

Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para las plantas de energía térmica

Introducción

Las guías sobre medio ambiente, salud y seguridad (MASS) son documentos de referencia técnica que contienen ejemplos generales y específicos de la práctica internacional recomendada para la industria en cuestión¹. Cuando uno o más miembros del Grupo del Banco Mundial participan en un proyecto, estas guías sobre MASS se aplican con arreglo a los requisitos de sus respectivas políticas y normas. Las presentes guías sobre MASS para este sector de la industria deben usarse junto con el documento que contiene las **guías generales sobre MASS**, en el que se ofrece orientación a los usuarios respecto de cuestiones generales sobre la materia que pueden aplicarse potencialmente a todos los sectores industriales. Los proyectos más complejos podrían requerir el uso de múltiples guías para distintos sectores de la industria. Para una lista completa de guías sobre los distintos sectores de la industria, visitar:

<http://www.ifc.org/ifcext/sustainability.nsf/Content/EnvironmentalGuidelines>.

Las guías sobre MASS contienen los niveles y los indicadores de desempeño que generalmente pueden lograrse en instalaciones nuevas, con la tecnología existente y a costos razonables. En lo que respecta a la posibilidad de aplicar estas guías a instalaciones ya existentes, podría ser necesario establecer metas específicas del lugar, tomando como referencia las evaluaciones ambientales y/o las auditorías ambientales (según

¹ Definida como el ejercicio de la aptitud profesional, la diligencia, la prudencia y la previsión que podrían esperarse razonablemente de profesionales idóneos y con experiencia que realizan el mismo tipo de actividades en circunstancias iguales o semejantes en el ámbito mundial. Las circunstancias que los profesionales idóneos y con experiencia pueden encontrar al evaluar el amplio espectro de técnicas de prevención y control de la contaminación a disposición de un proyecto pueden incluir, sin que la mención sea limitativa, diversos grados de degradación ambiental y de capacidad de asimilación del medio ambiente, así como diversos niveles de factibilidad financiera y técnica.

corresponda), así como un calendario adecuado para alcanzarlas. La aplicación de las guías debe adaptarse a los peligros y riesgos establecidos para cada proyecto sobre la base de los resultados de una evaluación ambiental en la que se tengan en cuenta las variables específicas del emplazamiento, tales como las circunstancias del país receptor, la capacidad de asimilación del medio ambiente y otros factores relativos al proyecto. La decisión de aplicar recomendaciones técnicas específicas debe basarse en la opinión profesional de personas idóneas y con experiencia. En los casos en que el país receptor tenga reglamentaciones diferentes a los niveles e indicadores presentados en las guías, los proyectos deben alcanzar los que sean más rigurosos. Cuando, en vista de las circunstancias específicas de cada proyecto, se considere necesario aplicar medidas o niveles menos exigentes que aquéllos proporcionados por estas guías sobre MASS, será necesario aportar una justificación exhaustiva y detallada de las alternativas propuestas como parte de la evaluación ambiental en un sector concreto. Esta justificación debería demostrar que los niveles de desempeño escogidos garantizan la protección de la salud y el medio ambiente.

Aplicabilidad

Este documento incluye información relativa a los procesos de combustión de combustibles gaseosos, líquidos y fósiles sólidos y biomasa, destinados a la producción de energía eléctrica y mecánica, vapor, calor o cualquier combinación de estos elementos, independientemente del tipo de combustible empleado (salvo los residuos sólidos que se tratan en otra guía sobre plantas de manejo de residuos), con una capacidad total de potencia térmica absorbida por encima de 50 MWth calculada en

función del poder calorífico superior (PCS)². Se aplica a las calderas, los motores de combustión interna y las turbinas de combustión de instalaciones existentes y nuevas. El Anexo A contiene una descripción detallada de las actividades industriales de este sector y el Anexo B contiene orientaciones para la evaluación ambiental (EA) de los proyectos de generación de energía térmica. La Sección 1.1 de las **guías generales sobre MASS** contiene criterios sobre emisiones aplicables a las instalaciones con una capacidad total de potencia térmica inferior a 50 MWth. Según las características del proyecto y las actividades asociadas (es decir, obtención del combustible y evacuación de la electricidad generada), los lectores deben consultar también las guías sobre MASS para la minería y la transmisión y distribución de electricidad.

Las decisiones de algún miembro del Grupo del Banco Mundial de invertir en este sector se adoptan teniendo en cuenta la estrategia sobre cambio climático del Grupo.

Este documento está dividido en las siguientes secciones:

Sección 1.0: Manejo e impactos específicos de la industria
Sección 2.0: Indicadores y seguimiento del desempeño
Sección 3.0: Referencias y fuentes adicionales
Anexo A: Descripción general de las actividades de la industria
Anexo B: Orientaciones para la evaluación ambiental de proyectos de energía térmica.

1.0 Manejo e impactos específicos de la industria

La siguiente sección contiene una síntesis de las principales cuestiones relativas al medio ambiente, la salud y la seguridad asociadas a las operaciones de las plantas de energía térmica, que corresponden a la etapa de operaciones, así como recomendaciones para su manejo.

Como se señala en la introducción de las **guías generales sobre MASS**, la estrategia general para el manejo de las cuestiones

relativas al MASS en las actividades de desarrollo industrial, incluidas las plantas de generación de energía, debe tener en cuenta los posibles impactos lo antes posible dentro del ciclo del proyecto, lo que conlleva la incorporación de consideraciones con respecto al MASS en los procesos de selección de la ubicación y el diseño de la planta, con el fin de maximizar las opciones disponibles para prevenir y controlar los posibles impactos negativos.

Por otra parte, en las **guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** se ofrecen recomendaciones sobre la gestión de las cuestiones de este tipo que son comunes a la mayoría de los grandes establecimientos industriales y de infraestructura durante las etapas de construcción y desmantelamiento.

1.1 Medio Ambiente

Los principales problemas ambientales relativos a los proyectos de plantas de energía térmica incluyen:

- Emisiones a la atmósfera
- Eficiencia energética y emisiones de gases de efecto invernadero
- Consumo de agua y alteración del hábitat acuático
- Efluentes
- Desechos sólidos
- Materiales peligrosos y petróleo
- Ruido

Emisiones a la atmósfera

Las principales emisiones al aire procedentes de la combustión de combustibles fósiles o biomasa consisten en dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), material particulado (MP), monóxido de carbono (CO) y gases de efecto invernadero, como el dióxido de carbono (CO₂). Dependiendo del tipo y la calidad del combustible empleado, sobre todo de la biomasa y los

² Capacidad total aplicable a una instalación con múltiples unidades.

combustibles sólidos, pueden producirse emisiones más pequeñas, aunque con importantes repercusiones para el medio ambiente debido a su toxicidad y/o persistencia, de otras sustancias como metales pesados (es decir, mercurio, arsénico, cadmio, vanadio, níquel, etcétera), halógenos (como el fluoruro de hidrógeno), hidrocarburos no quemados y otros componentes orgánicos volátiles (COV). El dióxido de azufre y el óxido de nitrógeno generan también una lluvia ácida de largo alcance.

La cantidad y las características de las emisiones a la atmósfera dependen de factores como el combustible (por ejemplo, carbón, fuel oil, gas natural o biomasa), el tipo y el diseño de la unidad de combustión (por ejemplo, motor de combustión interna, turbina de combustión o calderas), las prácticas operacionales, las medidas de control de las emisiones (por ejemplo, control primario de la combustión, tratamiento secundario del gas de combustión) y la eficiencia general del sistema. Por ejemplo, las plantas de gas producen generalmente cantidades insignificantes de material particulado y óxidos de azufre, y los niveles de óxidos de nitrógeno son alrededor del 60% de los de las plantas de carbón (sin medidas de reducción de las emisiones). Las plantas de gas natural también emiten pequeñas cantidades de dióxido de carbono, un gas de efecto invernadero.

Algunas medidas, como la elección de combustibles y el uso de medidas para incrementar la eficiencia de la conversión de la energía, reducirán las emisiones de muchos agentes contaminantes del aire, como el CO₂, por cada unidad de energía generada. La optimización de la eficiencia en el uso de energía dentro del proceso de generación depende de una variedad de factores, entre ellos, las características y la calidad del combustible, el tipo de sistema de combustión, la temperatura de funcionamiento de las turbinas de combustión, la presión y temperatura de funcionamiento de las turbinas de vapor, las condiciones climáticas locales, el tipo de sistema de refrigeración empleado, etc. Las medidas recomendadas para prevenir, minimizar y controlar las emisiones a la atmósfera incluyen:

- Utilizar el combustible más limpio que pueda costearse (el gas natural es preferible al petróleo, que a su vez es preferible a el carbón), siempre que sea compatible con la política energética y ambiental general del país o la región donde se propone instalar la planta. En el caso de la mayoría de las grandes plantas de generación de energía, la elección del combustible suele formar parte de la política energética nacional, y deben evaluarse muy cuidadosamente desde el principio los factores interrelacionados relativos a los combustibles, la tecnología de combustión y la tecnología de control de la contaminación, con el fin de optimizar el desempeño ambiental del proyecto;
- Cuando se utilice carbón, quemar preferentemente carbón con alto contenido calorífico, pocas cenizas y poco azufre;
- Considerar la valorización para reducir la ceniza, especialmente para el carbón con alto contenido de ceniza³;
- Seleccionar la mejor tecnología de generación de energía para el combustible elegido con un equilibrio entre los beneficios ambientales y económicos. La selección de la tecnología y los sistemas de control de la contaminación dependerá de la evaluación ambiental de la ubicación (algunos ejemplos pueden ser el uso de sistemas con mayor eficiencia energética, como las turbinas de gas de ciclo combinado para las unidades de gas natural y petróleo, y la tecnología supercrítica, ultrasupercrítica o integrada del ciclo combinado de gasificación (CCGI) para las unidades de carbón);
- Determinar la altura de la chimenea en función de la práctica internacional recomendada para la industria en cuestión (PIRIC) a fin de evitar las concentraciones excesivas a nivel del suelo y minimizar impactos como la lluvia ácida⁴;

³ Si hay presencia de azufre inorgánico en las cenizas, esto también reducirá el contenido de azufre.

⁴ El Anexo 1.1.3 de las **guías generales sobre MASS** contiene orientaciones específicas para el cálculo de la altura de la chimenea. El aumento de la altura no debe provocar un incremento de las emisiones. Sin embargo, si las tasas de emisiones propuestas provocan un aumento significativo del impacto sobre la calidad del aire ambiente para poder cumplir las normas relevantes sobre calidad

- Considerar el uso de instalaciones de cogeneración de calor y electricidad. Al aprovechar un calor que se desperdiciaría de otro modo, las instalaciones de cogeneración pueden lograr una eficiencia térmica del 70% al 90%, en comparación con el 32% al 45% de las plantas convencionales de energía térmica.
- Como se señala en las **guías generales sobre MASS**, las emisiones de un solo proyecto no deben constituir más del 25% del nivel dispuesto en las normas aplicables sobre calidad del aire ambiente para posibilitar un mayor desarrollo sostenible de dicha cuenca atmosférica en el futuro⁵.
- Utilizar combustibles con menos contenido de azufre siempre que sea económicamente viable;
- Uso de cal (CaO) o piedra caliza (CaCO₃) en calderas de combustión de carbón de lecho fluido para la desulfuración integrada, que puede lograr una eficiencia de eliminación del 80% al 90% mediante el empleo de la combustión en lecho fluido^{7, 8};
- Según el tamaño de la planta, la calidad del combustible y la posibilidad de emisiones considerables de SO₂, utilizar la desulfuración de gases de combustión (DGC) en grandes calderas de carbón o petróleo y grandes motores de combustión interna. El sistema óptimo de DGC (por ejemplo, DGC por vía húmeda mediante piedra caliza con una eficiencia de eliminación del 85% al 98%, DGC en seco mediante cal con una eficiencia de eliminación del 70% al 94%, DGC con agua de mar con una eficiencia de eliminación del 90%) depende de la capacidad de la planta, las propiedades del combustible, las condiciones de la ubicación, y el costo y la disponibilidad del agente reactivo, además del desecho o el reciclaje del producto derivado⁹.

