

Guía Técnica para la Medición, Estimación y Cálculo de las Emisiones al Aire

- Ley 16/2002 de 1 de julio de Prevención y Control de la Contaminación - IPPC
- Inventario EPER. Decisión de la UE de 17 de julio de 2000

EDITA:

© IHOBE – Sociedad Pública de Gestión Ambiental

INFORME REALIZADO POR

Fundación Labein para IHOBE, S.A.

Noviembre 2005

PRESENTACIÓN

La Directiva 96/61/CE, del Consejo del 24 de Septiembre, relativa a la Prevención y el Control Integrados de la Contaminación, conocida como **IPPC**, ha planteado un enfoque innovador en materia de legislación medioambiental por incorporar conceptos tales como su enfoque integrado e integrador considerando el medio ambiente como un conjunto, incluir el establecimiento de límites de emisión revisables periódicamente en base a las mejores técnicas disponibles, el intercambio de información y la transparencia informativa, la autorización integral, etc.

Asimismo, esta Directiva incluye en su artículo 15 la realización de un inventario europeo de emisiones y fuentes responsables (EPER). Este inventario EPER queda implementado mediante la Decisión 2000/479/CE y requiere que cada Estado miembro recopile los datos de 50 sustancias contaminantes procedentes de las fuentes industriales afectadas por la Directiva IPPC (Anexo I) para su envío a la Comisión Europea.

En su realización debe incluir las emisiones totales anuales (kg/año) al agua y la atmósfera de todos los contaminantes cuyos valores límites umbrales se hayan superado. Tanto los contaminantes como los valores límite umbrales se especifican en el anexo II de la decisión, y pueden ser estimados, medidos o calculados.

En este marco, esta Guía constituye una de las herramientas de la Estrategia Ambiental Vasca de Desarrollo Sostenible 2002-2020 que se está implantando en nuestro País con el fin de desarrollar una política ambiental acorde con la de la Unión Europea bajo la coordinación del Departamento de Ordenación del Territorio y Medio Ambiente del Gobierno Vasco y de acuerdo a los imperativos de la Ley 3/1988, de 27 de febrero, General de Protección del Medio Ambiente en el País Vasco.

Para la realización de esta guía se han tenido en cuenta los procesos existentes en el País Vasco. Cualquier uso fuera de este ámbito geográfico podría incurrir en errores.

AGRADECIMIENTOS

Nuestro agradecimiento a las siguientes empresas que han realizado aportaciones a estas guías, trasladándonos su conocimiento y experiencia en el sector:

- “ Central Térmica de Pasajes
- “ Central Térmica de Santurce
- “ Productos de Fundición, S.A

Sin el apoyo de las empresas esta guía no habría sido posible.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

PRESENTACIÓN	1
AGRADECIMIENTOS	2
0.- OBJETO DE LA GUÍA	5
1.- LA DIRECTIVA/LEY IPPC y DECISIÓN EPER EN EL SECTOR	7
1.1.- DIRECTIVA/LEY IPPC EN EL SECTOR	7
1.2.- DECISIÓN EPER EN EL SECTOR.....	11
1.3.- EVALUACIÓN DE EMISIONES A PARTIR DE MEDIDA/ CÁLCULO/ESTIMACIÓN.....	13
2.- GENERACIÓN ELÉCTRICA	17
2.1.- DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	17
2.2.- EMISIONES ATMOSFÉRICAS: IDENTIFICACIÓN DE CONTAMINANTES ¹⁹	
2.3.- EVALUACIÓN DE EMISIONES A PARTIR DE MEDIDA/CÁLCULO/ESTIMACIÓN	21
2.4.- CÁLCULO DE LAS EMISIONES. EJEMPLO PRÁCTICO	22
3.- COQUERÍAS	25
3.1.- DESCRIPCIÓN DEL PROCESO PRODUCTIVO	25
3.2.- EMISIONES ATMOSFÉRICAS: IDENTIFICACIÓN DE CONTAMINANTES ²⁷	
3.3.- EVALUACION DE EMISIONES A PARTIR DE MEDIDA/CÁLCULO/ESTIMACIÓN	29
3.4.- CÁLCULO DE EMISIONES, EJEMPLO PRÁCTICO.....	32
4.- BIBLIOGRAFÍA	33
ANEXOS	35
I. LEGISLACIÓN APLICABLE (VIGENTE Y FUTURA)	39
II. MÉTODOS DE MEDICIÓN DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS ⁴⁷	
III.ESPECIFICACIONES INFRAESTRUCTURA DE MEDICIONES	59
IV. ENLACES DE INTERÉS	65
V. LISTADO DE GUÍAS SECTORIALES	69

0.- OBJETO DE LA GUÍA

El objeto de la presente **Guía EPER Aire** es proporcionar una herramienta de carácter práctico, útil para el Departamento de Ordenación del Territorio y Medio Ambiente del Gobierno Vasco y para el sector de la CAPV, para que las empresas y entidades de las “Instalaciones de combustión” afectadas por la “Ley 16/2002, de 1 de Julio, de Prevención y Control Integrados de la Contaminación” (ley IPPC), puedan identificar los parámetros contaminantes, sus características y sus métodos de medición, estimación y cálculo.

Con esta guía, las empresas se encuentran en disposición de poder reportar al Órgano Ambiental de la CAPV, con métodos previamente validados, tanto a partir de datos de mediciones, como de los factores de emisión aquí recopilados, o por métodos de estimación para los casos de no disponer de ninguno de los otros datos.

Este Guía incluye información complementaria, también de carácter práctico sobre equipos de medida de emisiones, instalaciones (chimeneas instalación para toma de muestras) y metodología de medición y análisis.

1.- LA DIRECTIVA/LEY IPPC y DECISIÓN EPER EN EL SECTOR

1.1.- DIRECTIVA/LEY IPPC EN EL SECTOR

El control integrado de la contaminación descansa fundamentalmente en la autorización ambiental integrada, nueva figura de intervención administrativa que sustituye y aglutina al conjunto disperso de autorizaciones de carácter ambiental exigibles hasta el momento, atribuyéndole así un valor añadido, en beneficio de los particulares, por su condición de mecanismo de simplificación administrativa.

Las autorizaciones ambientales que resultan derogadas a la entrada en vigor de la ley son las de producción y gestión de residuos, incluidas las de incineración, vertidos a las aguas continentales de cuencas intracomunitarias y vertidos al dominio público marítimo-terrestre, desde tierra al mar, y contaminación atmosférica. Se deroga asimismo el régimen de excepciones en materia de vertido de sustancias peligrosas.

El sector “Combustión” engloba los subsectores: Instalaciones de combustión, Refino de Petróleo y Gas, Coquerías e Instalaciones de Gasificación y Licuefacción de Carbón, los cuales quedan identificados a efectos de la ley IPPC según los epígrafes recogidos a continuación.

Categoría de actividades e instalaciones según Ley IPPC y Decisión EPER	Código NOSE-P	Proceso NOSE-P
1.1. Instalaciones de combustión con una potencia térmica de combustión superior a 50 MW	101.01-05	Combustión
1.2. Refinerías de petróleo y gas	105.08	Procesado de productos petrolíferos (fabricación de combustibles)
1.3. Coquerías	104.08	Baterías de coque (fabricación de coque, productos de petróleo y combustible nuclear)
1.4. Plantas de licuefacción y gasificación de carbón	104.08	Transformación de otros combustibles sólidos (fabricación de coque, productos de petróleo y combustible nuclear)

NOTAS.

- 1.1. Incluye instalaciones de producción de energía eléctrica e instalaciones de cogeneración, calderas, hornos, generadores de vapor o cualquier otro equipamiento o instalación de combustión existente en una industria sea ésta o no su actividad principal.
- 1.2. Las refinerías de petróleo se incluyen en este sector, pero únicamente se hará una mención en la guía, dado que se tratarán de forma específica en la CAPV.
- 1.3. Las coquerías se han incluido, de forma temporal, en una guía específica. Se prevé unir ambas guías en una definitiva.
- 1.4. No existen instalaciones de este tipo en la CAPV.

Entendiéndose como:

- Instalación:** Unidad técnica y estacionaria, en la que se realizan una o varias de las actividades relacionadas en el anexo I de la Directiva de IPPC, y cualquier otra actividad que tenga una relación técnica directa con las actividades que se llevan a cabo en el establecimiento y que puedan afectar a las emisiones y a la contaminación.
- Actividad del anexo I:** Actividad relacionada en el anexo I de la Directiva de IPPC, de acuerdo a las categorías especificadas en el anexo A3 de la guía EPER.
- Complejo:** Establecimiento industrial que dispone de una o más instalaciones en las que el titular realiza una o varias actividades del anexo I.

De acuerdo con la Ley IPPC de 1 de Julio de 2.002 (transposición de Directiva IPPC al estado español):

- * Las instalaciones existentes dispondrán de un **período de adaptación hasta el 30 de octubre de 2.007**, fecha en la que deberán contar con la pertinente autorización ambiental integrada.
- * La **autorización ambiental integrada** se concede **por un plazo máximo de 8 años** y se renovará por período sucesivo, previa solicitud del interesado. El titular de la instalación **deberá solicitar su renovación con una antelación mínima de 10 meses** antes del vencimiento de su plazo de vigencia.

OBLIGACIONES DE LOS TITULARES DE LAS INSTALACIONES Y CONTENIDO DE LA AUTORIZACIÓN AMBIENTAL INTEGRADA

Los titulares de las instalaciones en donde se desarrolle alguna de las actividades industriales incluidas en el ámbito de aplicación de esta ley deberán:

- ❑ Disponer de la autorización ambiental integrada y cumplir las condiciones establecidas en la misma.
- ❑ Cumplir las obligaciones de control y suministro de información previstas por la legislación aplicable y por la propia autorización ambiental integrada. Los titulares de las instalaciones notificarán, al menos una vez al año, a la CAPV, los datos sobre las emisiones correspondientes a la instalación (ver requisitos legales apdo 1.2).
- ❑ Comunicar al órgano competente para otorgar la autorización ambiental integrada:
 - cualquier modificación, sustancial o no, que se proponga realizar en la instalación;
 - la transmisión de su titularidad;
 - de cualquier incidente o accidente que pueda afectar al medio ambiente.
- ❑ Prestar la asistencia y colaboración necesarias a quienes realicen las actuaciones de vigilancia, inspección y control.
- ❑ Cumplir cualesquiera otras obligaciones establecidas en esta Ley y demás disposiciones que sean de aplicación.

En lo que se refiere a “Información, comunicación y acceso a la información”:

Los titulares de las Instalaciones **notificarán, al menos una vez al año**, a las Comunidades Autónomas en las que estén ubicadas, **los datos sobre las emisiones correspondientes a la instalación**.

La información que deberán facilitar los titulares de las instalaciones al organismo competente encargado de otorgar la autorización ambiental integrada, debe tener el contenido mínimo siguiente:

- ❑ Las prescripciones que garanticen, en su caso, la protección del suelo, y de las aguas subterráneas.
- ❑ Los procedimientos y métodos que se vayan a emplear para la gestión de los residuos generados por la instalación.
- ❑ Las prescripciones que garanticen, en su caso, la minimización de la contaminación a larga distancia o transfronteriza.
- ❑ Los sistemas y procedimientos para el tratamiento y control de todo tipo de emisiones y residuos, con especificación de la metodología de medición, su frecuencia y los procedimientos para evaluar las emisiones.
- ❑ Las medidas relativas a las condiciones de explotación en situaciones distintas de las normales que puedan afectar al medio ambiente, como los casos de puesta en marcha, fugas, fallos de funcionamiento, paradas temporales o el cierre definitivo.

La autorización ambiental integrada podrá incluir excepciones temporales de los valores límite de emisión aplicables cuando el titular de la instalación presente alguna de las siguientes medidas que deberán ser aprobadas por la Administración competente e incluirse en la autorización ambiental integrada, formando parte de su contenido:

- ❑ Un plan de rehabilitación que garantice el cumplimiento de los valores límite de emisión en el plazo máximo de 6 meses.
- ❑ Un proyecto que implique una reducción de la contaminación.

