amoníaco a los productos de la combustión con presencia de un catalizador, para lograr la reducción a N<sub>2</sub> y agua.

La efectividad de este mecanismo de reducción de emisiones depende de la temperatura de los productos de la combustión (idealmente 350 – 450 °C),

## **ARTÍCULO TÉCNICO**

### **ALTERNATIVAS PARA DAR CUMPLIMIENTO A NUEVOS PPDA**

---

contenido de azufre del combustible, razón de amoníaco a NOx, concentración de entrada de NOx, velocidad de los productos de combustión y estado del catalizador.

En general es posible conseguir reducciones en las emisiones de NOx de 90 % a 95 % en calderas que usan petróleo pesado.

También es posible utilizar scrubbers para la eliminación del NOx, estos equipos tienen una eficiencia del 99 %, sin embargo, en aplicaciones que involucren combustión (calderas y hornos), el alto consumo de químicos lo hace inviable económicamente.

Existe una última alternativa, que tiene relación con la reducción de la presencia de nitrógeno en el combustible y por lo tanto apunta a disminuir la formación de “NOx del combustible” o bien la inyección de agua al petróleo.

Este último mecanismo permitió alcanzar reducciones de 30 % en las emisiones de NOx en ensayos realizados considerando una inyección de 9 % de agua al petróleo.

## **5. Comentarios**

Tal como se describe en el presente artículo, para dar cumplimiento a los límites de emisión establecidos por el PPDA existen dos alternativas. La primera contempla el uso de combustibles limpios (GN, GLP o Diesel) y la segunda incorporar sistemas de control de emisiones para MP, SO2 y NOx.

Arnulfo Oelker Behn - [aoelker@thermal.cl](mailto:aoelker@thermal.cl)  
Gerente Técnico / Thermal Engineering Ltda.