A continuación se ofrecen recomendaciones relativas al control de contaminantes específicos.

Dióxido de azufre

Las opciones disponibles para el control de los óxidos de azufre varían considerablemente debido a las grandes diferencias en el contenido de azufre de los diversos combustibles y los costos de los controles, como se describe en el Cuadro 1. La elección de la tecnología depende del análisis de beneficios y costos del desempeño ambiental de diferentes combustibles, el costo de los controles y la existencia de un mercado para los productos derivados del control del azufre⁶. Las medidas recomendadas para prevenir, minimizar y controlar las emisiones de SO₂ incluyen:

del aire, se deben tener en cuenta el aumento de la altura de la chimenea y/o una reducción mayor de las emisiones en la EA. Algunos ejemplos de PIRIC con respecto a las chimeneas fijan la altura máxima en alrededor de 200 m para las grandes instalaciones de combustión de carbón, unos 80 m para las plantas de generación de energía mediante combustión de petróleo combustible pesado con motores diésel, y hasta 100 m para las plantas de generación de energía con turbinas de gas de ciclo combinado. La decisión final sobre la altura de la chimenea dependerá del terreno aledaño, las edificaciones cercanas, las condiciones meteorológicas, el incremento previsto del impacto y la ubicación de los recolectores actuales y futuros.

⁵ Por ejemplo, las cuotas máximas de la EPA de los Estados Unidos para la prevención del incremento significativo del deterioro en las cuencas atmosféricas no degradadas son: SO₂ (91 µg/m³ para el segundo registro más alto en un período de 24 horas, 20 µg/m³ para el promedio anual), NO₂ (20 µg/m³ para el promedio anual), y MP₁₀ (30 µg/m³ para el segundo registro más alto en un período de 24 horas y 17 µg/m³ para el promedio nacional).

⁶ En estas condiciones, se pueden considerar opciones de desulfuración regenerativa (húmeda o semiseca) de gases de combustión (DGC).

⁷ CE (2006).

⁸ La eficiencia de las tecnologías de combustión en lecho fluidizado para eliminar el SO₂ depende del contenido de azufre y cal del combustible, y la cantidad, proporción y la calidad del absorbente.

⁹ El uso de la depuración por vía húmeda, además de los equipos de control de polvo (por ejemplo, precipitador electrostático o filtro de tela), tiene la ventaja de reducir también las emisiones de HCl, HF, metales pesados y el polvo restantes después de emplear el PE o el filtro de tela. Por su alto costo, los procesos de depuración por vía húmeda no se utilizan en instalaciones de capacidad inferior a 100 MWth (CE, 2006).

Cuadro 1 - Desempeño/características de la DGC		
Tipo de DGC	Características	Aumento del costo de capital de la planta
DGC húmeda	<ul style="list-style-type: none"> • El gas de combustión se satura con agua. • La piedra caliza (CaCO_3) actúa como reactivo. • Eficiencia de la eliminación de hasta el 98%. • Consumo del 1% al 1,5% de la electricidad generada. • Más utilizado. • Hay que tener en cuenta la distancia con el origen de la piedra caliza y su reactividad. • Consumo elevado de agua. • Necesidad de tratamiento de las aguas residuales. • Yeso como producto comerciable o desechable. 	11% al 14%
DGC semiseca	<ul style="list-style-type: none"> • También denominada "depuración en seco" con humidificación controlada. • La cal (CaO) actúa como reactivo. • Eficiencia de la eliminación de hasta el 94%. • Mayor nivel de eliminación del SO_3 que la DGC húmeda. • Consumo del 0,5% al 1,0% de la electricidad generada, menos que la DGC húmeda. • La cal es más cara que la piedra caliza. • No hay aguas residuales. • Residuos: mezcla de cenizas volantes, aditivos sin reaccionar y CaSO_3. 	9% al 12%
DGC con agua de mar	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia de la eliminación de hasta el 90%. • No es práctica para el carbón con alto contenido de S (> 1% S). • Hay que examinar cuidadosamente el impacto sobre el medio marino (por ejemplo, reducción del pH, vertido de restos de metales pesados, cenizas volantes, temperatura, azufre, oxígeno disuelto y demanda química de oxígeno). • Consumo del 0,8% al 1,6% de la electricidad generada. 	7% al 10%

	• Proceso simple sin aguas residuales ni desechos sólidos.	
Fuentes: CE (2006) y Grupo del Banco Mundial.		

Óxidos de nitrógeno

La formación de óxidos de nitrógeno puede controlarse mediante la modificación de los parámetros del funcionamiento y el diseño del proceso de combustión (medidas primarias). En ciertos casos, puede ser necesario un tratamiento adicional del NO_x del gas de combustión (medidas secundarias; véase el Cuadro 2) en función de los objetivos de calidad del aire ambiente. Las medidas recomendadas para prevenir, minimizar y controlar las emisiones de NO_x incluyen:

- Usar quemadores con bajas emisiones de NO_x y otras modificaciones de la combustión, como los de bajo exceso de oxígeno, para las plantas de calderas. Puede ser necesario instalar controles adicionales del NO_x en las calderas para cumplir los límites de emisiones: se puede usar un sistema de reducción catalítica selectiva (RCS) para las calderas de carbón pulverizado, petróleo y gas, o un sistema de reducción catalítica no selectiva (RCNS) para las calderas con lecho fluido;
- Usar quemadores de premezclas anti- NO_x por vía seca para las turbinas de combustión de gas natural;
- Usar inyección de agua o RCS para las turbinas de combustión y los motores de combustión interna de combustibles líquidos¹⁰;
- Optimizar los parámetros de funcionamiento de los motores de combustión interna de gas natural existentes para reducir las emisiones de NO_x ;
- Utilizar sistemas de mezcla pobre o RCS para los nuevos motores de gas.

¹⁰ La inyección de agua puede no ser práctica en todos los casos para las turbinas de combustión industrial. Aunque se disponga de agua, las instalaciones para el tratamiento del agua y la operación y el mantenimiento de este sistema pueden ser costosos y complicar el funcionamiento de una pequeña turbina de combustión.

Cuadro 2 - Desempeño/características de los sistemas de reducción del NOx secundario

Tipo	Características	Aumento del costo de capital de la planta
RCS	<ul style="list-style-type: none"> Tasa de reducción de las emisiones del NOx del 80% al 95%. Consumo del 0,5% de la electricidad generada. Uso de amoníaco o urea como reactivos. Puede haber un problema de aumento de los escapes de amoníaco debido a la mayor proporción de NH₃/NOx (por ejemplo, demasiado amoníaco en las cenizas volantes). Puede ser necesario aumentar el volumen del catalizador o mejorar la mezcla de NH₃ y NOx en el gas de combustión para evitar este problema. Los catalizadores pueden contener metales pesados. Es necesario el manejo, desecho o reciclaje adecuado de los catalizadores gastados. Los catalizadores han durado de 6 a 10 años (carbón), de 8 a 12 años (petróleo) y más de 10 años (gas). 	<p>4% al 9% (caldera de carbón)</p> <p>1% al 2% (turbinas de gas de ciclo combinado)</p> <p>20% al 30% (motores de combustión interna)</p>
RCNS	<ul style="list-style-type: none"> Tasa de reducción de las emisiones de NOx del 30% al 50%. Consumo del 0,1% al 0,3% de la electricidad generada. Uso de amoníaco o urea como reactivos. No puede usarse con motores o turbinas de gas. Funciona sin catalizadores. 	1% al 2%

Fuentes: CE (2006) y Grupo del Banco Mundial.

Material particulado

El material particulado¹¹ procede del proceso de combustión, especialmente del uso de combustibles pesados como el fuel oil, el carbón y la biomasa sólida. Se ha demostrado la eficiencia para la eliminación de partículas en las plantas de generación de energía de tecnologías como los filtros de tela y los precipitadores electrostáticos (PE), que aparecen en el Cuadro 3. La elección entre un filtro de tela y un PE depende de las características del

¹¹ Incluye todos los tamaños de partículas (por ejemplo, PTS, MP₁₀ y MP_{2.5})

combustible, el tipo de sistema de DGC, si se utiliza para el control del SO₂, y los objetivos de calidad del aire ambiente.

También se puede emitir material particulado durante el traslado y el almacenamiento de carbón y aditivos como la cal. Las recomendaciones para prevenir, minimizar y controlar las emisiones de material particulado incluyen:

- Instalar controles del polvo con una eficiencia de eliminación de hasta el 99%, como los PE o los filtros de tela (filtros de mangas), en las plantas de generación de energía mediante carbón. Un sistema de control avanzado de las partículas es un PE por vía húmeda, que aumenta aún más la eficiencia de eliminación y captura además los agentes condensables (por ejemplo, lluvia ácida sulfúrica) que no pueden recolectar eficazmente el PE o el filtro de tela¹²;
- Usar equipos de carga y descarga que minimicen la altura de la caída del combustible en el almacén para reducir la generación de polvo fugitivo y la instalación de ciclones;
- Usar sistemas de vaporización de agua para reducir la formación de polvo fugitivo procedente del combustible sólido almacenado en entornos áridos;
- Usar cintas de transporte con un equipo de extracción y filtrado bien diseñado en los puntos de transferencia para prevenir la emisión de polvo;
- En el caso de los combustibles sólidos cuyo polvo fugitivo pueda contener vanadio, níquel e hidrocarburos aromáticos policíclicos (por ejemplo, el carbón y el coque de petróleo), usar un cierre hermético durante el transporte y cubrir el producto almacenado cuando sea necesario;

¹² Se recomienda un sistema de limpieza de los gases de combustión (LGC) para resolver el problema de la baja conductividad de los gases y la reducción del desempeño de los PE que se produce cuando se utilizan para eliminar las partículas de los combustibles con muy bajo contenido de azufre. Un sistema específico de LGC conlleva la incorporación de trióxido de azufre (SO₃) gaseoso en la entrada de gases de combustión al PE, lo que aumenta la conductividad de los gases y mejora drásticamente la capacidad de limpieza del PE. Normalmente, no existe el riesgo de que aumenten las emisiones de SOx, ya que el SO₃ es altamente reactivo y se adhiere a las partículas.