1.2.- DECISIÓN EPER EN EL SECTOR

La Decisión 2.000/479/CE de la Comisión, se conoce como Decisión EPER. Si bien de ella se derivan requisitos fundamentalmente para los Estados miembros, esta Decisión afecta directamente a los diferentes sectores industriales. Los Estados miembro deberán realizar el Inventario en el ámbito de su territorio y notificar a la Comisión los datos correspondientes. La recopilación de datos se hará a partir de la información suministrada, principalmente, por la Industria. Para el caso de la CAPV, la competencia en materia medioambiental está transferida desde el estado español al órgano competente en esta materia dentro de nuestra comunidad autónoma.

Los requisitos legales derivados de la Decisión EPER se recogen en la siguiente tabla:

Requisitos legales derivados de la DECISIÓN EPER	
¿A quién obliga la DECISIÓN?	
<input type="checkbox"/>	La Decisión EPER obliga a los Estados miembros, los cuales son los responsables de recabar los datos de las instalaciones.
¿A qué obliga la DECISIÓN?	
<input type="checkbox"/>	La Decisión obliga a notificar a la Comisión las emisiones a la atmósfera y al agua que generan todos los complejos individuales en los que se lleven a cabo una o más actividades industriales de las que figuran en el Anexo I de la Directiva IPPC.
¿Sobre qué emisiones se debe notificar?	
<input type="checkbox"/>	Se deben de incluir las emisiones a la atmósfera y al agua de la lista de 50 contaminantes recogidos en el Anexo I de la Decisión.
¿Cómo se debe notificar?	
<input type="checkbox"/>	Se seguirá el esquema incluido en el formulario de notificación que se recoge en el Anexo A2 de la Decisión EPER.
¿Cada cuánto tiempo hay que notificar?	
<input type="checkbox"/>	En principio cada 3 años, correspondiendo el primer informe a Junio de 2003 con los datos sobre emisiones de los años 2001 o en su defecto de los años 2000 ó 2002. A partir de 2008 tendrá carácter anual notificándose a la Comisión en el mes de diciembre del año correspondiente.
¿A quién afecta la Decisión EPER?	
<input type="checkbox"/>	Aunque la Decisión obliga a los Estados miembro (son los responsables de implantar el EPER a nivel estatal) los principales afectados son las industrias y entidades que realicen actividades IPPC y que emitan sustancias contaminantes de la lista contemplada en el anexo A1 de la Decisión.

Para más información ver:

www.eper-euskadi.net

Umbral de emisión a la atmósfera	AIRE	Contaminantes/sustancias EPER	AGUA	Umbral de emisión a las aguas
Kg/año		Temas medioambientales		Kg/año
100.000	X	CH ₄		
500.000	X	CO		
100.000.000	X	CO ₂		
100	X	HFC1		
10.000	X	N ₂ O		
10.000	X	NH ₃		
100.000	X	COVNM		
100.000	X	NOX (en NO ₂)		
100	X	PFC2		
50	X	SF ₆		
150.000	X	SOX (en SO ₂)		
		Nitrógeno total (en N)	X	50.000
		Fósforo total (en P)	X	5.000
Kg/año		Metales y sus compuestos		Kg/año
20	X	As y sus compuestos (en Arsénico elemental)	X	5
10	X	Cd y sus compuestos (en Cadmio elemental)	X	5
100	X	Cr y sus compuestos (en Cromo elemental)	X	50
100	X	Cu y sus compuestos (en Cobre elemental)	X	50
10	X	Hg y sus compuestos (en Mercurio elemental)	X	1
50	X	Ni y sus compuestos (en Níquel elemental)	X	20
200	X	Pb y sus compuestos (en Plomo elemental)	X	20
200	X	Zn y sus compuestos (en Cobre elemental)	X	100
Kg/año		Sustancias organocloradas		Kg/año
1.000	X	Dicloroetano 1,2 (DCE)	X	10
1.000	X	Diclorometano (DCM)	X	10
		Cloroalcanos (C10-13)	X	1
10	X	Hexaclorobenceno (HCB)	X	1
		Hexaclorobutadieno (HCBd)	X	1
10	X	Hexaclorociclohexano (HCH)	X	1
		Compuestos organohalogenados (en AOX)	X	1.000
0,001	X	PCDD+PCDF - dioxinas y furanos (en Teq) ³		
10	X	Pentaclorofenol (PCF)		
2.000	X	Tetracloroetileno (PER)		
100	X	Tetraclorometano (TCM)		
10	X	Triclorobenceno (TCB)		
100	X	Tricloroetano -1,1,1 (TCE)		
2.000	X	Tricloroetileno (TRI)		
500	X	Tricloroemetano		
Kg/año		Otros compuestos orgánicos		Kg/año
1.000	X	Benceno		
		Benceno, Tolueno, etilbenceno, xilenos (en BTEX)	X	200
		Difeniléter bromado	X	1
		Compuestos organoestánicos (en Sn total)	X	50
50	X	Hidrocarburos aromáticos policíclicos ⁴	X	5
		Fenoles (en C total)	X	20
		Carbono orgánico total - TOC (en C o DQO/3 total)	X	50.000
Kg/año		Otros compuestos		Kg/año
		Cloruros (en Cl totales)	X	2.000.000
10.000	X	Cloro y compuestos inorgánicos (en HCl totales)		
		Cianuros (en CN totales)	X	50
		Fluoruros (en F totales)	X	2.000
5.000	X	Flúor y compuestos inorgánicos (en HF)		
200	X	HCN		
50.000	X	PM ₁₀		
37		Número de contaminantes		26

¹ Suma de HFC23, HFC32, HFC41, HFC4310mee, HFC125, HFC134, HFC134a, HFC152a, HFC143, HFC143a, HFC227ea, HFC236fa, HFC245ca.

² Suma de CF₄, C₂F₆, C₃F₈, C₄F₁₀, c-C₄F₈, C₅F₁₂, C₆F₁₄.

³ TEQ: equivalentes de toxicidad, emisión de 17 isómeros de PCDD y PCDF relacionada con el isómero más tóxico 2,3,7,8 - CDD

⁴ Suma de HAP 6 Borneff: Benzo(a)pireno, Benzo(ghi)perileno, Benzo(k)fluoranteno, Fluoranteno, Indeno(1,2,3 -cd)pireno, Benzo(b)fluoranteno.

Nota: Los umbrales se refieren a cifras a partir de las cuales los Estados miembros tienen que reportar a Europa.

1.3.- EVALUACIÓN DE EMISIONES A PARTIR DE MEDIDA/ CÁLCULO/ESTIMACIÓN

Todos los datos de emisiones deberán ir identificados con las letras **M** (medido), **C** (calculado) o **E** (estimado), las cuales indican su método de determinación, expresados en kg/año y con tres dígitos significativos.

En los casos en que el dato notificado sea la suma de las emisiones procedentes de más de una fuente existente en el complejo, se pueden utilizar diferentes métodos de determinación de emisiones en las distintas fuentes, se asignará un único código ("M", "C", o "E") que corresponderá al método utilizado para determinar la mayor contribución al dato total de emisión notificado.

A continuación se definen los términos de **MEDIDO, CALCULADO y ESTIMADO**.

MEDIDO

Dato de emisión con base en medidas realizadas utilizando métodos normalizados o aceptados; aunque sea necesario realizar cálculos para transformar los resultados de las medidas en datos de emisiones anuales. Un dato es medido cuando:

- Se deduce a partir de los resultados de los controles directos de procesos específicos en el Complejo, con base en medidas reales de concentración de contaminante para una vía de emisión determinada.
- Es el resultado de métodos de medida normalizados o aceptados.
- Se calcula con base en los resultados de un período corto y de medidas puntuales.

La fórmula general de aplicación a la hora de calcular las emisiones anuales (kg/año) a partir de medidas es la que a se indica a continuación:

Si concentración dada en mg/Nm³:

$$\text{Emisiones (kg/año)} = (\text{Concentración (mg/Nm}^3\text{)} \times \text{Caudal (Nm}^3\text{/h)} \times \text{Horas de funcionamiento anuales de la instalación})/10^6$$

Si concentración dada en ppm (partes por millón en volumen):

Bien aplicar la siguiente fórmula:

$$\text{Emisiones (kg/año)} = (\text{concentración [ppm]} \times \frac{\text{peso molecular contaminante} \left[\frac{\text{g}}{\text{mol}} \right]}{22,4 \left[\frac{\text{l}}{\text{mol}} \right]} \times \text{Caudal [Nm}^3\text{/h]} \times \text{Horas de funcionamiento anuales de la instalación}) / 10^6$$

22,4 litros es el volumen de un molen condiciones normales (273,15 K , y 101,3 Kpa).

O usar las siguientes relaciones de paso:

De	a	Multiplicar por
ppm NO _x	mg/Nm ³	2,05
ppm SO _x	mg/Nm ³	2,86
ppm CO	mg/Nm ³	1,25
ppm N ₂ O	mg/Nm ³	1,96
ppm CH ₄	mg/Nm ³	0,71

CALCULADO

Dato de emisión con base en cálculos realizados utilizando métodos de estimación aceptados nacional o internacionalmente y factores de emisión, representativos del sector industrial. Un dato es calculado cuando:

- ❑ Cálculos utilizando datos de actividad (como consumo de fuel, tasas de producción, etc.) y factores de emisión.
- ❑ Métodos de cálculo más complicados utilizando variables como la temperatura, radiación global, etc.
- ❑ Cálculos basados en balances de masas.
- ❑ Métodos de cálculo de emisiones descritos en referencias publicadas.

Como ejemplo de cálculo basándose en factores de emisión se presenta la tabla siguiente:

OPERACIÓN	FE (factor de emisión)
Cualesquiera proceso	Kg contaminante/t. Producto
	Kg contaminante/t. materia prima introducida
Combustión industrial	Kg contaminante/kWh GN
	Kg contaminante/Nm ³ GN
	Kg contaminante/termia GN
	Kg contaminante/t de combustible (fuel-oil, propano, gasóleo, carbón, coque,...)

ESTIMADO

Dato de emisión basado en estimaciones no normalizadas, deducido de las mejores hipótesis o de opiniones autorizadas. Un dato es estimado cuando:

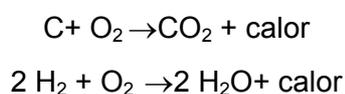
- ❑ Opiniones autorizadas, no basadas en referencias disponibles publicadas.
- ❑ Suposiciones, en caso de ausencia de metodologías reconocidas de estimación de emisiones o de guías de buenas prácticas.

2.- GENERACIÓN ELÉCTRICA

2.1.- DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El proceso de combustión se puede definir como la combinación química rápida del oxígeno con elementos del combustible. Los principales elementos químicos de los combustibles son el carbono, hidrógeno y azufre, siendo este último de menor importancia como fuente de calor.

Cuando el carbono y el hidrógeno se queman completamente con oxígeno se transforman a CO₂ y H₂O según las siguientes reacciones:



El objetivo principal de la combustión es liberar el calor máximo, minimizando pérdidas por una combustión incompleta y el aire en exceso. La oxidación completa de los elementos y compuestos del combustible requiere una temperatura suficientemente alta que permita la ignición de los constituyentes, mezcla o turbulencia y suficiente tiempo de residencia para completar la reacción.

2.1.1.- Combustión de combustibles sólidos (carbón pulverizado)

El carbón después de pulverizado se quema en la caldera o generador de vapor. El calor producido por la combustión del carbón se transfiere al agua que circula por el interior de los tubos del intercambiador de calor, generándose vapor a alta presión (160-300 bar) y temperatura (530-600°C). Este vapor se expande en una turbina de vapor que mueve un alternador para generar la energía eléctrica.

Se utilizan distintos tipos de calderas y generadores de vapor. Las calderas pueden ser de fondo seco (DBB: *Dry Bottom Boiler*) y de fondo húmedo (WBB: *Wet Bottom Boiler*).