- Diseñar y operar sistemas de traslado que minimicen la generación y el transporte de polvo a las instalaciones;
- Almacenar la cal y la piedra caliza en silos con equipos de extracción y filtrado bien diseñados;
- Utilizar barreras contra el viento para el carbón almacenado en espacios abiertos o, en caso de que sea necesario, usar estructuras de almacenamiento cerradas para minimizar las emisiones de polvo fugitivo y aplicar sistemas de ventilación para evitar las explosiones de polvo (por ejemplo, empleo de ciclones en los puntos de transferencia de carbón).

El Anexo 1.1.2 de las **guías generales sobre MASS** contiene una explicación adicional sobre las tecnologías de prevención y control en los puntos de origen de las emisiones.

Fuentes: CE (2006) y Grupo del Banco Mundial.

Otros agentes contaminantes

Dependiendo del tipo y la calidad del combustible, puede haber una presencia de otros agentes contaminantes del aire en cantidades importantes para el medio ambiente, que deben considerarse adecuadamente en la evaluación de los posibles impactos sobre la calidad del aire ambiente y el diseño y la implementación de medidas de gestión y controles ambientales. Algunos ejemplos de otros contaminantes son el mercurio en el carbón, el vanadio en el fuel oil pesado, y la presencia de otros metales pesados en biocombustibles, como el coque de petróleo y los aceites lubricantes usados¹³. Las recomendaciones específicas para las plantas de energía térmica para prevenir, minimizar y controlar las emisiones de otros contaminantes del aire, como el mercurio, incluyen el uso de controles secundarios convencionales como los filtros de tela o los PE, en combinación con técnicas de DGC, como la DGC de la piedra caliza, la DGC de cal seca o la inyección de absorbente¹⁴. Se puede lograr la eliminación adicional de metales como el mercurio con un sistema de RCS de gran capacidad con carbón activado en polvo (CAP), carbón activado en polvo enriquecido con bromo u otros absorbentes. Dado que las emisiones de mercurio de las plantas de energía térmica conllevan posibles impactos significativos a nivel local y transfronterizo para los ecosistemas, la salud pública y la seguridad como consecuencia de la bioacumulación, se debe

Cuadro 3 – Desempeño/características de los sistemas de eliminación de partículas

Tipo	Desempeño/Características
PE	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia de eliminación > 96,5% (< 1 µm), > 99,95% (> 10 µm). • Consumo del 0,1% al 1,8% de la electricidad generada. • Puede que no funcione con partículas con mucha resistencia eléctrica. En estos casos, la limpieza de los gases de combustión (LGC) puede mejorar el desempeño del PE. • Puede manejar volúmenes muy grandes de gas con escasas caídas de presión.
Filtro de tela	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia de eliminación > 99,6% (< 1 µm), > 99,95% (> 10 µm). Elimina partículas más pequeñas que el PE. • Consumo del 0,2% al 3% de la electricidad generada. • Disminuye el tiempo de vida del filtro conforme aumenta el contenido de S en el carbón. • Los costos de operación aumentan considerablemente con el incremento de la densidad del filtro de tela para eliminar más partículas. • Si las cenizas son especialmente reactivas, pueden debilitar la tela y terminar desintegrándola.
Depuración por vía húmeda	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia de eliminación > 98,5% (< 1 µm), > 99,9% (> 10 µm). • Consumo de hasta el 3% de la electricidad generada. • Puede tener el efecto secundario de eliminar y absorber metales pesados en estado gaseoso. • Haya que tratar las aguas residuales.

¹³ En estos casos, la EA debe abordar los posibles impactos en la calidad del aire ambiente de metales pesados como el mercurio, el níquel, el vanadio, el cadmio, el plomo, etc.

¹⁴ Con el uso de filtros de tela o precipitadores electrostáticos en combinación con técnicas de DGC se puede lograr un nivel promedio de eliminación del 75% o del 90% si se utiliza al mismo tiempo una técnica de RCS (CE, 2006).

considerar especialmente su minimización dentro de la evaluación ambiental y un diseño acorde de la planta¹⁵.

Compensaciones de las emisiones

Las instalaciones en cuencas atmosféricas degradadas deben minimizar el incremento del impacto alcanzando los valores de emisiones descritos en el Cuadro 6. No obstante, cuando estos valores provoquen impactos excesivos con respecto a los reglamentos locales (o en su ausencia, otras normas o guías reconocidas internacionalmente, como las guías de la Organización Mundial de la Salud), el proyecto debe estudiar e implementar medidas de compensación concretas para la instalación que no conlleven un aumento neto de las emisiones totales de esos agentes contaminantes (por ejemplo, material particulado, dióxido de azufre o dióxido de nitrógeno) responsables de la degradación de la cuenca atmosférica. Las disposiciones de compensación deben implementarse antes de que la planta esté en pleno funcionamiento. Algunas medidas de compensación adecuadas podrían ser la reducción de las emisiones de material particulado, dióxido de azufre o dióxido de nitrógeno, si fuera necesario, mediante a) la instalación de nuevos controles más eficaces en otras unidades de la misma planta de generación de energía o en otras plantas de la misma cuenca atmosférica, b) la instalación de nuevos controles más eficaces en otras grandes fuentes de emisiones, como las plantas de calefacción regionales o las plantas industriales, dentro de la misma cuenca atmosférica, o c) la inversión en distribución de gas o sistemas de calefacción regionales en sustitución del uso del carbón en la calefacción residencial y otras pequeñas calderas. Siempre que sea posible, las disposiciones de compensación deben aplicarse dentro del marco de una estrategia general de gestión de la calidad del aire destinada a

¹⁵ Aunque ninguno de los principales países industrializados ha adoptado formalmente límites reglamentarios para las emisiones de mercurio en las plantas de energía térmica, en 2008 se estaban considerando dichas limitaciones en los Estados Unidos y la Unión Europea. En las futuras actualizaciones de las guías sobre MASS se reflejarán los cambios en la práctica internacional con respecto a la prevención y el control de las emisiones de mercurio.

garantizar que la calidad del aire en la cuenca atmosférica cumpla las normas ambientales. El organismo local o nacional responsable de conceder y supervisar los permisos ambientales se hará cargo del seguimiento y la aplicación de medidas sobre calidad del aire ambiente en la cuenca atmosférica para garantizar el cumplimiento de las disposiciones de compensación. Los promotores del proyecto que no puedan participar en las negociaciones necesarias para establecer un acuerdo de compensación (debido, por ejemplo, a la falta de un marco local o nacional de gestión de la calidad del aire) deben considerar la opción de utilizar una combinación apropiada de combustibles más limpios, controles más eficaces de la contaminación o replanteamiento de la selección de la ubicación propuesta. El objetivo general es que las nuevas plantas de energía térmica no contribuyan a aumentar el deterioro de una cuenca atmosférica ya degradada.

Eficiencia energética y emisiones de GEI

El dióxido de carbono, uno de los principales gases de efecto invernadero (GEI), de acuerdo con la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, procede de la combustión de combustibles fósiles. Las recomendaciones para evitar, minimizar y compensar las emisiones de dióxido de carbono en las plantas de energía térmica nuevas y existentes incluyen:

- Usar combustibles fósiles con menor contenido de carbono (es decir, menos contenido de carbono por unidad calorífica: el gas tiene menos que el petróleo, y éste menos que el carbón) o la quema conjunta de combustibles de emisión neutra de carbono (es decir, biomasa);
- Usar plantas de cogeneración de energía cuando sea posible;
- Usar la misma tecnología para aumentar la eficiencia de la conversión de energía y el mismo tamaño de planta de generación de energía que los empleados normalmente en el país o la región. El objetivo de las nuevas plantas debe ser

alcanzar el cuartil superior del promedio nacional/regional para el mismo tipo de combustible y tamaño de planta. La rehabilitación de las plantas existentes tienen que generar mejoras importantes de la eficiencia. En el Cuadro 4 se presentan las emisiones habituales de CO₂ con diferentes combustibles/tecnologías;

- Sopesar los costos de capital y de explotación relacionados con la eficiencia para las diferentes tecnologías. Por ejemplo, las plantas supercríticas pueden acarrear mayores costos de capital que las subcríticas con la misma capacidad, aunque costos de explotación inferiores. Por otro lado, las características de la red existente y futura pueden imponer limitaciones al tamaño de la planta y la elección de tecnología. La EA tiene que sopesar detenidamente estos factores;
- Usar técnicas superiores de seguimiento del desempeño y control del proceso, y realizar un buen diseño y mantenimiento del sistema para poder mantener la eficiencia prevista inicialmente;
- Cuando sea posible, establecer mecanismos de compensación de las emisiones (entre ellos, los mecanismos flexibles y la comercialización voluntaria del carbono dispuestos en el Protocolo de Kyoto), lo que incluye la reforestación, la captura y el almacenamiento de CO₂ u otras opciones que actualmente están en fase de experimentación¹⁶;
- Cuando sea viable, incluir la reducción de pérdidas en la transmisión y la distribución, y medidas sobre la demanda de energía. Por ejemplo, una inversión en la gestión de los picos de carga podría reducir los requisitos de ciclos de funcionamiento de la instalación de generación y mejorar, por lo tanto, su eficiencia. La viabilidad de este tipo de

¹⁶ La aplicación de la captura y el almacenamiento de carbono (CAC) en los proyectos de energía térmica se encuentra todavía en fase experimental en todo el mundo, aunque se han empezado a considerar diseños que prevén la CAC. Se están evaluando diversas opciones como el almacenamiento de CO₂ en minas de carbón o acuíferos profundos y la inyección en pozos de petróleo para mejorar su

opciones compensatorias puede variar dependiendo de que la instalación forme parte de un servicio integrado verticalmente o se trate de una producción independiente de energía;

- Considerar el ciclo de emisiones del combustible y los factores externos (por ejemplo, abastecimiento de combustible, proximidad a centros de carga, posibilidad de aprovechamiento externo del calor residual o uso de gases residuales de instalaciones cercanas —gases de altos hornos o metano de lechos de carbón— como combustible, etcétera).

Cuadro 4 – Emisiones habituales de CO ₂ en nuevas plantas de energía térmica		
Combustible	Eficiencia	CO ₂ (gCO ₂ /kWh – Bruto)
Eficiencia (% neto, PCS)		
Carbón (*1, *2)	<u>Ultrasuper crítico (*1):</u> 37,6-42,7	676-795
	<u>Supercrítico:</u> 35,9-38,3 (*1)	756-836
	39,1 (sin CAC) (*2)	763
	24,9 (con CAC) (*2)	95
	<u>Subcrítico:</u> 33,1 a 35,9 (*1)	807-907
	36,8 (sin CAC) (*2)	808
	24,9 (con CAC) (*2)	102
	<u>CCGI:</u> 39,2-41,8 (*1)	654-719
	38,2-41,1 (sin CAC) (*2)	640-662
	31,7-32,5 (con CAC) (*2)	68-86
Gas (*2)	<u>TGCC avanzada (*2):</u> 50,8 (sin CAC)	355
	43,7 (con CAC)	39
Eficiencia (% neto, PEC)		
Carbón (*3)	42 (ultrasuper crítico)	811
	40 (supercrítico)	851
	30-38 (subcrítico)	896-1.050
	46 (CCGI)	760
	38 (CCGI+CAC)	134
Carbón y lignito (*4, *7)	(*4) 43-47 (carbón-CP)	(*6) 725-792 (neto)
	> 41(carbón-CLF)	< 831 (neto)
	42-45 (lignito-CP)	808-866 (neto)
Gas (*4, *7)	> 40 (lignito-CLF)	< 909 (neto)
	(*4) 36-40 (TG de ciclo simple)	(*6) 505-561 (neto)
	38-45 (motor de gas)	531-449 (neto)
	40-42 (caldera)	481-505 (neto)
	54-58 (TGCC)	348-374 (neto)

recuperación.

Petróleo(*4, *7)	(*4) 40-45 (motor de combustión interna de FOP/FOL)	(*6) 449-505 (neto)
Eficiencia (% Bruto, PEC)		
Carbón (*5, *7)	(*5) 47 (ultrasupercrítico)	(*6) 725
	44 (supercrítico)	774
	41-42 (subcrítico)	811-831
	47-48 (CCGI)	710-725
Petróleo (*5, *7)	(*5) 43 (motor de combustión interna)	(*6) 648
	41 (caldera)	680
Gas (*5)	(*5) 34 (TG de ciclo simple)	(*6) 594
	51 (TGCC)	396
Fuentes: (*1) EE. UU. EPA 2006, (*2) EE. UU. DOE/NETL 2007, (*3) Banco Mundial, abril de 2006, (*4) Comisión Europea 2006, (*5) Grupo del Banco Mundial, septiembre de 2006, (*6) estimaciones del Grupo del Banco Mundial.		

Consumo de agua y alteración del hábitat acuático

Las turbinas de vapor empleadas con calderas y los generadores de vapor con recuperación de calor (GVRC) de las turbinas de gas de ciclo combinado requieren un sistema de refrigeración para condensar el vapor utilizado para generar electricidad. Los sistemas de refrigeración habituales empleados en las plantas de energía térmica incluyen: i) sistema abierto sin recirculación cuando se disponga de suficiente agua refrigerante y aguas superficiales de recepción; ii) sistema húmedo de circuito cerrado, y iii) sistema de refrigeración con aire seco (por ejemplo, condensadores enfriados con aire).

Las instalaciones de combustión con sistemas de refrigeración abiertos sin recirculación exigen grandes cantidades de agua que se vierte de nuevo a las aguas superficiales receptoras a una temperatura elevada. El agua también es necesaria para el funcionamiento de la caldera, el equipo de la estación auxiliar, el manejo de las cenizas y los sistemas de DGC¹⁷. La extracción de estas grandes cantidades de agua puede suponer una competencia con otros usos importantes como la irrigación agrícola o las fuentes de agua potable. La extracción y el vertido a altas temperaturas y con contaminantes químicos, como biocidas

¹⁷ La disponibilidad de agua y el impacto sobre el agua pueden influir en la elección del sistema de DGC empleado (es decir, húmedo o semisecho).

u otros aditivos, pueden afectar a los organismos acuáticos como el fitoplancton, el zooplancton, los peces, los crustáceos, los moluscos y muchas otras formas de vida acuática. Los organismos acuáticos capturados en las estructuras de abastecimiento de agua de refrigeración se insertan o quedan atrapados en el propio sistema de refrigeración. En estos casos, se puede provocar la muerte o graves daños a los organismos acuáticos. En algunos casos (por ejemplo, las tortugas marinas), los organismos quedan atrapados en los canales de abastecimiento. Los posibles impactos de las estructuras de abastecimiento de agua refrigerante situadas en el interior o cerca de ecosistemas con especies amenazadas, en peligro de extinción o protegidas, o donde existe una actividad pesquera, pueden ser motivo de especial preocupación.

Las estructuras de abastecimiento convencionales incluyen pantallas móviles con velocidades relativamente elevadas y sin un sistema de manejo o devolución de peces¹⁸. Se deben establecer medidas para prevenir, minimizar y controlar el impacto ambiental asociado con la extracción de agua partiendo de los resultados de una EA del proyecto, teniendo en cuenta la disponibilidad y el uso local de los recursos acuíferos, y las características ecológicas de la zona afectada por el proyecto. Las medidas de gestión recomendadas para prevenir y controlar los impactos en los recursos acuíferos y los hábitats acuáticos incluyen¹⁹:

- Conservar los recursos acuíferos, especialmente en las áreas con recursos limitados:
 - Usar un sistema de refrigeración de ciclo cerrado con recirculación (por ejemplo, torres de refrigeración por tiro natural o mecánico), o un sistema de refrigeración en seco con circuito cerrado (por ejemplo, condensadores enfriados por aire) si fuera necesario

¹⁸ La velocidad que se considera generalmente adecuada para la gestión de sedimentos es 1 pps [0,30 m/s] con pantallas de malla ancha con un diámetro estándar de 3/8 pulgadas (9,5 mm).

¹⁹ Para obtener más información, puede consultar Schimmoller (2004) y EE. UU. EPA (2001).

para prevenir impactos negativos inaceptables. Los estanques o las torres de refrigeración son las principales tecnologías para un sistema de refrigeración con recirculación de agua. Los sistemas abiertos sin recirculación pueden ser aceptables si son compatibles con la hidrología y la ecología de la fuente de agua y las aguas receptoras, y pueden ser una alternativa preferible y viable para ciertas tecnologías de control de la contaminación como los depuradores con agua de mar;

- Usar depuradores por vía seca en las situaciones en que también sean necesarios estos controles o reciclar las aguas residuales en las plantas de generación con carbón para su uso en la DGC;
- Usar sistemas de refrigeración por aire.
- Reducción de la velocidad máxima de recogida de la pantalla a 0,5 pps [0,15 m/s];
- Reducción de la corriente de entrada:
 - Para los ríos y los arroyos de agua dulce, a un caudal suficiente para mantener el uso de los recursos (es decir, irrigación y pesca), así como la biodiversidad durante las condiciones anuales con un promedio de caudal bajo²⁰;
 - Para los lagos o embalses, la corriente de entrada no debe alterar la estratificación térmica o el patrón de reposición de agua de abastecimiento;
 - Para los estuarios y desembocaduras de ríos, reducción de la corriente de entrada al 1% del volumen de la amplitud de marea.
- Si existen especies amenazadas, en peligro o protegidas o bancos de pesca dentro de la zona hidrográfica de influencia de la corriente de entrada, reducir la inserción y la captura de

peces y moluscos mediante la instalación de tecnologías como redes (estacionales o todo el año), sistemas de manejo y devolución de peces, pantallas de malla fina, pantallas de alambre en forma de cuña y sistemas de barreras de filtrado acuático. Algunos ejemplos de medidas operacionales para reducir la inserción y la captura incluyen las vedas estacionales, si fueran necesarias, o la reducción del flujo y el uso continuado de las pantallas. El cambio de dirección o el movimiento hacia dentro de la estructura de abastecimiento también pueden reducir la inserción y la captura.

Efluentes

Efluentes procedentes de las plantas de energía térmica incluyen los vertidos térmicos, los efluentes de aguas residuales y los residuos sanitarios.

Vertidos térmicos

Como se señaló anteriormente, las plantas de energía térmica con generadores de vapor y sistemas de refrigeración abiertos sin recirculación utilizan una cantidad considerable de agua para enfriar y condensar el vapor para reciclarlo a la caldera. El agua calentada se vierte normalmente en la fuente original (es decir, río, lago, estuario u océano) o el acuífero más cercano. En general, el vertido térmico debe realizarse de manera que la temperatura del agua no supere los criterios para la calidad del agua ambiente fuera de una zona de vertido determinada científicamente. Por “zona de vertido” se entiende normalmente la zona en la que se produce la disolución inicial del vertido, en la que se pueden superar las normas sobre la temperatura del agua y se tienen en cuenta, entre otras cosas, el impacto acumulado de las variaciones estacionales, la calidad del agua ambiente, el uso del agua receptora, los posibles receptores y la capacidad de asimilación. La ubicación de dicha zona depende de cada proyecto y puede depender de la decisión de los organismos reguladores locales, que el proceso de evaluación ambiental del

²⁰ Los requisitos de caudal pueden basarse en el flujo promedio anual o el flujo bajo promedio. Los reglamentos pueden fijar un 5% o más para el flujo promedio anual y del 10% al 25% para el flujo bajo promedio. Su aplicabilidad debe comprobarse in situ teniendo en cuenta las necesidades de recursos y de la biodiversidad.

proyecto puede confirmar o actualizar posteriormente. Cuando no exista un reglamento, se determinará el cambio aceptable de temperatura del agua ambiente mediante el proceso de evaluación ambiental. En el diseño de los vertidos térmicos se deben prevenir los impactos negativos sobre el agua receptora teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Las zonas con temperaturas elevadas como consecuencia del vertido térmico del proyecto no deben afectar la integridad del conjunto de masas de agua o áreas protegidas (como las zonas recreativas, los criaderos o las zonas con biota sensible);
- No debe producirse la muerte o un impacto significativo sobre las costumbres de cría y alimentación de los organismos que transiten por las zonas con temperaturas elevadas;
- No debe existir un riesgo importante para la salud humana o el medio ambiente debido a la temperatura elevada o los niveles residuales de productos químicos para el tratamiento del agua.

Si se utiliza un sistema abierto sin recirculación en proyectos grandes (es decir, una planta con una capacidad de generación de vapor > 1.200 MWth), la EA debe examinar los impactos de los vertidos térmicos con un modelo matemático e hidrodinámico de pluma, que puede ser un método relativamente eficaz para determinar las temperaturas máximas y los caudales del vertido térmico compatibles con los objetivos ambientales para el agua receptora²¹. Las recomendaciones para prevenir, minimizar y controlar los vertidos térmicos incluyen:

- Usar difusores múltiples;

²¹ CORMIX (Cornell Mixing Zone Expert System) es un ejemplo de modelo de simulación informática de los procesos de mezcla hidrodinámica, que ha sido desarrollado por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos. Este modelo se centra en la predicción de la geometría específica de la dispersión y las características de la dilución para valorar los efectos ambientales de un posible vertido.

- Ajustar la temperatura, el caudal, la ubicación y el diseño del punto de descarga para minimizar los impactos hasta un nivel aceptable (es decir, extender la longitud del conducto para que el vertido se enfríe antes de caer al agua o cambiar el punto de descarga para minimizar las zonas con temperaturas elevadas);
- Usar un sistema cerrado de refrigeración con recirculación como el descrito anteriormente (por ejemplo, torre de refrigeración de tiro natural o mecánico), o un circuito cerrado de refrigeración con aire seco (por ejemplo, condensadores enfriados con aire) si fuera necesario para prevenir impactos negativos inaceptables. Los estanques o las torres de refrigeración son las principales tecnologías para un sistema de refrigeración con recirculación de agua.