Las calderas de fondo seco (DBB) operan a temperaturas menores que la temperatura de fusión de las cenizas en zonas próximas a las paredes de la cámara o a los intercambiadores de calor (aunque la temperatura del centro de llama pueda

ser mayor que la temperatura de fusión de las partículas). En este tipo de calderas, el 10-20% de las cenizas se transfiere al fondo seco y se extrae como ceniza de fondo; el resto, 80-90 %, sale como cenizas volantes con la corriente de gases de salida y se elimina con precipitadores electrostáticos.

En las calderas de fondo húmedo (WBB: *Wet Bottom Boiler*) las cenizas salen en forma líquida. Este tipo de calderas se ha desarrollado para cuando la temperatura de combustión rebasa la temperatura de fusión de las cenizas (1400°C). Una gran parte de las cenizas se transporta a las paredes y fluye desde estas hasta el orificio de salida en forma líquida. Con esta configuración, las cenizas volantes se pueden reciclar a la cámara de combustión para producir escoria de caldera en lugar de cenizas volantes.

2.1.2.- Combustión de combustibles líquidos (fuelóleo).

El fuel-oil es un producto derivado del petróleo y su composición varía con el origen del crudo. Está compuesto de hidrocarburos alifáticos, cíclicos y aromáticos, compuestos de azufre, nitrógeno y oxígeno, y trazas de otros como el níquel, hierro, vanadio, molibdeno, cloro, flúor, etc.

La configuración de las cámaras de las calderas utilizadas para FO pesado son muy similares a las utilizadas para la combustión de carbón.

Los principales inconvenientes que se pueden presentar cuando se quema fuelóleo pesado son:

- Necesidad de almacenamiento transporte en caliente así como un calentamiento adicional antes de la atomización, debido a la alta viscosidad.
- Tendencia a formar partículas de coque.
- Formación de depósitos corrosivos.

Los dos primeros inconvenientes son consecuencia del alto peso molecular y la naturaleza asfáltica de algunos constituyentes. El último se debe a la presencia de azufre, nitrógeno, vanadio y otros metales en el combustible.

2.1.3.- Combustión de combustibles gaseosos (gas natural)

El gas natural está formado por un alto porcentaje de metano (generalmente >85%) y contenidos variables de etano, propano, butano, e inertes (típicamente nitrógeno, dióxido de carbono y helio).

2.1.3.1.- Turbinas de gas

Una turbina de gas consta básicamente de tres elementos: compresor, cámara de combustión y turbina de expansión. El gas natural se inyecta en la cámara de combustión donde entra en contacto con el aire comprimido y se produce la combustión. Los gases calientes se dirigen a una turbina de gas, donde la energía térmica de los gases se transforma en energía mecánica que mueve un generador. Las turbinas de gas se emplean como parte de diferentes tipos de plantas de combustión, tales como unidades de ciclo combinado y plantas de cogeneración.

2.1.3.2.- Calderas de gas

Al igual que en las calderas de carbón y fuelóleo, estas calderas se diseñan para que el agua que fluye a través de los tubos de transferencia de calor, se caliente por contacto directo con los gases calientes de combustión y por radiación, generando vapor a elevada temperatura y presión con objeto de producir electricidad.

2.2.- EMISIONES ATMOSFÉRICAS: IDENTIFICACIÓN DE CONTAMINANTES

La tabla siguiente presenta, por una parte la relación de los contaminantes atmosféricos que, de forma orientativa, se incluyen en la Guía de Implementación del EPER y, por otra, la relación de los contaminantes potencialmente emitidos y para los que, en su caso, se dispone de factor de emisión, para los procesos incluidos en las “instalaciones de combustión con una potencia térmica de combustión superior a 50 MW”.

CONTAMINANTES	Epígrafe 1.1
CH ₄	♦
CO	♦
CO ₂	♦
N ₂ O	♦
NO _x	•
SO _x	♦
As y compuestos	♦
Cd y compuestos	♦
Cr y compuestos	♦
Ni y compuestos	♦
Pb y compuestos	♦
PCDD+PCDF (dioxinas+furanos)	♦
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH)	♦
Cloro y compuestos inorgánicos	♦
Flúor y compuestos inorgánicos	♦
PM ₁₀	♦

- Compuestos emitidos de los que no se tiene factor de emisión
- ♦ Compuestos emitidos de los que se tiene factor de emisión

Los principales contaminantes emitidos a la atmósfera durante la combustión de combustibles fósiles son: SO₂, NO_x, partículas, metales pesados y gases de efecto invernadero (CO₂, CH₄, N₂O). También se pueden emitir otras sustancias como HF, HCl, compuestos orgánicos volátiles y dioxinas .

Dentro del grupo de contaminantes persistentes destacan los hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH) y los compuestos organoclorados. Las centrales térmicas minimizan los inquemados mediante un control óptimo de la combustión, resultando en menores emisiones de compuestos orgánicos volátiles por unidad de energía que en los procesos de combustión que tienen lugar en otros sectores. .

La emisión de metales pesados es debida a la presencia de estos en la composición de los combustibles. Se pueden emitir en fase gaseosa o asociados a las partículas. La cantidad de un determinado metal emitida dependerá por lo general de su concentración en el combustible, de las condiciones de combustión y del tipo de sistema de control de partículas, así como de las propiedades físico-químicas del metal.

2.3.- EVALUACIÓN DE EMISIONES A PARTIR DE MEDIDA/CÁLCULO/ESTIMACIÓN

La evaluación de las emisiones tiene como prioridad la utilización de las medidas que las grandes instalaciones de combustión hayan podido realizar, y siempre y cuando sean representativas de las condiciones habituales de operación del proceso. En ausencia de medidas (o cuando estas no sean representativas), se recurre a la evaluación de las emisiones a partir de factores de emisión (cálculo).

El cálculo de las emisiones podrá ser realizado mediante la utilización de balances de masa, factores de emisión u otros métodos de cálculo contrastados.

Se recomienda la utilización de balances de materia para la evaluación de las emisiones de aquellos contaminantes para los que se disponga de información en cuanto a entradas y salidas del proceso o etapa de proceso, como por ejemplo: CO₂, SO₂.

Los factores de emisión son ratios que expresan la cantidad emitida de una sustancia por tonelada de producto o materia prima, unidad de combustible consumido, etc.

Tabla 1: Factores de emisión para las centrales térmicas.

COMBUSTIBLE	CH ₄ (g/GJ)	CO (g/GJ)	CO ₂ (kg/GJ)	N ₂ O (g/GJ)	As (mg/t)	Cd (mg/t)	Cr (mg/t)	Ni (mg/t)	Pb (mg/t)	Dioxinas (ng/t)	HAP (mg/t)
Hulla	0,6	14	93,7	0,8	100	2,7	100	200	18,93	100	0,2604
Fuelóleo	0,7	15	76,3	14	500	1000	2500	35000	1300	100	
Gasóleo	0,03	15	73,4	14						20	
Gas Natural	0,1	19	55,8	3							

Factores, según Iberdrola, acordados por UNESA y el Ministerio de Medio Ambiente.
Fuente: CORINE-AIRE 1997, 1998, 1999 y 2000.

Nota: "Los sectores afectados por el Comercio de Derechos de emisión de gases de efecto invernadero disponen de una metodología específica para calcular las emisiones de CO₂ de acuerdo a la Decisión de la Comisión 2004/156/CE, "por la que se establecen directrices para el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo."

Tabla 2: Fracción de partículas filtrables de tamaño menor o igual a 10 micras (PM_{10}) en PM filtrables.

	% de PM_{10} en PM
Carbón bituminoso o subbituminoso pulverizado en calderas DBB ¹ con quemadores pared y electrofiltros	67%
Calderas de fuelóleo para generación eléctrica y multiciclones	N.D. ¹
Calderas de gas natural para generación eléctrica	100%

¹ en calderas de fuelóleo para la generación eléctricas y con electrofiltros, PM_{10} representa el 63% de PM y para sistemas incontrolados el 71%.

en calderas de fuelóleo industriales con multiciclones, PM_{10} representa el 95 % de PM.

2.4.- CÁLCULO DE LAS EMISIONES. EJEMPLO PRÁCTICO

□ NO_x y SO_x

Una instalación de combustión realiza medidas en continuo en la chimenea. Los valores de la tabla representan la media horaria de las medidas realizadas en chimenea :

Periodo	concentraciones			Régimen de alimentación combustible(Q_f) (Tm/ h)
	O_2 (% V)	SO_2 (ppmvd)	NO_x (ppmvd)	
1:00	2,2	648	209,2	30,0
2:00	1,9	680	202,6	31,5
3:00	2,1	674	206,3	33,0
4:00	1,9	650	218,5	36,2
5:00	1,9	623	213,8	36,8
6:00	1,8	689	207,0	35,3
7:00	2,1	642	206,1	36,3
8:00	2,0	649	211,8	38,5
9:00	2,1	651	216,2	40,0
10:00	1,8	668	212,5	46,3
11:00	2,1	649	216,2	46,0
12:00	2,0	656	200,6	46,5
13:00	2,1	681	216,7	46,0
14:00	1,9	672	220,5	46,2
15:00	1,9	688	213,8	46,8
16:00	1,8	676	214,0	45,9
17:00	2,0	659	209,1	46,3
18:00	2,0	661	210,8	46,5
19:00	2,1	662	216,2	46,0
20:00	2,0	671	201,8	46,5
21:00	2,1	652	205,4	48,0
22:00	1,9	648	222,8	50,2
23:00	1,9	663	213,8	49,8
24:00	1,8	672	214,0	40,3

¹ DBB: dry bottom boiler. Las calderas de fondo seco (DBB) operan a temperaturas menores que la temperatura de fusión de las cenizas en zonas próximas a las paredes de la cámara o a los intercambiadores de calor.

Periodo	concentraciones			Régimen de alimentación combustible(Q _f) (Tm/ h)
	O ₂ (% V)	SO ₂ (ppmvd)	NO _x (ppmvd)	
Valor medio		661,83	211,65	

Las concentraciones representan las medias horarias en base seca y corregidas al 3% de oxígeno.

La cantidad en kg emitida durante un día:

$$E_x = \frac{C_D}{10^3} \times V_g \times M_D$$

E_x = cantidad de contaminante emitida durante un día.

C_D = representa la concentración media diaria expresada en mg/Nm³ en base seca y corregido al 3% de oxígeno para el fuel-oil y el gas, y al 6% para el carbón.

Para pasar de ppm de SO₂ a mg/Nm³ multiplicar por el coeficiente 2,858; para pasar de ppm de NO_x a mg/Nm³ multiplicar por 2,054.

V_g = volumen de gases por unidad de combustible, expresado en base seca y corregido al 3% de oxígeno para el fuel-oil y el gas y al 6% para el carbón, [Nm³/ kg combustible]

M_d = cantidad de combustible consumido en toneladas a lo largo del día.

El volumen de gases por unidad de combustible se calcula:

$$V_g = V_{es} \times \frac{20,9}{20,9 - \%X}$$

V_g = volumen de gases a la salida de la chimenea por unidad de combustible [Nm³/Kg combustible] corregido al X% de oxígeno en el que está representada la concentración y en base seca.

V_{es} = volumen estequiométrico de los gases secos de combustión por unidad de combustible

%X = % de oxígeno expresado en volumen al que se quiere corregir.

20,9 = suponiendo una composición del aire 20,9 % O₂

El factor V_{es} representa el volumen estequiométrico de gases secos de salida por unidad de combustible. Incluye todos los componentes de combustión salvo el agua.