Residuos líquidos

Las corrientes de aguas residuales de una planta de energía térmica incluyen el escape de la torre de refrigeración; las aguas residuales del tratamiento de la ceniza, los vertidos húmedos del sistema de DGC; las escorrentías del material almacenado; las aguas residuales de la limpieza de metales, y las aguas residuales de bajo volumen, como las aguas de limpieza de los calentadores de aire y los precipitadores, el agua de purga de la caldera, el residuo de la limpieza química de la caldera, el alcantarillado y los sumideros, los residuos de laboratorio y el flujo inverso del intercambio de iones proveniente de las unidades de destilación del agua de las calderas. Todas estas aguas residuales suelen estar presentes en plantas de carbón o biomasa; la presencia de algunas de estas corrientes (por ejemplo, las aguas residuales del tratamiento de la ceniza) puede ser reducida o nula en las plantas de generación de energía con petróleo o gas. Las características de las aguas residuales generadas dependen del uso que se haya hecho del agua. Las fuentes de contaminación son los desmineralizadores; los aceites lubricantes y auxiliares; los contaminantes depositados en los combustibles (a través de las aguas residuales del tratamiento de

cenizas y los vertidos húmedos del sistema de DGC), y el cloro, los biocidas y otras sustancias químicas utilizadas para la gestión de la calidad del agua de los sistemas de refrigeración. Los escapes de las torres de refrigeración suelen tener un contenido muy alto de sólidos totales en disolución, aunque suelen clasificarse como aguas refrigerantes sin contacto directo y, por lo tanto, están sometidos a los límites de pH, cloro residual y sustancias químicas tóxicas presentes en los aditivos de las torres de refrigeración (lo que incluye sustancias químicas anticorrosión con cromo y zinc, cuyo uso debe eliminarse).

En las secciones 1.3 y 1.4 de las **guías generales sobre MASS** se explican los métodos recomendados, respectivamente, para el tratamiento de agua y el reciclaje del agua residual. Además, las medidas recomendadas para prevenir, minimizar y controlar los efluentes de aguas residuales de las plantas de energía térmica incluyen:

- Reciclar las aguas residuales de las plantas de carbón para su uso en la DGC. Esta práctica contribuye a la conservación de agua y reduce el número de corrientes de agua que necesitan tratarse o verterse²²;
- En las plantas de generación de energía mediante carbón sin sistemas de DGC, tratar las aguas residuales del proceso con sistemas convencionales de tratamiento fisicoquímico para el ajuste del pH y eliminar como mínimo el total de sólidos en suspensión (TSS), y el aceite/la grasa. Dependiendo de los reglamentos locales, estos sistemas de tratamiento también se pueden emplear para reducir la presencia de metales pesados hasta una escala de partes por mil millones mediante el precipitado químico con hidróxidos u organosulfuros metálicos;

- Recolectar las cenizas volantes en estado seco y las cenizas depositadas en cintas transportadoras en las nuevas plantas de generación de energía con carbón;
- Considerar el uso de sopladores de hollín y otros métodos de eliminación en seco de los residuos de las superficies de transmisión de calor con el fin de minimizar la frecuencia y la cantidad de agua empleada en estas limpiezas;
- Usar medidas de control de la infiltración y las escorrentías de las pilas de carbón como compactación de tierra, barreras de contención y controles de la sedimentación;
- Vaporizar las pilas de carbón con detergentes aniónicos para detener el crecimiento de bacterias y minimizar la acidez de la lixiviación²³;
- Usar sistemas de eliminación de SO_x que generen menos aguas residuales, cuando sea factible; no obstante, se deben analizar en cada caso las características ambientales y el costo tanto de los materiales básicos como de los residuos;
- Tratar las aguas residuales poco caudalosas de los sumideros de las salas de calderas y de turbinas con separadores convencionales del petróleo y el agua antes de su vertido;
- Tratar las aguas residuales ácidas poco caudalosas, como las regeneradas por los sistemas de desmineralización y purificación en lecho profundo, mediante la neutralización química in situ antes del vertido;
- Tratar previamente el agua de las torres de refrigeración, instalar controladores automáticos de sangrado/alimentación, y usar materiales inertes de construcción para reducir los requisitos de tratamiento químico de las torres de refrigeración;
- Eliminar metales como el cromo y el zinc de los aditivos químicos empleados para controlar las incrustaciones y la corrosión en las torres de refrigeración;

²² Entre los caudales que pueden reciclarse están las aguas derivadas de la limpieza del yeso, que proceden de un caudal diferente que las aguas de la DGC. En las plantas en las que se produce el yeso comercial, éste se enjuaga para eliminar el cloro y otros restos indeseables.

²³ Si se utiliza la escorrentía del carbón apilado para el sistema de DGC, los detergentes aniónicos pueden aumentar o crear la espuma en el sistema de depuración por vía húmeda. Por lo tanto, el uso de agentes emulsionantes en el

- Usar las cantidades mínimas requeridas de biocidas clorados en lugar de biocidas con bromo, o aplicar alternativamente dosis intermitentes de cloro, en lugar de un flujo constante.

Aguas residuales sanitarias

Las aguas de alcantarillado y otras aguas residuales generadas por los baños, etc. son similares a las aguas residuales residenciales. La Sección 1.3 de las **guías generales sobre MASS** se ocupa de los impactos y el manejo de las aguas residuales sanitarias.

Residuos sólidos

Las plantas de energía térmica de combustión de carbón y biomasa son las que generan más cantidad de desechos sólidos debido al porcentaje relativamente elevado de cenizas en estos combustibles²⁴. Los residuos de la combustión del carbón (RCC) más voluminosos son las cenizas volantes, las cenizas depositadas, la escoria de las calderas y el lodo de la DGC. La biomasa contiene menos azufre, por lo que puede no ser necesaria la DGC. Las calderas de combustión en lecho fluido (CLF) generan cenizas volantes y cenizas depositadas, lo que se denomina lecho de cenizas. Las cenizas volantes procedentes de los gases de escape constituyen entre el 60% y el 85% del residuo de las calderas de carbón pulverizado y el 20% en el caso de las calderas secundarias. Las cenizas depositadas contienen escoria y partículas más gruesas y pesadas que las cenizas volantes. Los residuos de las CLF tienen mayor contenido de calcio y sulfato y menor contenido de sílice y alúmina que los residuos de la combustión de carbón, debido a la presencia de material absorbente. Las plantas de energía térmica de carbón y otras plantas generan pequeñas cantidades de otros residuos sólidos como desechos de la pulverización del carbón/piritas y

carbón apilado debe evaluarse caso por caso.

²⁴ Por ejemplo, una planta de 500 MW que utilice carbón con un 2,5% de azufre (S), un 16% de ceniza y un contenido calórico de 30.000 kilojulios por kilo (kJ/Kg)

lodos de la torre de refrigeración, el tratamiento de aguas residuales y el tratamiento del agua.

Los residuos procedentes de la combustión del petróleo incluyen cenizas volantes y cenizas depositadas, que normalmente sólo se generan en grandes cantidades durante la quema de fuel oil residual en calderas eléctricas de vapor. Otras tecnologías (por ejemplo, turbinas de combustión y motores diésel) y combustibles (por ejemplo, petróleo destilado) tienen una generación de residuos sólidos escasa o nula. En general, la combustión de petróleo genera mucha menos cantidad de residuos, con respecto a las grandes cantidades de RCC antes mencionados. Las plantas de energía térmica de combustión de gas no generan esencialmente ningún residuo sólido debido a la cantidad insignificante de cenizas, independientemente de la tecnología de combustión.

Los metales son motivo de preocupación tanto en los RCC como en los desechos sólidos de bajo volumen. Por ejemplo, los residuos de las cenizas y el polvo eliminados de los gases de escape pueden contener importantes niveles de metales pesados y algunos componentes orgánicos, además de materiales inertes.

Los residuos de las cenizas no se clasifican habitualmente como desechos peligrosos por su carácter inerte²⁵. No obstante, cuando se prevea que los residuos de las cenizas pueden contener elevados niveles de metales pesados, radioactividad y otros materiales potencialmente peligrosos, estos componentes se deben analizar al inicio de las operaciones de la planta para comprobar su clasificación como peligrosos o no peligrosos en función de los reglamentos locales y las normas internacionalmente reconocidas. La Sección 1.6 de las **guías generales sobre MASS** contiene información adicional sobre la clasificación y el manejo de residuos peligrosos y no peligrosos.

generará unas 500 toneladas de residuos sólidos al día.

²⁵ Algunos países pueden considerar peligrosas las cenizas volantes debido a la presencia de arsénico o la radioactividad, y prohíben su uso como material de construcción.

Los RCC de gran volumen suelen gestionarse en vertederos, sistemas de lagunaje o, cada vez más, se pueden utilizar con fines útiles. Los desechos de poco volumen también se gestionan en vertederos o sistemas de lagunaje, aunque lo más frecuente es lo segundo. En muchas plantas de carbón se gestionan conjuntamente los residuos de gran volumen y bajo volumen.

Las medidas recomendadas para prevenir, minimizar y controlar el volumen de desechos sólidos de las plantas de energía térmica incluyen:

- Manejar en seco los residuos de la combustión del carbón, en particular las cenizas volantes. Estos métodos no conllevan el lagunaje y, por lo tanto, no plantean los riesgos ecológicos asociados con el lagunaje (por ejemplo, transmisión de metales a la flora y fauna);
- Reciclar los RCC para usos tales como el cemento y otros productos de concreto, rellenos de construcción (como rellenos estructurales, rellenos de densidad y bases para carreteras), usos agrícolas como los fertilizantes de calcio (siempre que el contenido de metales residuales y otros materiales potencialmente peligrosos se encuentre en niveles aceptables), manejo de residuos, minería y materiales construcción (por ejemplo, yeso sintético para las placas de escayola), e incorporación en otros productos siempre que los residuos (como los metales residuales y los materiales radioactivos) no se consideren peligrosos. La garantía de la calidad constante de los combustibles y los aditivos contribuye a asegurar que se puedan reciclar los RCC. Cuando no sea viable el reciclaje, se recomienda el desecho de los RCC en vertederos autorizados con controles ambientales tales como contenedores, barreras de contención, sistemas de recolección de la lixiviación, seguimiento de las aguas subterráneas, controles de los cierres, cobertura diaria (y otras coberturas operativas) y controles del polvo fugitivo;

- Recolectar en seco las cenizas depositadas y volantes de las plantas de combustión de fuel oil pesado que contengan altos niveles de metales con alto valor económico como el vanadio y reciclar el vanadio (cuando sea económicamente viable) o desecharlas en vertederos autorizados con controles ambientales;
- Manejar el desecho y la recuperación de cenizas para minimizar los impactos ambientales, especialmente la migración de metales tóxicos, cuando haya presencia de ellos, a las aguas superficiales y freáticas cercanas, además del arrastre de sólidos en suspensión en las escorrentías debido a las precipitaciones y las inundaciones. En particular, la construcción, la operación y el mantenimiento de los lagunajes se debe realizar de acuerdo con las normas internacionalmente reconocidas^{26, 27}.
- Reutilizar el lodo procedente del tratamiento de las aguas residuales en las instalaciones de DGC. Este lodo se puede reutilizar en las plantas de DGC debido a los componentes de calcio. También se puede usar como aditivo en las plantas de combustión de carbón para cambiar las características de disolución de las cenizas.

Materiales peligrosos y petróleo

Los materiales peligrosos que se utilizan o almacenan en instalaciones de combustión incluyen combustibles residuales sólidos, líquidos y gaseosos; sustancias químicas para el tratamiento del aire, el agua y las aguas residuales, y productos químicos para el mantenimiento del equipo y las instalaciones (por ejemplo, pintura, ciertos tipos de lubricantes y limpiadores). Las secciones 1.5 y 3.7 de las **guías generales sobre MASS** tratan la prevención de los derrames y ofrecen orientaciones para responder a ellos.

²⁶ Véase, por ejemplo, los reglamentos sobre salud y seguridad en las minas del Departamento de Trabajo de Estados Unidos (U.S. Department of Labor, Mine Safety and Health Administration regulations at 30 CFR §§ 77.214 - 77.216).

²⁷ Las Guías sobre MASS del Grupo del Banco Mundial para el manejo de residuos sólidos contienen orientaciones detalladas sobre la prevención y el

Además, las medidas recomendadas para prevenir, minimizar y controlar los riesgos asociados con el almacenamiento y el manejo de materiales peligrosos en las plantas de energía térmica incluyen el uso de depósitos a presión subterráneos de doble cámara para el almacenamiento de amoníaco puro licuado (por ejemplo, como reactivo en la RCS) en cantidades superiores a 100 m³; se deben fabricar depósitos con menor capacidad mediante técnicas de recocido (CE, 2006).

Ruido

Entre las principales fuentes de ruido en las plantas de energía térmica se encuentran los generadores y los elementos auxiliares de las turbinas; las calderas y los elementos auxiliares como los pulverizadores de carbón; los motores de explosión; los ventiladores y las conducciones; las bombas; los compresores; los condensadores; los precipitadores, por golpeo o vibración; las tuberías y las válvulas; los motores; los transformadores; los interruptores, y las torres de refrigeración. Las plantas de energía térmica de carga básica pueden operar constantemente, mientras que las plantas más pequeñas pueden funcionar con menos frecuencia, aunque siguen generando una cantidad significativa de ruido cuando están ubicadas en zonas urbanas.

En la Sección 1.7 de las **guías generales sobre MASS** se explican los impactos acústicos, las medidas de control y los niveles de ruido ambiental recomendables. Las medidas adicionales recomendadas para prevenir, minimizar y controlar el ruido procedente de las plantas de energía térmica incluyen:

- Ubicar las nuevas instalaciones teniendo en cuenta la distancia entre el origen del ruido y los receptores (por ejemplo, receptores residenciales, escuelas, hospitales, centros religiosos) en la medida de lo posible. Si no hay una zonificación de los terrenos locales o no se aplica efectivamente dicha zonificación, examinar la posibilidad de

que haya receptores residenciales fuera de los límites de los terrenos adquiridos para la planta. En los casos en que sea posible, puede ser más eficaz en relación con los costos adquirir terrenos adicionales como zona de contención que utilizar técnicas de control del ruido;

- Usar técnicas de control del ruido como: aislamientos acústicos de la maquinaria; selección de estructuras en función de su efecto de aislamiento del ruido para revestir la edificación; silenciadores en las vías de entrada y escape; materiales que absorban el ruido en paredes y techos; aisladores de las vibraciones y conexiones flexibles (por ejemplo, resortes de acero y elementos de caucho); aplicación de un diseño que tenga muy en cuenta la prevención de los escapes de ruido a través de aberturas o minimización de las variaciones de presión en las tuberías;
- Modificar la configuración de la planta o usar barreras contra el ruido de tierra o de vegetación para limitar el ruido ambiente en las demarcaciones de la planta, especialmente cuando pueda haber presencia de receptores sensibles.

Los modelos de propagación del ruido pueden ser un instrumento útil para evaluar las opciones de gestión del ruido como las ubicaciones alternativas de la planta, la disposición general de la planta y el equipo auxiliar, el diseño de los cerramientos y, partiendo de los resultados de una evaluación de los ruidos básicos, medidas para el cumplimiento de los requisitos sobre ruido en la comunidad.

1.2 Higiene y seguridad en el trabajo

Los riesgos que la construcción, el funcionamiento y el desmantelamiento de las plantas de generación de energía térmica entrañan para la higiene y la seguridad en el trabajo son similares a los que se producen en la mayoría de las instalaciones industriales, y se tratan en la Sección 2.0 de las **guías generales sobre MASS**. Además, los siguientes impactos sobre la salud y la

control de los impactos sobre el suelo y los recursos acuíferos del vertido de residuos sólidos peligrosos y no peligrosos.

seguridad son especialmente preocupantes durante el funcionamiento de las plantas de energía térmica:

- Radiación no ionizante
- Calor
- Ruido
- Espacios cerrados
- Riesgos de origen eléctrico
- Riesgos de incendio y explosión
- Riesgos de origen químico
- Polvo

Radiación no ionizante

Los trabajadores de las instalaciones de combustión pueden estar más expuestos a los campos eléctricos y magnéticos (CEM) que la población general debido a que trabajan cerca de generadores de energía, equipos y líneas de transmisión de alta tensión. La exposición a los CEM en el trabajo debe prevenirse o minimizarse mediante la preparación e implementación de un programa de seguridad sobre CEM que incluya los siguientes elementos:

- Identificación de los posibles niveles de exposición en el lugar de trabajo, lo que incluye estudios de dichos niveles en nuevos proyectos y el uso de dispositivos personales durante las actividades laborales;
- Capacitación de los trabajadores acerca de la detección de los niveles y los riesgos de CEM en el trabajo;
- Establecimiento e identificación de zonas seguras para diferenciar las áreas de trabajo con niveles previstos elevados de CEM en comparación con los niveles aceptables para la población general, con acceso limitado a los trabajadores con la capacitación adecuada;
- Implementación de planes de acción para abordar niveles de exposición posibles o registrados por encima de los niveles de exposición en el trabajo establecidos por organismos internacionales como la Comisión Internacional para la

Protección contra las Radiaciones No Ionizantes (ICNIRP, en inglés) y el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE, en inglés)²⁸. La alarma del equipo de control de la exposición personal debe fijarse en un nivel inferior a los niveles de referencia para la exposición en el trabajo (por ejemplo, 50%). Los planes de acción para abordar la exposición en el trabajo pueden incluir la limitación de tiempo de exposición mediante rotación en el puesto, el aumento de la distancia entre la fuente y el trabajador, cuando sea posible, y el uso de materiales de protección.

Calor

La exposición al calor en el trabajo se produce durante la operación y el mantenimiento de unidades de combustión, tuberías y materiales calientes relacionados. Entre las medidas de prevención y control recomendadas en relación con la exposición al calor en las plantas de energía térmica se cuentan las siguientes:

- Inspeccionar y mantener periódicamente las válvulas de presión y las tuberías;
- Contar con ventilación adecuada en las zonas de trabajo para reducir el calor y la humedad;
- Reducir el tiempo requerido para trabajar en entornos a elevadas temperaturas y garantizar el acceso al agua potable;
- Proteger las superficies donde los trabajadores entren en contacto con equipos calientes, incluidos los equipos generadores, conductos, etc.;
- Usar señales de advertencia cerca de las superficies con temperaturas elevadas y equipos de protección individual (EPI) adecuados, incluidos guantes y calzado aislantes.

²⁸ Las directrices de la ICNIRP sobre salud en el trabajo aparecen en la sección 2.2 de estas guías.

Ruido

En las instalaciones de combustión, el ruido proviene de los generadores y los elementos auxiliares de las turbinas; las calderas y los elementos auxiliares como los pulverizadores de carbón; los motores de explosión; los ventiladores y las conducciones; las bombas; los compresores; los condensadores; los precipitadores, por golpeo o vibración; las tuberías y las válvulas; los motores; los transformadores; los interruptores, y las torres de refrigeración. En la anterior Sección 1.1 se ofrecen recomendaciones para reducir el ruido y las vibraciones. Las recomendaciones adicionales para prevenir, minimizar y controlar la exposición al ruido en el trabajo en las plantas de energía térmica incluyen:

- Instalar aislamientos del sonido en las salas de control con niveles de ruido inferiores a 60 dB²⁹;
- Diseñar generadores que cumplan los niveles de ruido en el trabajo aplicables;
- Identificar y demarcar las zonas con mucho ruido y exigir el uso de equipo protector contra el ruido siempre que se trabaje en dichas zonas (normalmente con niveles de ruido > 85 dB).

Espacios cerrados

Los elementos específicos que pueden conllevar el ingreso a espacios cerrados son los contenedores de cenizas de carbón, las turbinas, los condensadores y las torres de refrigeración (durante las actividades de mantenimiento). Los procedimientos

recomendados para el ingreso a espacios cerrados se describen en la Sección 2.8 de las **guías generales sobre MASS**.

Riesgos de origen eléctrico

El equipo de transmisión de energía y las líneas de tensión conllevan riesgos de origen eléctrico para los trabajadores de las plantas de energía térmica. Las medidas recomendadas para prevenir, minimizar y controlar los riesgos de origen eléctrico en las plantas de energía térmica incluyen:

- Considerar la instalación de luces de advertencia de peligros dentro de los espacios interiores de los equipos eléctricos para advertir de subidas inesperadas de energía;
- Usar sensores del voltaje antes y durante el ingreso de trabajadores a espacios cerrados con componentes eléctricos;
- Desactivar y conectar a tierra de la debida manera las líneas vivas de distribución de energía eléctrica antes de realizar trabajos en las líneas o en sus proximidades;
- Proporcionar capacitación especializada sobre seguridad en el trabajo eléctrico a los trabajadores que manipulen componentes abiertos de circuitos eléctricos o trabajen cerca de ellos. Esta capacitación debe incluir, entre otras cosas, formación sobre la teoría fundamental de la electricidad, procedimientos adecuados para la seguridad en el trabajo, conocimiento e identificación de riesgos, uso adecuado del EPI, procedimientos adecuados de bloqueo y etiquetado, primeros auxilios, incluida la RCP, y procedimientos adecuados de salvamento. Se debe disponer una nueva capacitación periódica en función de las necesidades.

Riesgos de incendio y explosión

En las plantas de energía térmica se almacenan, trasladan y usan grandes cantidades de combustible; por lo tanto, es necesario manejarlo cuidadosamente para mitigar los riesgos de incendio y explosión. En particular, los riesgos de incendio y explosión

²⁹ La distancia entre la sala de control y las fuentes de emisión de ruido varía dependiendo del tipo y tamaño de las plantas de energía térmica. CSA Z107.58 contiene guías de diseño para salas de control con niveles inferiores a 60 dB. El nivel de ruido generado en las grandes plantas de energía térmica que emplean calderas de vapor o turbinas de combustión suele estar por debajo de 60 dB. Los fabricantes de motores de combustión interna recomiendan entre 65 y 70 dB, en lugar de 60 dB (Posición de Euromot al 9 de mayo de 2008). En estas guías se recomiendan como PIRIC 60 dB, dando por entendido que se pueden aceptar 65 dB para las plantas de generación de energía mediante motores de combustión interna, cuando existan dificultades económicas para mantener el nivel por debajo de 60 dB.

aumentan con la reducción del tamaño de las partículas de carbón. Los tamaños de las partículas de carbón que pueden generar una explosión por propagación se encuentran dentro de las secadoras térmicas, los ciclones, los filtros de mangas, los sistemas de combustible pulverizado, las molindas, y en otros procesos y equipos de transporte. Las secciones 2.1 y 2.4 de las **guías generales sobre MASS** contienen orientaciones sobre la gestión de la prevención de incendios y explosiones. Las medidas recomendadas para prevenir, minimizar y controlar los riesgos de origen físico en las plantas de energía térmica:

- Usar controles de combustión y de seguridad automáticos;
- Mantener adecuadamente los controles de seguridad de la caldera;
- Implementar procedimientos de encendido y apagado que minimicen el riesgo de partículas de carbón en suspensión (por ejemplo, en el pulverizador, la molienda y el ciclón) durante la puesta en marcha;
- Limpiar regularmente las instalaciones para prevenir la acumulación de polvo de carbón (por ejemplo, en los suelos, los estantes, las vigas y el equipo);
- Eliminar los puntos calientes de las pilas de carbón (provocados por combustión espontánea) y extenderlos hasta que se enfríen, sin cargar nunca carbón caliente al sistema de combustible pulverizado;
- Usar sistemas automáticos como medidores de temperatura o sensores de monóxido de carbono para examinar las zonas de almacenamiento de combustible sólido con el fin de detectar los fuegos por combustión espontánea o identificar puntos peligrosos.