El factor V_{es} se puede hallar a partir de la análisis fundamental del combustible:

$$V_{es} = 0,209723x(\%H) + 0,088931x(\%C) + 0,033172x(\%S) + 0,007997x(\%N) - 0,026424x(\%O)$$

V_{es} = volumen estequiométrico de gases secos [Nm³/Kg combustible]

%H, %C, %S, %N, %O = porcentaje en peso, sobre bruto, de la composición del combustible consumido

Así, para un fuelóleo con una composición 84 % C , 11%H, 1% S, 1,5%N y 0,5% O, se procedería de la siguiente forma:

$$V_g = 0,209723 \times (11) + 0,088931 \times (84) + 0,033172 \times (1) + 0,007997 \times (1,5) - 0,026424 \times (0,5) = 9,809113 \text{ Nm}^3/\text{Kg}$$

Las medidas en continuo están corregidas al 3% de O₂; para hallar las emisiones el volumen de gases deberá estar corregido a la misma base.:

$$V_g = 9,809113 \frac{20,9}{20,9 - 3} = 11,453098 \text{ Nm}^3/\text{Kg}$$

La concentración media diaria para el SO₂:

$$C_{D_SO_2} = 2,858 \times \frac{\sum_{i=1}^{24} \text{ppm}_i}{24} = 2,858 \times 661,83 = 1891,52 \text{ mg}/\text{Nm}^3$$

Las emisiones de SO₂ en un día serían:

$$E_{D_SO_2} = \frac{1891,52}{10^3} \times 11,453098 \times 1.014,9 = 22.000 \text{ kg}/\text{día} \text{ (Código M: medido)}$$

Las emisiones anuales se calculan sumando los valores diarios.

□ **Partículas:**

El sistema de medida en continuo también mide opacidad. Mediante una correlación es posible determinar la cantidad de partículas emitidas. Para calcular la fracción de PM₁₀ se hallan las partículas totales emitidas al año y se aplica la fracción de PM₁₀ en PM total que se detalla en la tabla 2. Se desconoce la fracción de PM₁₀ para calderas de fuelóleo con capacidades térmicas superiores a 30 MW. Se va a suponer que su fracción es igual a la que representa tras el multiclación en calderas <30 MW: 95%.

Si la emisión anual de partículas filtrables es de 333.518 Kg, PM₁₀:

$$PM_{10} = 333.518 \text{ Kg PM}/\text{año} \times 0,95 \text{ PM}_{10}/\text{PM} = 317.000 \text{ Kg PM}_{10}/\text{año}$$

□ **CO₂**

El consumo anual de fuelóleo ascendió a 15.792.000 GJ, las emisiones de CO₂ asociadas:

$$E_{CO_2} = 15.792.000 \text{ GJ} \times 76,3 \text{ Kg}/\text{GJ} = 1.204.929.600 \text{ Kg CO}_2 \text{ código C: calculado.}$$

3.- COQUERÍAS

3.1.- DESCRIPCIÓN DEL PROCESO PRODUCTIVO

La carbonización de la hulla es la pirólisis o tratamiento térmico de la hulla bituminosa en ausencia de aire, que da como resultado la formación de un residuo llamado “coque” y “vapores” que al condensarse y separarse producen subproductos denominados: alquitrán, aceite ligero, licor amoniacal y gas de batería

El proceso más usual para la producción de coque metalúrgico es la carbonización a temperaturas elevadas (del orden de 900 a 1150°C) en hornos de coquización donde el carbón es coquizado hasta que todos los componentes volátiles del carbón se hayan evaporado.

Actualmente, la mayor parte del coque obtenido se utiliza como materia prima para la industria del hierro y del acero (coque metalúrgico).

El gas obtenido de la batería de hornos de coque constituye un combustible muy útil pero requiere la condensación de diversos compuestos, como el alquitrán de hulla y el licor amoniacal, que contiene en solución una gran cantidad de sustancias orgánicas e inorgánicas.

El proceso para la fabricación de coque se puede dividir en los siguientes subprocesos:

- Manejo del carbón: almacenamiento, mezclado, transporte al horno, ...
- Batería de hornos de coque: carga del carbón, calentamiento de los hornos, coquización, extracción del coque y enfriamiento súbito o apagado del coque con agua.
- Manejo del coque: molienda, tamizado y almacenamiento del coque.
- Tratamiento del gas de batería: enfriamiento, recuperación de subproductos valorizables, desulfuración, ...

Para producir coque de grado metalúrgico adecuado se utilizan hullas bituminosas de bajo contenido en cenizas y azufre, y buenas propiedades de coquización.

Una batería de hornos de coque está compuesta por una serie de 10 a 100 hornos que operan de forma conjunta. Normalmente cada horno tiene capacidad para procesar entre 10 y 35 toneladas de carbón y funcionan intermitentemente.

Cada horno está compuesto de tres partes principales: cámara de coquización, cámara de calentamiento y cámara regenerativa. Las cámaras de calentamiento funcionan de tal manera que mientras en una serie de ellas tiene lugar el proceso de combustión (gas de batería), las otras conducen los gases de dicha combustión hacia el sistema de evacuación. Para conseguir un calentamiento uniforme esta situación se invierte periódicamente.

Después de la carga del carbón se cierran las puertas y se sellan las tapas de las bocas de carga del horno. Se obtiene un coque metalúrgico de alta calidad cuando la temperatura en el centro de la masa de coque es de 1100-1150°C, lo que produce la destilación de toda la materia volátil de la masa de carbón. La duración de este proceso suele ser de 14 a 24 horas.

El contacto con el aire hace que el coque empiece a arder instantáneamente, por lo que el coque es rociado con agua para proceder a su apagado, produciéndose una violenta emanación de vapor.

Tanto la calidad como la cantidad de productos de la carbonización de la hulla, dependen de las propiedades de la hulla utilizada, de las condiciones del proceso y del tipo de instalación de recuperación de productos valorizables de cada planta.

En general, el tratamiento del gas de batería bruto (COG) puede constar de las siguientes etapas:

- Enfriamiento del COG y recuperación del alquitrán. El gas entra al colector de salida a una temperatura aprox. de 800°C y se enfría hasta 80°C. Durante esta etapa condensan la mayoría del agua y del alquitrán. Un precipitador electrostático separa la mayor parte de la neblina de alquitrán.
- Desulfuración del COG. El COG contiene H₂S y varios compuestos organosulfurados (CS₂, COS, mercaptanos, etc.). Las técnicas de desulfuración tienen alta eficacia en la eliminación de H₂S, pero son menos eficaces en la eliminación de los compuestos organosulfurados.

- Recuperación de amoniaco.
- Recuperación de aceite ligero. Los principales constituyentes del aceite ligero son: benceno (60-80%), tolueno (6-17%), xilenos (1-7%) y naftaleno (0.5-3%).

3.2.- EMISIONES ATMOSFÉRICAS: IDENTIFICACIÓN DE CONTAMINANTES

La tabla siguiente presenta, por una parte la relación de los contaminantes atmosféricos que, de forma orientativa, se incluyen en la Guía de Implementación del EPER y, por otra, la relación de los contaminantes potencialmente emitidos y para los que, en su caso, se dispone de factor de emisión, para los procesos incluidos en la producción de coque.

Tabla 3: Contaminantes EPER Aire.

CONTAMINANTE	Epígrafe 1.3
CH ₄	♦
CO	♦
CO ₂	♦
NH ₃	♦
NMVOOC	♦
NO _x	♦
SO _x	♦
As y compuestos	♦
Cd y compuestos	♦
Cr y compuestos	♦
Cu y compuestos	♦
Hg y compuestos	♦
Ni y compuestos	♦
Pb y compuestos	♦
Benceno	♦
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH)	♦
HCN	♦
PM ₁₀	♦

● Compuestos emitidos de los que no se tiene factor de emisión

♦ Compuestos emitidos de los que se tiene factor de emisión

Las principales emisiones se producen durante la carga del carbón, calentamiento de las cámaras, coquización, vaciado del coque del horno y enfriamiento súbito o apagado del coque.

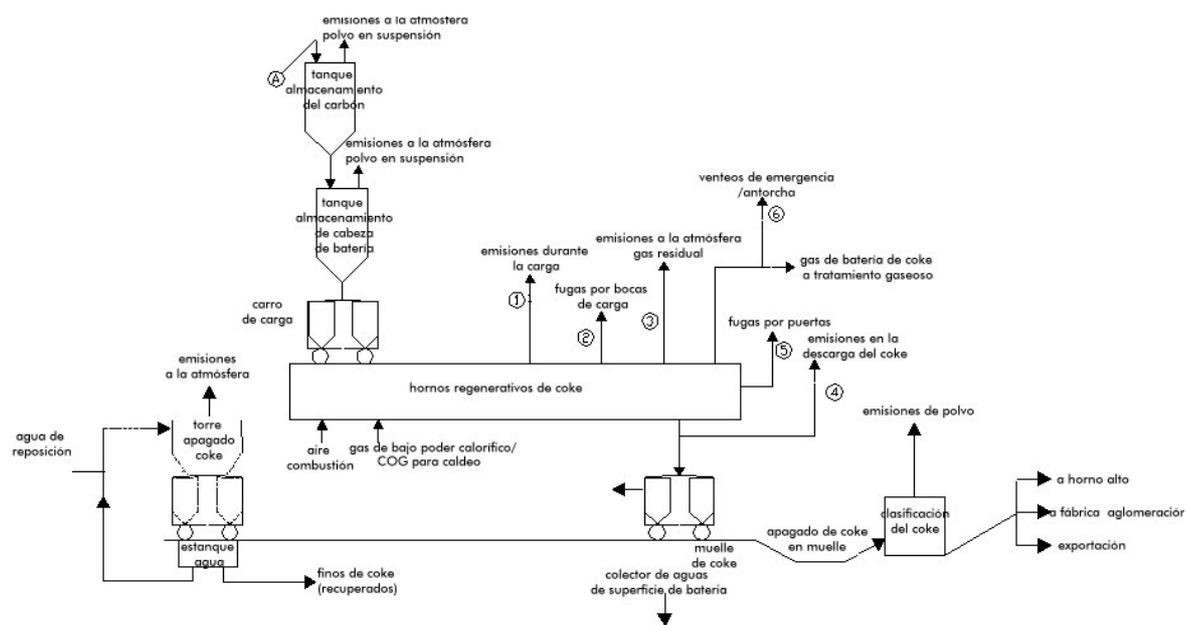
Tabla 4: Principales emisiones asociadas a la fabricación de coque

ETAPA	CONTAMINANTES
Descarga, almacenamiento, mezclado, carga y descarga del carbón y coque	Partículas sólidas
Baterías de hornos de coque	Gases de combustión del gas de batería: dióxido de carbono (CO ₂), óxidos de nitrógeno (NO _x), monóxido de carbono, óxidos de azufre (SO _x) Partículas sólidas y metales pesados
Fugas por las puertas del horno, desconexión del colector, por bypass de chimenea	gas bruto de batería (NMVOC, NH ₃ , benceno,...- en función de su composición-)

La composición del gas de batería bruto depende del tiempo de coquización y de la del tipo de carbón. El gas de batería bruto tiene un contenido calorífico relativamente alto debido a la presencia de hidrógeno, metano, monóxido de carbono e hidrocarburos. Además, de otros productos valorizables tales como alquitrán, aceites ligeros (principalmente BTX: benceno, tolueno y xilenos), azufre y amoniaco.

La siguiente figura muestra las principales fuentes de emisión de una batería de hornos de coque.

Figura 1: Diagrama de flujo típico de una batería de hornos de coque en el que se muestran las fuentes de emisión (Fuente: BREF, 2000)



- ① Emisiones durante la carga ③ Emisiones de gas combustible ⑤ Fugas por las puertas
- ② Fugas por bocas de carga ④ Emisiones en la descarga del coque ⑥ Antorcha

3.3.- EVALUACION DE EMISIONES A PARTIR DE MEDIDA/CÁLCULO/ESTIMACIÓN

La evaluación de las emisiones tiene como prioridad la utilización de las medidas que las instalaciones de fabricación de coque hayan podido realizar (preferentemente las realizadas por una OCA), y siempre y cuando sean representativas de las condiciones habituales de operación del proceso. En ausencia de medidas (o cuando estas no sean representativas), se recurre a la evaluación de las emisiones a partir de factores de emisión (cálculo).