Riesgos de origen químico

Los materiales peligrosos empleados en las plantas de energía térmica incluyen el amoníaco para los sistemas de control de NO_x y el cloro gaseoso para el tratamiento del agua de refrigeración y de la caldera. La Sección 2.4 de las **guías generales sobre**

MASS contiene orientaciones sobre el manejo de riesgos de origen químico. Las medidas adicionales recomendadas para prevenir, minimizar y controlar los riesgos de origen físico en las plantas de energía térmica incluyen:

- Considerar la generación de amoníaco a partir de urea dentro de las instalaciones y el uso de amoníaco acuoso en lugar de amoníaco puro licuado;
- Considerar el uso de hipocloruro de sodio en lugar de cloro gaseoso.

Polvo

El manejo de combustibles sólidos, aditivos y desechos sólidos (por ejemplo, cenizas) genera polvo. El polvo puede contener sílice (asociado con la silicosis), arsénico (cáncer de piel y de pulmones), polvo de carbón (antracosis) y otras sustancias que pueden ser dañinas. Las secciones 2.1 y 2.4 de las **guías generales sobre MASS** ofrecen orientaciones sobre el manejo del polvo. Las medidas recomendadas para prevenir, minimizar y controlar la exposición al polvo en el trabajo en las plantas de energía térmica incluyen:

- Usar controles del polvo (por ejemplo, ventilación hacia el exterior) para que se mantenga por debajo de los niveles aplicables (véase la Sección 2) o siempre que el nivel de sílice del polvo aéreo supere el 1%;
- Inspeccionar y mantener regularmente los materiales que contengan asbesto (por ejemplo, el aislamiento de las plantas más antiguas puede contener asbesto) para prevenir la presencia de partículas de asbesto en el aire.

1.3 Higiene y seguridad en la comunidad

Muchos impactos en la higiene y seguridad de la comunidad durante la construcción, la puesta en funcionamiento y el

desmantelamiento de los proyectos de plantas de energía térmica son comunes a los de la mayoría de las demás instalaciones industriales y se analizan en la Sección 3.0 de las **guías generales sobre MASS**. Además de estos y otros aspectos tratados en la Sección 1.1, los siguientes impactos para la higiene y la seguridad en la comunidad pueden ser particularmente preocupantes en el caso de los proyectos de plantas de energía térmica:

- Consumo de agua;
- Seguridad vial.

Consumo de agua

Las calderas requieren grandes cantidades de agua refrigerante para la condensación del vapor y la operación térmica eficiente. El caudal de agua refrigerante a través del condensador es el más grande con mucha diferencia, y equivale a cerca del 98% del flujo total de agua para toda la unidad. En un sistema de refrigeración abierto sin recirculación del agua, se suele extraer el agua de fuentes superficiales, aunque a veces se usan aguas freáticas o la red de abastecimiento municipal. Como se señala en la Sección 3.1 de las **guías generales sobre MASS**, se deben evaluar los posibles efectos del consumo del agua, para asegurar que el proyecto no comprometa la disponibilidad de agua para la higiene personal, la agricultura, las actividades recreativas y otras necesidades comunitarias.

Seguridad vial

El funcionamiento de una planta de energía térmica aumentará el volumen de tráfico, especialmente en las instalaciones con transporte de combustible por aire o mar, lo que incluye el transporte pesado por carretera de combustibles, aditivos, etc. El incremento del tráfico puede ser especialmente significativo en las zonas poco pobladas donde se encuentran algunas plantas de energía térmica. La Sección 3.4 de las **guías generales sobre MASS** se ocupa de la prevención y el control de las lesiones relacionadas con el tráfico por carretera. Las **guías sobre MASS en el transporte de mercancías por mar** tratan la seguridad en el transporte por agua.

2.0 Indicadores y seguimiento del desempeño

2.1 Medio ambiente

Guías sobre emisiones y efluentes

El Cuadro 5 contiene las guías sobre efluentes y el Cuadro 6, las guías sobre emisiones. Las guías sobre efluentes son aplicables a los vertidos directos de efluentes del tratamiento a las aguas superficiales de uso general. Se pueden establecer los niveles específicos de vertido de cada ubicación en función de la disponibilidad y las condiciones de uso del alcantarillado y los sistemas de recolección públicos o, si se vierten directamente a las aguas superficiales, en función de la clasificación de las aguas receptoras de acuerdo con las **guías generales sobre MASS**. Los valores de referencia de las emisiones y los efluentes de este sector son indicativos de las buenas prácticas internacionales de la industria, recogidas en las normas de países con marcos regulatorios reconocidos. Estos niveles deben lograrse, sin dilución, al menos durante el 95% del tiempo de funcionamiento de la planta o la unidad, lo cual se calculará como proporción del total anual de horas de operación. En la evaluación ambiental se deben justificar las desviaciones de estos niveles debidas a las condiciones específicas locales del proyecto.

Cuadro 5 - Guías sobre efluentes

(Aplicables a las corrientes de aguas residuales relevantes, procedentes, por ejemplo, del sistema de DGC, el transporte de cenizas húmedas, la limpieza de la caldera/el precalentador de aire y el precipitador, la limpieza ácida de la caldera, la regeneración de destiladores y resinas de filtración, el agua separada del aceite, el sistema de drenaje, las escorrentías del carbón apilado y el agua refrigerante)

Parámetro	mg/L, salvo pH y temp.
pH	6-9
TSS	50
Aceite y grasa	10
Cloro residual total	0,2
Cromo - Total (Cr)	0,5
Cobre (Cu)	0,5
Hierro (Fe)	1,0
Zinc (Zn)	1,0

Plomo (Pb)	0,5
Cadmio (Cd)	0,1
Mercurio (Hg)	0,005
Arsénico (As)	0,5
Aumento de la temperatura por la descarga térmica del sistema de refrigeración	<ul style="list-style-type: none"> • La EA determinará los requisitos específicos para la instalación. • Se deben minimizar las zonas con temperaturas elevadas debido al vertido de aguas refrigerantes de sistemas abiertos (por ejemplo, 1 grado Celsius por encima, 2 grados por encima, 3 grados por encima de la temperatura del agua del entorno) ajustando el diseño de la entrada y la salida en función de los ecosistemas acuáticos afectados alrededor del punto de vertido, mediante una EA específica para el proyecto.
Nota: La EA debe determinar la aplicabilidad a los metales pesados. Los límites orientativos del cuadro proceden de varias referencias de desempeño de los efluentes derivados de plantas de energía térmica.	

Los niveles de emisiones para el diseño y el funcionamiento de cada proyecto deben establecerse mediante un proceso de EA basado en la legislación nacional y las recomendaciones de estas guías, adaptadas a las condiciones locales. Los niveles de emisiones seleccionados deben justificarse en la EA³⁰. Los niveles de emisiones máximos fijados en estas guías pueden cumplirse constantemente mediante un buen diseño, funcionamiento y mantenimiento de los sistemas de control de la contaminación. En cambio, los procedimientos deficientes de operación o mantenimiento afectan la eficiencia real de remoción de contaminantes y pueden hacerla caer muy por debajo de la especificación del diseño. No es aceptable la dilución de estas emisiones a la atmósfera para lograr los niveles aceptables. El cumplimiento de las guías sobre calidad del aire ambiente debe evaluarse en función de las prácticas internacionales recomendadas para la industria en cuestión (PIRIC).

Como se señala en las **guías generales sobre MASS**, las emisiones no deben producir concentraciones de contaminantes equivalentes o por encima de las guías y normas relevantes sobre

³⁰ Por ejemplo, en los casos en que la EA haya detectado un riesgo significativo de vertidos ácidos, el diseño y el funcionamiento de la planta deben garantizar la reducción efectiva de la carga de masa de las emisiones para prevenir o minimizar dichos impactos.

calidad del aire³¹ de acuerdo con la legislación nacional o, en su ausencia, las actuales Guías de calidad del aire ambiente de la OMS³², u otras normativas internacionalmente reconocidas³³. Además, las emisiones de un solo proyecto no deben contribuir en más del 25% a los niveles aplicables de calidad del aire ambiente, para permitir el futuro desarrollo sostenible de la misma cuenca atmosférica³⁴.

Como se describe en las **guías generales sobre MASS**, las instalaciones y los proyectos ubicados dentro de cuencas atmosféricas de mala calidad³⁵, o en el interior o las cercanías de zonas consideradas ecológicamente sensibles (por ejemplo, parques nacionales), deben asegurar que todo aumento en los niveles de contaminación sea lo menor posible, y constituya solamente una fracción del promedio a corto plazo y anual de las guías y normas sobre calidad del aire, según las especificaciones de la evaluación ambiental del proyecto.

Seguimiento ambiental

En el Cuadro 7 se presentan los programas de seguimiento ambiental para este sector. Los datos de seguimiento se analizarán y revisarán con regularidad, y se compararán con las normas vigentes para así adoptar las medidas correctivas necesarias. En el Cuadro 7 se ofrecen recomendaciones sobre las emisiones, las pruebas de las chimeneas, la calidad del aire ambiente y el control del ruido aplicables a las plantas de

generación de energía. Las **guías generales sobre MASS** contienen orientaciones adicionales sobre los métodos de muestreo y análisis de emisiones y efluentes.

³¹ Las normas sobre calidad del aire ambiente consisten en los niveles de calidad del aire ambiente establecidos y publicados mediante procesos nacionales legislativos y reglamentarios, y las guías de calidad del aire ambiente se refieren a los niveles de calidad del aire ambiente determinados mediante pruebas clínicas, toxicológicas y epidemiológicas (como las publicadas por la Organización Mundial de la Salud).

³² Disponible en la Organización Mundial de la Salud (OMS).
<http://www.who.int/es/index.html>

³³ Por ejemplo, las Normas de calidad del aire ambiente de los Estados Unidos (NAAQS, en inglés) (<http://www.epa.gov/air/criteria.html>) y las directivas relevantes del Consejo Europeo (Directiva del Consejo 1999/30/EC del 22 de abril de 1999/Directiva del Consejo 2002/3/EC del 12 de febrero de 2002).

³⁴ EE. UU. EPA, *Prevention of Significant Deterioration Increments Limits applicable to non-degraded airsheds*.

³⁵ La calidad del aire de las cuencas atmosféricas se considera deficiente si supera significativamente los niveles fijados por las normas nacionales o las Guías de calidad del aire de la OMS.