El cálculo de las emisiones podrá ser realizado mediante la utilización de balances de masa, factores de emisión u otros métodos de cálculo contrastados.

Se recomienda la utilización de balances de materia para la evaluación de las emisiones de aquellos contaminantes para los que se disponga de información en cuanto a entradas y salidas del proceso o etapa de proceso, como por ejemplo: CO₂, SO₂.

Los factores de emisión son ratios que expresan la cantidad emitida de una sustancia por tonelada de producto o materia prima, unidad de combustible consumido, etc.

Las principales fuentes bibliográficas que aportan factores de emisión son las siguientes:

Las principales fuentes consultadas para los factores de emisión:

- **EMEP/CORINAIR (Atmospheric Emission Inventory Guidebook).**
- **EPA (Emission Factor and Inventory Group).**
- **IPPC (Documento BREF para la producción de hierro y acero).**
- **Karlsruhe**
- **National Emission Inventory (NAEI-UK)**
- **National Pollutant Inventory (NPI-Australia)**

En las baterías de hornos de coque existe un número relativamente grande de fuentes de emisión que varían considerablemente en el tiempo, como por ejemplo,

las emisiones semicontinuas por puertas, tapas de las bocas de carga y los conductos de salida de los gases de los hornos, las emisiones discontinuas durante la extracción y el apagado del coque, etc. Resultando difícil cuantificar estas emisiones fugitivas.

Para comparar factores de emisión es necesario tener en cuenta los parámetros específicos de cada planta. Las emisiones por las puertas de los hornos varían mucho dependiendo del tipo de puertas, del tamaño de los hornos y del grado de mantenimiento.

Los factores de emisión dependen en gran medida del programa de mantenimiento, las condiciones de operación regulares y estables y las técnicas de reducción de la contaminación aplicadas.

3.3.1.1.- Factores de emisión

Tabla 5: Factores de emisión para las baterías de coque.

FACTORES DE EMISIÓN																				
	CH ₄	CO	NH ₃	N ₂ O	CO ₂	NMVOC	NO _x	SO _x	As	Cd	Cr	Cu	Hg	Ni	Pb	Zn	benceno	PAH	HCN	PM ₁₀
Proceso	g contaminante/t coque (salvo para el CO ₂ kg CO ₂ /t coque)																			
Carga hornos	50	35	0,3														0,1	0,12		5
Coquización																				
Coquización: fugas puertas	50	20	1,5														1	2		
Coquización: fugas tapas	20	5	0,3														0,8	2		
Coquización: fugas conductos salida gases	2	4	0,009														0,5	0,003		
Descarga coque	4	20															0,4	0,05		100
Apagado del coque		120	4,5														0,04	0,05		212
Subproductos																		0,004		
Combustión gas de batería	4	1500		6	150		1350	2500												275
TOTAL, excepto manejo carbón/coque		3000	10		560		1400	2800									40			
Manejo del coque																				6
TOTAL, excepto combustión							29													
Total	130	3000	(¹)						0,025	0,06	0,21	0,11	0,038	0,08	0,28	0,28			1	600

¹ Datos medidas de NH₃ en chimenea combustión del gas de batería (LABEIN 1991). Estimación LABEIN: 6,72 t/año, Σ factores EPA + medidas LABEIN (VER INFORME). Grandes diferencias BREF-EPA

Nota: "Los sectores afectados por el Comercio de Derechos de emisión de gases de efecto invernadero disponen de una metodología específica para calcular las emisiones de CO₂ de acuerdo a la Decisión de la Comisión 2004/156/CE, "por la que se establecen directrices para el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo."

3.4.- CÁLCULO DE EMISIONES, EJEMPLO PRÁCTICO

Los factores de emisión de las Tablas del apartado 4.2 se han expresado en **gramos/toneladas de coque**, con el fin de que al multiplicarlos por la producción en **toneladas de coque/año**, se pueda obtener directamente la emisión anual en **Kg/año**.

$$\text{Emisiones (Kg/año)} = \text{Factor de emisión (g/t coque)} \times \text{producción anual de coque (t/año)}$$

Para una coquería con una producción de 130.000 Tm de coque al año las emisiones de CH₄ serían:

Proceso	CH ₄	
	g CH ₄ /t coque	Kg CH ₄
Carga hornos	50	6500
Coquización		0
Coquización: fugas puertas	50	6500
Coquización: fugas tapas	20	2600
Coquización: fugas conductos salida gases	2	260
Descarga coque	4	520
Apagado del coque		0
Subproductos		0
Combustión gas de batería	4	520
TOTAL, excepto manejo carbón/coque		0
Manejo del coque		0
TOTAL, excepto combustión		0
Total	130	16.900

$$E_{\text{CH}_4} = 16900 \text{ kg (código C: calculado)}$$

Con el resto de contaminantes se procedería de forma análoga.

4.- BIBLIOGRAFÍA

1. Comisión Europea – Dirección General de Medio Ambiente. Decisión EPER de la Comisión de 17 de Julio de 2.000 (2.000/479/CE)
2. Comisión Europea – Dirección General de Medio Ambiente. Documento de orientación para la realización del EPER. Noviembre de 2.000
3. Ley 16/2.002, de 1 de Julio, de prevención y control integrados de la contaminación – Ley IPPC.
4. Guía EPER Sectorial – Industria del Vidrio. Ministerio de Medio Ambiente.
5. European Integrated Prevention and Pollution Control Bureau. “Best Available Techniques Reference Document on Large Combustion PLants” – December 2.001.
6. European Integrated Prevention and Pollution Control Bureau. “Best Available Techniques Reference Document on the Production of Iron and Steel” – December 2.001.
7. European Environment Agency. European Monitoring and Evaluation Programme – Core Inventory of Air Emissions in Europe (EMEP-CORINAIR). Atmospheric Emission Inventory Guidebook – 3rd Edition
8. Environmental Protection Agency. Air CHIEF - Compilation of Air Pollutant Emission Factors – AP 42. December 2.001.
9. Intergovernmental Panel on Climate Change – Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories. Revised 1.996 IPPC Guidelines.
10. French-German Institute for Environmental Research. University of Karlsruhe – Germany. September 1.999
11. National Atmospheric Emissions Inventory. NAEI-UK. January 2.002.
12. National Pollutant Inventory (Australia’s national public database of pollutant emissions). 2.000 – 2.001.

ANEXOS

ANEXO I

I. LEGISLACIÓN APLICABLE (VIGENTE Y FUTURA)

□ Decreto 833/1.975

Este Decreto desarrolla la Ley 38/1.972 de protección del ambiente atmosférico.

En su **anexo II** se relacionan las actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera, clasificadas en 3 grupos (A, B, C), en virtud de lo cuál se establecen las exigencias y requisitos de control.

En su **anexo IV** se establecen los límites de emisión de contaminantes a la atmósfera permitidos para las principales actividades industriales potencialmente contaminadoras de la atmósfera. Hay que hacer notar que en el apartado 27 “actividades industriales diversas no especificadas en este anexo”, del citado anexo se fijan los límites de emisión para actividades no especificadas en ningún otro apartado.

DECRETO 833/1.975						
Anexo I	Grupo A					
	1.1.1	Centrales térmicas convencionales de potencia superior a 50 Mw				
	1.3.5	Baterías de coque en las plantas siderúrgicas y fundiciones				
Anexo IV	1.1	Centrales térmicas de carbón				
		Partículas	Instalaciones nuevas	Previsión 1980		
			mg/Nm ³			
			a	b	a	b
		Potencia <50 MW	500	400	250	250
		Entre 50y 200 MW	350	300	200	200
		>200 MW	200	200	150	150
	A: zona higiénicamente aceptable b: zona atmosférica contaminada					
	Opacidad		No se superará el número 1 de la escala de Ringelmann (equivalente a un 20 por 100 de opacidad límite). Este índice podrá alcanzar valores no superiores a 2 de la escala de Ringelmann en periodos de dos minutos cada hora. Durante el periodo de encendido (estimado como máximo en tres horas) no se sobrepasará el valor 3 de la escala de Ringelmann, obtenida como media de cuatro determinaciones de escalonadas a partir de quince minutos del comienzo del mismo.			
	SO₂		Para cualquier potencia y tanto para instalaciones existentes como nuevas: 2400 mg/Nm ³ para las centrales que quemen hulla antracita. Para las que emplean lignitos, el límite de emisión máximo será de 9.000 mg/Nm ³ .			
	1.2	Centrales térmicas de fuel-oil				
		Partículas	Instalaciones nuevas	Previsión 1980		
			mg/Nm ³			
			200	175		
		Entre 50y 200 MW	175	150		
>200 MW		150	120			
Opacidad		No se superará el número 1 de la escala de Ringelmann. Este índice podrá alcanzar valores no superiores a 2 de la escala de Ringelmann en periodos de dos minutos cada hora.				
SO₂		Instalaciones nuevas	Previsión 1980			
	mg/Nm ³					
Para cualquier potencia	4550	3000				
4.2	Baterías de coque e instalaciones de recuperación de subproductos					
			Mg/Nm ³			
			Instalaciones nuevas	Instalaciones existentes		
	Emisión de partículas sólidas	150	150			
	Emisión SO ₂	500	500			
	Emisión H ₂ S	2000	2000			
	Opacidad		La opacidad de los humos no excederá el 30 por 100, que equivale a no rebasar el valor 1,5 de la Escala de Ringelmann. Este índice podrá alcanzar valores no superiores a 2,5 (50 por 100 de opacidad) de la escala de Ringelamann en periodos de diez minutos cada hora en la carga y quince minutos cada hora durante la descarga. El encendido de las antorchas de barrilete deberá ser automático y se conducirán los gases de antorchas bajas a antorchas altas.			

□ Real Decreto 646/91

En el que se establecen nuevas normas sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión cuya potencia térmica nominal sea igual o superior a 50MW, cualquiera que sea el tipo de combustible que utilicen.

Artículo 9 del RD 646/91:

Para una nueva instalación² equipada con una caldera mixta que implique la utilización simultánea de dos o varios combustibles, la Administración competente fijará los valores límites de emisión de la manera siguiente:

- a) Tomando el valor límite de emisión relativo a cada combustible y a cada contaminante, que corresponde con la potencia térmica nominal de la instalación
- b) Determinando los valores límites de emisión ponderados por combustible; dichos valores se obtendrán multiplicando los valores límites de emisión individuales citados anteriormente por la energía suministrada por cada combustible y dividiendo este resultado por la suma de la energía térmica suministrada por todos los combustibles.
- c) Sumando los límites de emisión ponderados por combustible

Disposición transitoria del RD 646/91:.

En las centrales de fuel-oil, las emisiones de los grupos considerados como grandes instalaciones de combustión existentes se reducirán de manera que a partir del 31 de diciembre de 1991 los niveles de emisión de SO₂ y partículas que tienen actualmente vigentes en la aplicación del Decreto 833/1975 a instalaciones existentes o nuevas o por estar fijados en sus correspondientes resoluciones, no se sobrepasen en las mismas condiciones que se fijan para las instalaciones nuevas (*caudal volumétrico expresado en metros cúbicos por hora referidos a condiciones normales de temperatura (0°C) y de presión (760 mHg) denominado en lo sucesivo <<m³N/h>> previa corrección del contenido en vapor de agua. Los valores límites de emisión estarán expresados en mg/m³N , entendiéndose el contenido en oxígeno por volumen del gas residual del 3 % para los combustibles líquidos y gaseos y del 6% en el caso de combustibles sólidos).*

A partir de la entrada en vigor del presente Real Decreto, los niveles de emisión de SO₂ y de partículas que deban cumplir las grandes instalaciones de combustión existentes a que se refiere la presente disposición transitoria, tanto en centrales de carbón como de fuel-oil, estarán sujetos en caso de medidas en continuo el caso de mediciones continuas, a las siguientes acotaciones estadísticas:

- a) ningún valor medio mensual supera los valores límites de emisión
 b) en el caso del:

dióxido de azufre y partículas: un 97% de todos los valores medios de cada 48 horas no rebasa el 110% de los valores límites de emisión.

Óxidos de nitrógeno: un 95% de todos los valores medios de cada 48 horas no rebasa el 110% de los valores límites de emisión.

Anexo V, VI, VI del RD 646/91.

Valores límites de emisión de SO₂, NO_x, partículas para nuevas instalaciones

Valores límites de emisión para nuevas instalaciones de gas	(mg /Nm ³)
SO ₂	35
NO _x	350
Partículas	5

Anexo Ix del RD 646/91.

C- Determinación del total anual de emisiones de las instalaciones existentes.

Las centrales termoeléctricas existentes de potencia igual o superior a 50 MW eléctricos que utilicen carbón como combustible principal, y la de fuel-oil y gas natural de 200 o más MW eléctricos, deberán instalar, aparatos de medida, con transmisión de datos al cuadro de mando de la central, que hagan posible la vigilancia y registro en continuo de las emisiones de anhídrido sulfuroso, de partículas y óxidos de nitrógeno.

□ **Directiva 2001/80/CE.**

Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo 23 de octubre de 2001 sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de las **grandes instalaciones de combustión**.

Se aplica a las instalaciones de combustión cuya potencia térmica nominal sea superior a 50 MW, cualquiera que sea el tipo de combustible que utilicen (sólido, líquido o gaseoso).

Anexos III, IV, V, VI VII:

Esta directiva establece los valores límites de emisión de SO₂; NO_x y partículas expresados en mg/Nm³ (contenido de O₂ del 6% para los combustibles sólidos y del 3% para los combustibles líquidos y gaseosos) que deberán aplicar las nuevas instalaciones y las instalaciones existentes. (La Directiva 88/609/CE quedará derogada a partir de 27 de noviembre de 2002)

² A efectos del Real Decreto 646/91 se entenderá como “nueva instalación”, cualquier instalación de combustión para la que la autorización inicial de construcción o, en su defecto la autorización inicial de explotación, se haya concedido a partir del 1 de julio de 1987.

□ **Directiva 2001/80/CE.**

Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de octubre de 2001 sobre **techos nacionales de emisión** de determinados contaminantes atmosféricos.

La presente Directiva se aplicará a las emisiones de todas las fuentes de los siguientes contaminantes: dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), compuestos orgánicos volátiles (COV) y amoníaco (NH₃), que sean resultado de actividades humanas emitidas en el territorio de los Estados miembros y de sus zonas económicas exclusivas.

[Anexos III, IV, V, VI VII:](#)

Se establecen límites nacionales de emisión (NEC), que habrán de respetarse a partir de 2010. Los límites nacionales de emisión tienen la misión de alcanzar objetivos medioambientales provisionales, para la Comunidad en su conjunto, en lo relativo a la acidificación (reducción en un 50% de las superficies no protegidas contra la sedimentación de contaminantes acidificantes), la protección de la salud contra la exposición al ozono (reducción en dos tercios) y la protección de la vegetación contra la exposición al ozono (reducción en un tercio) respecto de 1990

ANEXO II

II. MÉTODOS DE MEDICIÓN DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS

Este apartado recoge los Métodos de medición de los contaminantes atmosféricos potencialmente emitidos en los procesos desarrollados en las grandes instalaciones de combustión y baterías de coque.

□ PM₁₀

NORMAS RELATIVAS AL MUESTREO:

FUENTES	MÉTODO	NORMA / LEGISLACIÓN APLICABLE	OBSERVACIONES
Fuentes fijas de emisión	Características generales para la situación, disposición y dimensión de conexiones, plataformas y accesos para la toma de muestras	Orden 18/10/1976	
Fuentes fijas de emisión	Análisis de gas. Preparación de las mezclas de gases para calibración. Método de permeación.	UNE 77 238: 1999	Equivalente a ISO6349:1979
Fuentes estacionarias de emisión.	Muestreo para la determinación automática de las concentraciones de gas.	UNE 77 218: 1995	Equivalente a ISO10396:1993.
Emisiones de instalaciones de incineración de residuos peligrosos	Especificaciones sobre la periodicidad y las condiciones de las mediciones	Real Decreto 1217/1997	
Fuentes estacionarias de emisión.	Determinación de la concentración y caudal másico de material particulado en conducto de gases. Método gravimétrico manual.	UNE 77-223:1997	

NORMAS DE MEDICIÓN

FUENTES	MÉTODO DE ANÁLISIS	NORMA	OBSERVACIONES
	Medición automática de la concentración másica de partículas. Características de funcionamiento, métodos de ensayo y especificaciones.	UNE 77 219: 1998	Equivalente a ISO 10155: 1995. Propuesta por EPER
Emisiones de Instalaciones industriales focos fijos de emisión	Determinación por gravimetría.	EPA 5 (40 CFR) EPA 17 (1995)	

▣ **Metales y sus compuestos** (As, Cd, Cr, Cu, Ni, Pb, Zn y Hg)

NORMAS RELATIVAS AL MUESTREO:

FUENTES	MÉTODO	NORMA / LEGISLACIÓN APLICABLE	OBSERVACIONES
Fuentes fijas de emisión	Características generales para la situación, disposición y dimensión de conexiones, plataformas y accesos para la toma de muestras	Orden 18/10/1976	
Fuentes fijas de emisión	Análisis de gas. Preparación de las mezclas de gases para calibración. Método de permeación.	UNE 77 238: 1999	Equivalente a ISO6349:1979
Fuentes estacionarias de emisión.	Muestreo para la determinación automática de las concentraciones de gas.	UNE 77 218: 1995	Equivalente a ISO10396:1993.
Emisiones de instalaciones de incineración de residuos peligrosos	Especificaciones sobre la periodicidad y las condiciones de las mediciones	Real Decreto 1217/1997	

NORMAS DE ANÁLISIS

FUENTES	MÉTODO DE ANÁLISIS	NORMA	OBSERVACIONES
Fuentes fijas de emisión	Análisis por espectrofotometría de absorción atómica	EPA 29	

▣ **CO**

NORMAS RELATIVAS AL MUESTREO:

FUENTES	MÉTODO	NORMA / LEGISLACIÓN APLICABLE	OBSERVACIONES
Fuentes fijas de emisión	Características generales para la situación, disposición y dimensión de conexiones, plataformas y accesos para la toma de muestras	Orden 18/10/1976	
Fuentes fijas de emisión	Análisis de gas. Preparación de las mezclas de gases para calibración. Método de permeación.	UNE 77 238: 1999	Equivalente a ISO6349:1979.
Emisiones de instalaciones de incineración de residuos peligrosos	Especificaciones sobre la periodicidad y las condiciones de las mediciones	Real Decreto 1217/1997	

NORMAS DE MEDICIÓN

FUENTES	MÉTODO DE ANÁLISIS	NORMA	OBSERVACIONES
Fuentes fijas de emisión	Muestreo no isocinético. Determinación in situ mediante células electroquímicas	DIN 33962	Medidas puntuales

▣ **CO₂**

NORMAS RELATIVAS AL MUESTREO:

FUENTES	MÉTODO	NORMA / LEGISLACIÓN APLICABLE	OBSERVACIONES
Fuentes fijas de emisión	Características generales para la situación, disposición y dimensión de conexiones, plataformas y accesos para la toma de muestras	Orden 18/10/1976	
Fuentes fijas de emisión	Análisis de gas. Preparación de las mezclas de gases para calibración. Método de permeación.	UNE 77 238: 1999	Equivalente a ISO 6349:1979.
Emisiones de instalaciones de incineración de residuos peligrosos	Especificaciones sobre la periodicidad y las condiciones de las mediciones	Real Decreto 1217/1997	
Fuentes estacionarias de emisión.	Muestreo para la determinación automática de las concentraciones de gas.	UNE 77 218: 1995	Equivalente a ISO10396:1993.

**Este parámetro no se controla, ya que no existe legislación al respecto, por lo que no se conocen normas para su análisis. La guía EPER tampoco propone ningún método para su medición.*

□ **NMVOC**

NORMAS RELATIVAS AL MUESTREO:

FUENTES	MÉTODO	NORMA / LEGISLACIÓN APLICABLE	OBSERVACIONES
Fuentes fijas de emisión	Características generales para la situación, disposición y dimensión de conexiones, plataformas y accesos para la toma de muestras	Orden 18/10/1976	
Fuentes fijas de emisión	Análisis de gas. Preparación de las mezclas de gases para calibración. Método de permeación.	UNE 77 238: 1999	Equivalente a ISO6349:1979
Emisiones de instalaciones de incineración de residuos peligrosos	Especificaciones sobre la periodicidad y las condiciones de las mediciones	Real Decreto 1217/1997	
Fuentes fijas de emisión	Muestreo no isocinético con sonda calefactora con filtro de fibra de vidrio y determinación "in situ" en un analizador FID (detector de ionización de llama).	EN 12619/13526/13649	
	Toma de muestra en función del compuesto	ASTM D 3686-95 ASTM D 3687-95	
Emisiones de instalaciones de tueste y torrefacción de café.	Muestreo de compuestos orgánicos	VDI 3481	Decreto 22/98
	Muestreo de compuestos orgánicos	Método 18 EPA	

NORMAS DE MEDICIÓN Y ANÁLISIS

FUENTES	MÉTODO DE ANÁLISIS	NORMA	OBSERVACIONES
Fuentes fijas de emisión	Determinación de la concentración de masa de carbono orgánico gaseoso total a altas concentraciones en conducto de gases. Método continuo analizador FID (detector de ionización de llama)	PrEN 13526 EN 12619-99	Propuesta en la Guía EPER editada por la Comisión.
Emisiones de fuentes estacionarias	Determinación de la concentración másica de compuestos orgánicos gaseosos individuales	PrEN 13649 (en desarrollo) PNE-prEN 13649	Propuesta en la Guía EPER editada por la Comisión.
Focos fijos de emisión	Determinación de Compuestos Orgánicos Volátiles (COVs) por cromatografía de gases / espectrometría de masas	ASTM D 3687-95 ASTM D 3686-95 En función de las sustancias	
	Determinación de compuestos orgánicos por cromatografía de gases.	Método 18 EPA	

□ **NO_x (como NO₂)**

NORMAS RELATIVAS AL MUESTREO:

FUENTES	MÉTODO	NORMA / LEGISLACIÓN APLICABLE	OBSERVACIONES
Fuentes fijas de emisión	Características generales para la situación, disposición y dimensión de conexiones, plataformas y accesos para la toma de muestras	Orden 18/10/1976	
Emisiones de fuentes estacionarias	Características de los monitores en continuo. Mediciones durante el periodo de una hora expresadas en mg/Nm ³	UNE77-224	Equivalente a ISO 10849:1996
Fuentes fijas de emisión	Análisis de gas. Preparación de las mezclas de gases para calibración. Método de permeación.	UNE 77 238: 1999	Equivalente a ISO 6349:1979.
	Toma de muestra	EPA 7 (1986) EPA 7 (1990)	
	Muestreo no isocinético	DIN 33962	Propuesta por EPER
	Aseguramiento de los aspectos de calidad de los sistemas automáticos de medición	CEN/TC 264 WG 9	Propuesta en la Guía EPER, editada por la Comisión.

NORMAS DE MEDICIÓN Y ANÁLISIS:

FUENTES	MÉTODO DE ANÁLISIS	NORMA	OBSERVACIONES
Fuentes fijas de emisión	Determinación de la concentración de masa. Características de funcionamiento de los sistemas automáticos de medida.	ISO 10849/1996 UNE 77-224	Propuesta en la Guía EPER, editada por la Comisión.
	Determinación de la concentración de masa. Método fonometría de naftiletildiamina	ISO 11564/04,98	Propuesta en la Guía EPER, editada por la Comisión.
	Determinación de óxidos de nitrógeno (NO _x) por espectrofotometría UV-VIS	EPA 7 (1990) EPA 7 (1986)	
	Determinación in situ mediante células electroquímicas	DIN 33962	

□ **SO_x/SO₂ (dependiendo del método)**

NORMAS RELATIVAS AL MUESTREO:

FUENTES	MÉTODO	NORMA / LEGISLACIÓN APLICABLE	OBSERVACIONES
Fuentes fijas de emisión	Características generales para la situación, disposición y dimensión de conexiones, plataformas y accesos para la toma de muestras	Orden 18/10/1976	
Fuentes fijas de emisión	Análisis de gas. Preparación de las mezclas de gases para calibración. Método de permeación.	UNE 77 238: 1999	Equivalente a ISO6349:1979
Emisiones de instalaciones de incineración de residuos peligrosos	Especificaciones sobre la periodicidad y las condiciones de las mediciones	Real Decreto 1217/1997	
Emisiones de fuentes estacionarias	Características de funcionamiento de los métodos automáticos de medida de concentración másica del SO ₂	UNE 77 222: 1996	Equivalente a ISO7935: 1992.
	Aseguramiento de los aspectos de calidad de los sistemas automáticos de medición	CEN/TC 264 WG 9	Propuesta por EPER
	Toma de muestra	EPA 6 (40 CFR)	
	Muestreo no isocinético	DIN 33962	

NORMAS DE MEDICIÓN Y ANÁLISIS

FUENTES	MÉTODO DE ANÁLISIS	NORMA	OBSERVACIONES
Fuentes fijas de emisión	Determinación de la concentración másica de SO ₂ . Método del peróxido de hidrógeno / perclorato de bario/torina	UNE 77 216 1ª modificación. 2000	Equivalente a ISO 7934: 1989/AM 1:1998
	Espectrofotometría de UV-VIS	DIN 33962	
	Determinación de la concentración de masa. Método de cromatografía iónica	ISO 11632/03,98; UNE 77226:1999	
	Determinación de dióxido de azufre (SO ₂) por titulación volumétrica	EPA 6 (40 CFR) EPA 6 (1995) EPA 8 (1995)	

□ **PCDD/F** (Dioxinas y Furanos) como Teq

METODOS RECOMENDADOS PARA LA TOMA DE MUESTRAS:

FUENTES	MÉTODO	NORMA DE REFERENCIA	REFERENCIAS
Emisiones de fuentes estacionarias	Determinación de la concentración másica de PCDD/PCDFs- Parte 1: Muestreo (isocinético)	UNE EN 1948-1:1997	Equivalente a EN 1948-1:1996
Fuentes fijas de emisión	Características generales para la situación, disposición y dimensión de conexiones, plataformas y accesos para la toma de muestras	Orden 18/10/1976	
Emisiones de instalaciones de incineración de residuos peligrosos	Especificaciones sobre la periodicidad y las condiciones de las mediciones	Real Decreto 1217/1997	

METODOS DE MEDICIÓN

FUENTES	MÉTODO DE ANÁLISIS	NORMA DE REFERENCIA	REFERENCIAS
Emisiones de fuentes estacionarias	Determinación de la concentración másica de PCDDs/PCDFs- Parte 2: Extracción y purificación	UNE EN 1948-2:1997	Equivalente a EN 1948-2:1996
	Determinación de la concentración másica de PCDDs/PCDFs- Parte 3: Identificación y cuantificación	UNE EN 1948-3:1997	Equivalente a EN 1948-3:1996

□ **HAP** (Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos)

NORMAS RELATIVAS AL MUESTREO:

FUENTES	MÉTODO	NORMA / LEGISLACIÓN APLICABLE	OBSERVACIONES
Fuentes fijas de emisión	Características generales para la situación, disposición y dimensión de conexiones, plataformas y accesos para la toma de muestras	Orden 18/10/1976	
Fuentes fijas de emisión	Análisis de gas. Preparación de las mezclas de gases para calibración. Método de permeación.	UNE 77 238: 1999	Equivalente a ISO6349:1979.
	Muestreo isocinético	EPA 0010 Modificación EPA 5	

▣ **Cloro y compuestos inorgánicos (como HCl)**

NORMAS RELATIVAS AL MUESTREO:

FUENTES	MÉTODO	NORMA / LEGISLACIÓN APLICABLE	OBSERVACIONES
Fuentes fijas de emisión	Características generales para la situación, disposición y dimensión de conexiones, plataformas y accesos para la toma de muestras	Orden 18/10/1976	
Fuentes fijas de emisión	Análisis de gas. Preparación de las mezclas de gases para calibración. Método de permeación.	UNE 77 238: 1999	Equivalente a ISO6349:1979.
Emisiones de instalaciones de incineración de residuos peligrosos	Especificaciones sobre la periodicidad y las condiciones de las mediciones	Real Decreto 1217/1997	
	Método manual de determinación de HCl Parte 1. Muestreo de gases	UNE EN 1911-1: 1998	

NORMAS DE ANÁLISIS

FUENTES	MÉTODO DE ANÁLISIS	NORMA	OBSERVACIONES
	Método manual de determinación de HCl Parte 2. Absorción de compuestos gaseosos.	UNE EN 1911-2: 1998	
	Método manual de determinación de HCl Parte 3. Análisis de las soluciones de absorción y cálculos.	UNE EN 1911-3: 1998	

❑ **Flúor y compuestos inorgánicos (como HF)**

NORMAS RELATIVAS AL MUESTREO:

FUENTES	MÉTODO	NORMA / LEGISLACIÓN APLICABLE	OBSERVACIONES
Fuentes fijas de emisión	Características generales para la situación, disposición y dimensión de conexiones, plataformas y accesos para la toma de muestras	Orden 18/10/1976	
Fuentes fijas de emisión.	Análisis de gas. Preparación de las mezclas de gases para calibración. Método de permeación.	UNE 77 238: 1999	Equivalente a ISO6349:1979
Emisiones de instalaciones de incineración de residuos peli-grosos.	Especificaciones sobre la periodicidad y las condiciones de las mediciones	Real Decreto 1217/1997	
	Muestreo no isocinético	EPA26A	
Fuentes estaciona-rias de emisión.	Determinación de las emi-siones totales de flúor	<i>EPA 13B</i>	

❑ **Metano (CH₄)**

NORMAS RELATIVAS AL MUESTREO

FUENTES	MÉTODO	NORMA / LEGISLACIÓN APLICABLE	OBSERVACIONES
Fuentes fijas de emisión	Características generales para la situación, disposición y dimensión de conexiones,plataformas y accesos para latoma de muestras	Orden 18/10/1976	
Fuentes fijas de emisión	Análisis de gas. Preparación de las mezclas de gases para calibración. Método de permeación.	UNE 77 238: 1999	Equivalente ISO6349:1979. a
Emisiones de instalaciones de incineración de residuos peligrosos	Especificaciones sobre la periodicidad y las condiciones de las mediciones	Real Decreto 1217/1997	
Fuentes estacionarias de emisión.	Muestreo para la determinación automática de las concentraciones de gas.	UNE 77 218: 1995	Equivalente ISO10396:1993. a

Fuentes fijas: dentro del concepto de fuentes fijas se incluyen los focos puntuales (chimeneas, conductos de emisión de gases,...) difusas (zonas de almacenamiento) de línea (cintas transportadoras) y otros focos estacionarios continuos o discontinuos en cada caso según lo especificado en la Norma de referencia.

□ **Amoníaco (NH₃).**

NORMAS RELATIVAS AL MUESTREO:

FUENTES	MÉTODO	NORMA / LEGISLACIÓN APLICABLE	OBSERVACIONES
Fuentes fijas de emisión	Características generales para la situación, disposición y dimensión de conexiones, plataformas y accesos para la toma de muestras	Orden 18/10/1976	
Fuentes fijas de emisión	Análisis de gas. Preparación de las mezclas de gases para calibración. Método de permeación.	UNE 77 238: 1999	Equivalente ISO6349:1979. a

□ **Óxido de dinitrógeno (N₂O)**

NORMAS RELATIVAS AL MUESTREO:

FUENTES	MÉTODO	NORMA / LEGISLACIÓN APLICABLE	OBSERVACIONES
Fuentes fijas de emisión	Características generales para la situación, disposición y dimensión de conexiones, plataformas y accesos para la toma de muestras	Orden 18/10/1976	
Fuentes fijas de emisión	Análisis de gas. Preparación de las mezclas de gases para calibración. Método de permeación.	UNE 77 238: 1999	Equivalente ISO6349:1979. a

ANEXO III

III. ESPECIFICACIONES INFRAESTRUCTURA DE MEDICIONES

En este apartado se definen los requisitos y especificaciones de la infraestructura necesaria para la realización de mediciones de emisión en chimenea.

La Orden de 18 de Octubre de 1.976, sobre Prevención y Corrección de la contaminación atmosférica de origen industrial regula la instalación y funcionamiento de las actividades industriales y funcionamiento dependientes del Ministerio de Industria incluidas en el Catálogo de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera que se contiene en el Anexo II del Decreto 833/1.975, en cuanto se refiere a su incidencia en el medio ambiente atmosférico. El Anexo III de la citada Orden describe el acondicionamiento de la Instalación para mediciones y toma de muestras en chimeneas, situación, disposición, dimensión de conexiones, accesos.

LOCALIZACIÓN DE LOS PUNTOS DE MUESTREO

Se definen las distancias desde la última intersección o codo a las bridas de toma de muestras (como L_1) y desde las bridas de toma de muestras a la salida al exterior o siguiente intersección o codo (como L_2):

Las condiciones ideales para la medición y toma de muestras en chimenea son:

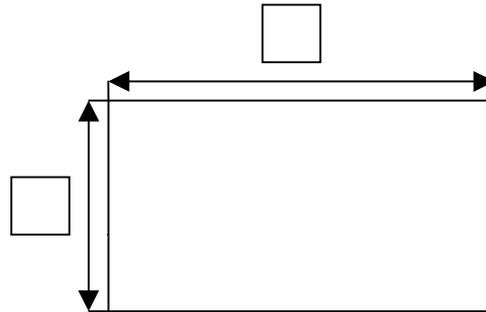
$$L_1 \geq 8D \text{ y } L_2 \geq 2D$$

La disminución de las distancias L_1 y L_2 por debajo de los valores $8D$ y $2D$ respectivamente obliga a un mayor número de puntos de medición y muestreo en la sección de la chimenea al objeto de mantener la exactitud requerida en los resultados finales. En cualquier caso nunca se admitirán valores de:

$$L_1 \leq 2D \text{ y } L_2 \leq 0,5D$$

En el caso de chimeneas de sección rectangular, se determina su diámetro equivalente de acuerdo con la ecuación y figura siguientes:

$$D_e = 2 (a \times b)/(a + b)$$

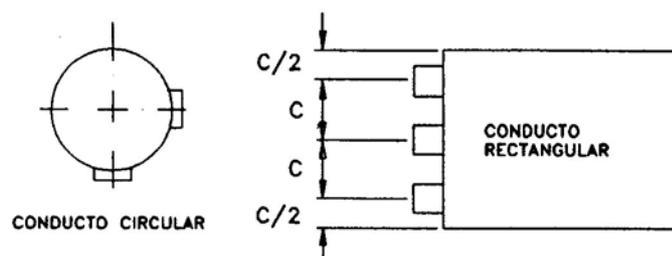


En el caso particular de encontrar dificultades extraordinarias para mantener las distancias L_1 y L_2 requeridas, éstas podrán disminuirse procurando conservar la relación:

$$L_1/L_2 = 4$$

En cuanto al número de orificios de las chimeneas será de dos en las chimeneas circulares y situadas según diámetros perpendiculares (según figura 5). En el caso de chimeneas rectangulares este número será de tres, dispuestos sobre el lateral de menores dimensiones y en los puntos medios de los segmentos que resultan de dividir la distancia lateral interior correspondiente en tres partes iguales (según figura 5).

Figura 2: Situación de orificios de muestreo

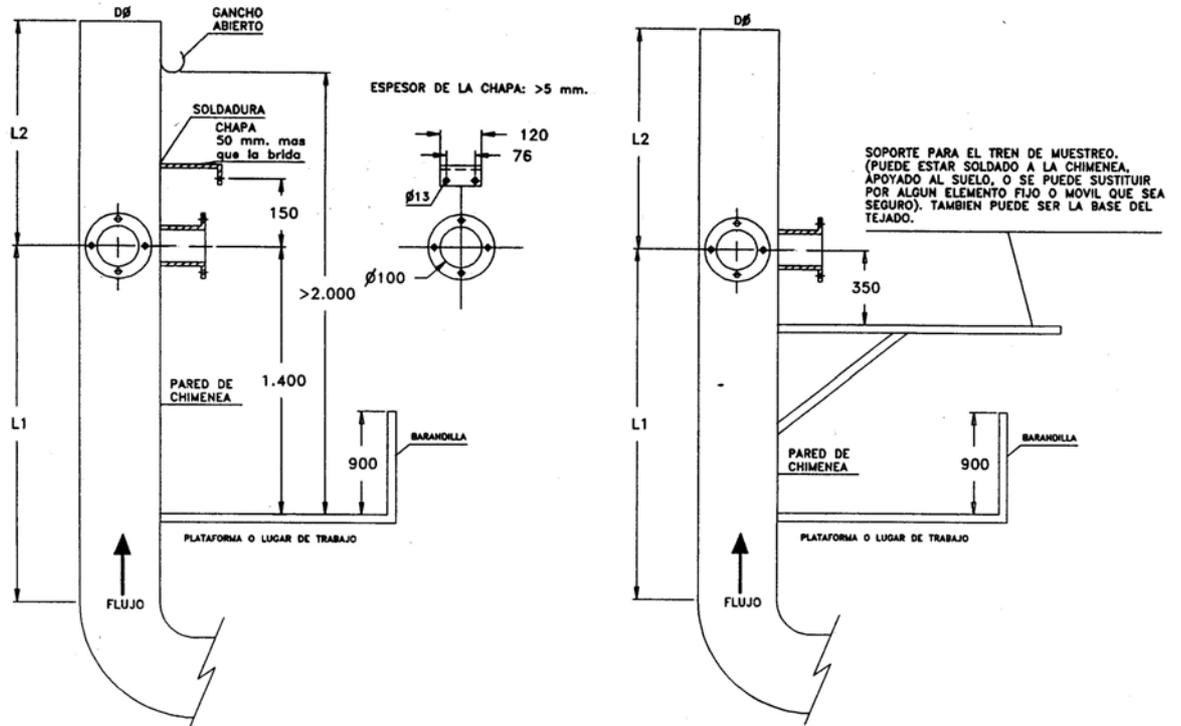


En las chimeneas de diámetro interior, real o equivalente, inferior a 70 centímetros sólo se dispondrá una conexión para medición o muestreo.

En lo que respecta a las dimensiones de los orificios para la toma de muestras, serán las suficientes para permitir la aplicación de los métodos de muestreo. Normalmente será suficiente una puerta de 150 x 200 mm que soporte

un orificio de 100 mm mínimo de diámetro que sobresalga hacia el exterior 40 mm (figura 6).

Figura 3: Situación, disposición y dimensión de conexiones, plataformas y accesos



ANEXO IV

IV. ENLACES DE INTERÉS

Este anexo recoge direcciones que pueden ser de utilidad para las empresas.

<http://www.eper-euskadi.net>

Página web del EPER Euskadi.

<http://www.ingurumena.net>

Página web del Gobierno Vasco sobre DESARROLLO SOSTENIBLE en Euskadi.

<http://www.ihobe.net>

Página web de la Sociedad Pública de Gestión Ambiental IHOBÉ, S.A. (Gobierno Vasco).

<http://www.eper-es.com>

Página web del EPER España.

<http://www.epa.gov>

Página web de la Agencia de Protección Medioambiental de Estados Unidos.

<http://www.eea.eu.int/>

Página web del Agencia Europea de Medio Ambiente.

<http://eiopcb.jrc.es>

Página web de la Oficina Europea para la IPPC.

<http://europa.eu.int/comm/environment/ippc>

Página web de la Dirección General Medio Ambiente de la Comisión Europea.

ANEXO V

V. LISTADO DE GUÍAS SECTORIALES

A continuación se presenta el listado de las distintas guías sectoriales que se han elaborado y la correspondencia de las distintas actividades industriales con los epígrafes según Ley IPPC y Decisión EPER.

- **ACERO** (epígrafe **2.2** según ley IPPC y Decisión EPER: “Instalaciones para la producción de fundición o de aceros brutos (fusión primaria o secundaria), incluidas las correspondientes instalaciones de fundición continua de una capacidad de más de 2,5 toneladas por hora”).
- **AGROALIMENTARIA - GANADERA** (epígrafes **9.1, 9.2, 9.3** según ley IPPC y epígrafes **6.4, 6.5, 6.6** según Decisión EPER: **9.1 y 6.4**: “Mataderos con una capacidad de producción de canales superior a 50 Toneladas/día. Tratamiento y transformación destinados a la fabricación de productos alimenticios a partir de: Materia prima animal (que no sea la leche) de una capacidad de producción de productos acabados superior a 75 toneladas/día. Materia prima vegetal de una capacidad de producción de productos acabados superior a 300 toneladas/día (valor medio trimestral. Tratamiento y transformación de la leche, con una cantidad de leche recibida superior a 200 toneladas/día (valor medio anual”. **9.2 y 6.5**: “Instalaciones para la eliminación o el aprovechamiento de canales o desechos de animales con una capacidad de tratamiento superior a 10 Toneladas/día”. **9.3 y 6.6**: “Instalaciones destinadas a la cría intensiva de aves de corral o de cerdos que dispongan de más de: 40.000 emplazamientos si se trata de gallinas ponedoras o del número equivalente para otras orientaciones productivas de aves”).
- **CAL**(epígrafe **3.1**, según ley IPPC y Decisión EPER: **3.1**: “Instalaciones de fabricación de cemento y/o clinker en hornos rotatorios con una capacidad de producción superior a 500 toneladas diarias, o de cal en hornos rotatorios con una capacidad de producción superior a 50 toneladas por día”).
- **CEMENTO** (epígrafe **3.1**, según ley IPPC y Decisión EPER: **3.1**: “Instalaciones de fabricación de cemento y/o clinker en hornos rotatorios con una capacidad

de producción superior a 500 toneladas diarias, o de cal en hornos rotatorios con una capacidad de producción superior a 50 toneladas por día”.

- **PRODUCTOS CERÁMICOS** (epígrafe **3.5** según ley IPPC y Decisión EPER: **3.5**: “Instalaciones para la fabricación de productos cerámicos mediante horneado, en particular tejas, ladrillos, refractarios, azulejos o productos cerámicos ornamentales o de uso doméstico, con una capacidad de producción superior a 75 toneladas por día, y/o una capacidad de horneado de más de 4 m³ y de más de 300 kg/m³ de densidad de carga de horno”).
- **COMBUSTIÓN** (epígrafe **1.1, 1.2, 1.3** según ley IPPC y Decisión EPER: **1.1**: “Instalaciones de combustión con una potencia térmica de combustión superior a 50 MW: Instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen ordinario o en régimen especial, en las que se produzca la combustión de combustibles fósiles, residuos o biomasa. Instalaciones de cogeneración, calderas, hornos, generadores de vapor o cualquier otro equipamiento o instalación de combustión existente en una industria, sea ésta o no su actividad principal”. **1.2**: “Refinerías de petróleo y gas: Instalaciones para el refinado de petróleo o de crudo de petróleo. Instalaciones para la producción de gas combustible distinto del gas natural y gases licuados del petróleo”. **1.3**: “Coquerías”).
- **FUNDICIÓN FÉRREA** (epígrafes **2.4** según ley IPPC y Decisión EPER: **2.4**: “Fundiciones de metales ferrosos con una capacidad de producción de más de 20 toneladas por día”).
- **GESTIÓN DE RESIDUOS** (epígrafe **5.1, 5.4** según ley IPPC y Decisión EPER: **5.1**: “Instalaciones para la valorización de residuos peligrosos, incluida la gestión de aceites usados, o para la eliminación de dichos residuos en lugares distintos de los vertederos, de una capacidad de más de 50 toneladas por día”. **5.4**: “Vertederos de todo tipo de residuos que reciban más de 10 Toneladas por día o que tengan una capacidad total de más de 25.000 toneladas con exclusión de los vertederos de residuos inertes”).
- **METALURGIA NO FERREA** (epígrafes **2.5** según ley IPPC y Decisión EPER: **2.5**: “Instalaciones para la fusión de metales no ferrosos, inclusive la aleación, así como los productos de recuperación (refinado, moldeado en fundición) con

una capacidad de fusión de más de 4 toneladas para el plomo y el cadmio o 20 toneladas para todos los demás metales, por día”).

- **PASTA Y PAPEL** (epígrafe **6.1** según ley IPPC y Decisión EPER: “Instalaciones industriales dedicadas a la fabricación de: pasta de papel a partir de madera o de otras materias fibrosas. Papel y cartón con una capacidad de producción de más de 20 toneladas diarias”).
- **QUÍMICA** (epígrafes **4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6** según ley IPPC y Decisión EPER: La fabricación a escala industrial, mediante transformación química de los productos o grupos de productos mencionados en los distintos epígrafes):
4.1: “Instalaciones químicas para la fabricación de productos químicos orgánicos de base”. **4.2:** “Instalaciones químicas para la fabricación de productos químicos inorgánicos de base”. **4.3:** “Instalaciones químicas para la fabricación de fertilizantes a base de fósforo, de nitrógeno o de potasio (fertilizantes simples o compuestos). **4.4:** “Instalaciones químicas para la fabricación de productos de base fitofarmacéuticos y de biocidas”. **4.5:** “Instalaciones químicas que utilicen un procedimiento químico o biológico para la fabricación de medicamentos de base”. **4.6:** “Instalaciones químicas para la fabricación de explosivos”.
- **TEXTIL Y CURTIDOS** (epígrafes **7.1, 8.1** según ley IPPC y epígrafes **6.2, 6.3** según Decisión EPER: **7.1 y 6.2:** “Instalaciones para el tratamiento previo (operaciones de lavado, blanqueo, mercerización) o para el tinte de fibras o productos textiles cuando la capacidad de tratamiento supere las 10 toneladas diarias”. **8.1 y 6.3:** “Instalaciones para el curtido de cueros cuando la capacidad de tratamiento supere las 12 toneladas de productos acabados por día”).
- **TRANSFORMACIÓN DE METALES FÉRREOS** (epígrafe **2.3** según ley IPPC y Decisión EPER: Instalaciones para la transformación de metales ferrosos: Laminado en caliente con una capacidad superior a 20 toneladas de acero bruto por hora. Forjado con martillos cuya energía de impacto sea superior a 50 kilojulios por martillos y cuando la potencia térmica utilizada sea superior a 20 MW. Aplicación de capas de protección de metal fundido con una capacidad de tratamiento de más de 2 toneladas de acero bruto por hora).

- **TRATAMIENTO SUPERFICIAL POR PROCEDIMIENTOS QUÍMICOS** (epígrafe **10.1** según ley IPPC y epígrafe **6.7** según Decisión EPER: “Instalaciones para el tratamiento de superficies de materiales, de objetos o productos con utilización de disolventes orgánicos, en particular para aprestarlos, estamparlos, revestirlos y desengrasarlos, impermeabilizarlos, pegarlos, enlazarlos, limpiarlos o impregnarlos, con una capacidad de consumo de más de 150 kg de disolvente por hora o más de 200 toneladas/año”).

- **VIDRIO Y FIBRAS MINERALES** (epígrafe **3.3** según ley IPPC y Decisión EPER: **3.3**: “Instalaciones para la fabricación de vidrio, incluida la fibra de vidrio, con una capacidad de fusión superior a 20 toneladas por día”).