Cuadro 6 (A) – Guías sobre emisiones (en mg/Nm³ o según se indique) para motores de combustión interna

Nota:

- Las guías son aplicables a las nuevas instalaciones.
- La EA puede justificar límites más o menos estrictos en función de consideraciones ambientales, técnicas o económicas, siempre que se cumplan las normas aplicables sobre la calidad del aire ambiente y se minimice el incremento de los impactos.
- Para los proyectos de rehabilitación de instalaciones existentes, la EA debe establecer requisitos de emisiones para cada caso teniendo en cuenta i) los niveles de emisiones existentes y los impactos sobre el medio ambiente y la salud comunitaria, y ii) el costo y la viabilidad técnica de que los niveles de emisiones existentes en las nuevas instalaciones cumplan estos límites.
- La EA debe demostrar que las emisiones no constituyen una parte significativa del cumplimiento de las orientaciones o normas de calidad del aire ambiente, y podría tener que aplicar límites más estrictos.

Tecnología de combustión/combustible	Material particulado (MP)		Dióxido de azufre (SO ₂)		Óxidos de nitrógeno (NOx)		Gas seco, exceso de contenido de O ₂ (%)
	CAND	CAD	CAND	CAD	CAND	CAD	
Gas natural	N/A	N/A	N/A	N/A	200 (encendido de chispa) 400 (combustible dual) (a)	200 (ECH) 400 (combustible dual/EC)	15%
Combustibles líquidos (planta > 50 MWth a < 300 MWth)	50	30	1.170 o uso de combustible con 2% o menos de S	0,5% S	1.460 (encendido de compresión, cilindrada [mm] < 400) 1.850 (encendido de compresión, cilindrada [mm] ≥ 400) 2.000 (combustible dual)	400	15%
Combustibles líquidos (planta ≥ 300 MWth)	50	30	565 o uso de combustible con 1% o menos de S	0,2% S	740 (según la disponibilidad de agua para la inyección)	400	15%
Biocombustibles/combustibles gaseosos diferentes del gas natural	50	30	N/A	N/A	Límites un 30% superiores a los dispuestos anteriormente para el gas natural y los combustibles líquidos	200 (ECH, gas natural), 400 (otro)	15%

Notas generales:

- MWth = potencia térmica basada en PCS; N/A = no aplicable; CAND = cuenca atmosférica no degradada; CAD = cuenca atmosférica degradada (mala calidad del aire); las cuencas atmosféricas deben considerarse degradadas cuando se superan los niveles de calidad del aire establecidos en la legislación nacional o, en ausencia de dichas leyes, cuando exceden considerablemente las Guías de calidad del aire de la OMS; S = contenido de azufre (expresado como porcentaje de la masa); Nm³ a una atmósfera de presión y 0 grados Celsius; la categoría de MWth se aplica a toda la instalación compuesta por múltiples unidades que razonablemente puedan considerarse procedentes de un almacenamiento común. Los límites de las guías se aplican a instalaciones que operan más de 500 horas al año. Los niveles de emisiones deben evaluarse en períodos de una hora y deben cumplirse durante el 95% de las horas de funcionamiento en un año.
- (a) Los motores con encendido de compresión (EC) pueden exigir diferentes valores para las emisiones que deben evaluarse en cada caso mediante el proceso de EA.
- Comparación de los límites de las guías con las normas de ciertos países/regiones (a agosto de 2008):
 - Motor de combustión interna de gas – NOx
 - o Límites de las guías: 200 (ECH), 400 (CD)
 - o RU: 100 (EC), EE, UU.: reducir a 90% o más, o alternativamente 1,6 g/kWh
 - Motor de combustión interna de combustibles líquidos – NOx (planta > 50 MWth a < 300 MWth)
 - o Límites de las guías: 1.460 (EC, cilindrada < 400 mm), 1.850 (EC, cilindrada ≥ 400 mm), 2.000 (CD)
 - o RU: 300 (> 25 MWth), India: 1.460 (áreas urbanas & ≤ 75 MWth) (≈ 190 MWth), áreas rurales & ≤ 150 MWth (≈ 380 MWth)
 - Motor de combustión interna de combustibles líquidos – NOx (planta ≥ 300 MWth)
 - o Límites de las guías: 740 (según la disponibilidad de agua para la inyección)
 - o RU: 300 (> 25 MWth), India: 740 (áreas urbanas & > 75 MWth) (≈ 190 MWth), áreas rurales & > 150 MWth (≈ 380 MWth)
 - Motor de combustión interna de combustibles líquidos – SO₂
 - o Límites de las guías: 1.170 o uso de ≤ 2% S (planta > 50 MWth a < 300 MWth), 565 o uso de ≤ 1% S (planta ≥ 300 MWth)
 - o UE: uso de fuel oil con bajo contenido de S o DGC secundaria (PCC LCP BREF), contenido de S en FOP ≤ 1% (Directiva sobre calidad del combustible líquido), EE, UU.: uso de combustible diésel con máximo de 500 ppm de S (0,05%), UE: contenido de S en FOP para barcos ≤ 1,5% (Directiva sobre calidad del combustible líquido) utilizado en zonas de control de las emisiones de SOx; India: urbano (< 2% S), rural (< 4% S), sólo se deben usar combustibles diésel (DAV, CDL) en áreas urbanas.

Fuentes: RU (S2 1.03 Combustion Processes: Compression Ignition Engines, 50 MWth and over), India (SOx/NOx Emission Standards for Diesel Engines ≥ 0.8 MW), UE (IPCC LCP BREF, julio de 2006), UE (Directiva sobre combustibles líquidos 1999/32/EC, modificada por 2005/33/EC), EE, UU. (NSPS for Stationary Compression Ignition Internal Combustion Engine – Final Rule – 11 de julio de 2006).

Cuadro 6 (B) - Guías sobre emisiones (en mg/Nm³ o según se indique) para turbinas de combustión

Tecnología de combustión/combustible	Material particulado (MP)		Dióxido de azufre (SO ₂)		Óxidos de nitrógeno (NOx)	Gas seco, exceso de contenido de O ₂ (%)
			CAND/CAD	CAND/CAD		
Turbina de combustión	N/A	N/A	N/A	N/A		
Gas natural (todos los tipos de turbinas de una unidad > 50MWth)				51 (25 ppm)		15%
Otros combustibles diferentes del gas natural (unidad > 50MWth)	50	30	Uso de combustible con 1% o menos de S	Uso de combustible con 0,5% o menos de S	152 (74 ppm) ^a	15%

Notas generales:

- MWth = potencia térmica basada en PCS; N/A = no aplicable; CAND = cuenca atmosférica no degradada; CAD = cuenca atmosférica degradada (mala calidad del aire); las cuencas atmosféricas deben considerarse degradadas cuando se superan los niveles de calidad del aire establecidos en la legislación nacional o, en ausencia de dichas leyes, cuando exceden considerablemente las Guías de calidad del aire de la OMS; S = contenido de azufre (expresado como porcentaje de la masa); Nm³ a una atmósfera de presión y 0 grados Celsius; la categoría de MWth se aplica a unidades individuales. Los límites de las guías se aplican a instalaciones que operan más de 500 horas al año. Los niveles de emisiones deben evaluarse en periodos de una hora y deben cumplirse durante el 95% de las horas de funcionamiento en un año.
- Si se utilizan quemadores suplementarios en el sistema de turbina de gas de ciclo combinado, se deben cumplir los límites aplicables a las turbinas de combustión, incluso en el caso de las emisiones procedentes de estos quemadores suplementarios (por ejemplo, quemadores de tubo).
- ^a Las diferencias tecnológicas (por ejemplo, el uso de turbinas aeroderivadas) pueden exigir diferentes valores para las emisiones que deben evaluarse en cada caso mediante el proceso de EA, aunque no deben superar los 200 mg/Nm³.

Comparación de los límites de las guías con las normas de ciertos países/regiones (a agosto de 2008):

- Turbina de combustión de gas natural – NOx
 - o Límites de las guías: 51 (25 ppm)
 - o UE: 50 (24 ppm), 75 (37 ppm) (si la eficiencia del ciclo combinado es > 55%), 50^a/35 (η = eficiencia del ciclo simple)
 - o EE: UU.: 25 ppm (> 60 MMBtu/h ≈ 14,6 MWth) y ≤ 850 MMBtu/h (≈ 249 MWth); 15 ppm (> 850 MMBtu/h (≈ 249 MWth))
 - o (Nota: Los requisitos para el aire ambiente exigen normalmente una reducción adicional del NOx ppm a un nivel de 2 a 9 ppm)
- Turbina de combustión de combustible líquido – NOx
 - o Límites de las guías: 152 (74 ppm) – Turbinas de alto rendimiento y FOL/FOP, 300 (146 ppm) – Aeroderivadas y FOP, 200 (97 ppm) – Aeroderivadas y FOL
 - o UE: 120 (58 ppm), EE: UU.: 74 ppm (> 50 MMBtu/h ≈ 14,6 MWth) y ≤ 850 MMBtu/h (≈ 249 MWth); 42 ppm (> 850 MMBtu/h (≈ 249 MWth))
- Turbina de combustión de combustible líquido – SOx
 - o Límites de las guías: uso de combustible con 1% o menos de S
 - o UE: contenido de S en el fuel oil ligero para las turbinas de gas por debajo del 0,1%; EE: UU.: contenido de S alrededor del 0,05% (zona continental) y 0,4% (zona no continental)

Fuentes: UE (Directiva sobre GIC 2001/80/EC del 23 de octubre de 2001); UE (Directiva sobre combustibles líquidos 1999/32/EC, modificada por 2005/33/EC); EE: UU. (NSPS for Stationary Combustion Turbines, Final Rule – 6 de julio de 2006)

Cuadro 6 (C) - Guías sobre emisiones (en mg/Nm³ o según se indique) para calderas

Nota:

- Las guías son aplicables a las nuevas instalaciones.
- La EA puede justificar límites más o menos estrictos en función de consideraciones ambientales, técnicas o económicas, siempre que se cumplan las normas aplicables sobre la calidad del aire ambiente y se minimice el incremento de los impactos.
- Para los proyectos de rehabilitación de instalaciones existentes, la EA debe establecer requisitos de emisiones para cada caso teniendo en cuenta i) los niveles de emisiones existentes y los impactos sobre el medio ambiente y la salud comunitaria, y ii) el costo y la viabilidad técnica de que los niveles de emisiones existentes en las nuevas instalaciones cumplan estos límites.
- La EA debe demostrar que las emisiones no constituyen una parte significativa del cumplimiento de las orientaciones o normas de calidad del aire ambiente, y podría tener que aplicar límites más estrictos.

Tecnología de combustión/combustible	Material particulado (MP)		Dióxido de azufre (SO ₂)		Óxidos de nitrógeno (NOx)		Gas seco, exceso de contenido de O ₂ (%)
	CAND	CAD	CAND	CAD	CAND	CAD	
Gas natural	N/A	N/A	N/A	N/A	240	240	3%
Otros combustibles gaseosos	50	30	400	400	240	240	3%
Combustibles líquidos (planta > 50 MWth a < 600 MWth)	50	30	900-1.500 ^a	400	400	200	3%
Combustibles líquidos (planta >= 600 MWth)	50	30	200-850 ^b	200	400	200	3%
Combustibles sólidos (planta > 50 MWth a < 600 MWth)	50	30	900-1.500 ^a	400	510 ^c o hasta 1.100 si el material volátil es combustible < 10%	200	6%
Combustibles sólidos (planta >= 600 MWth)	50	30	200-850 ^b	200			6%

Notas generales:

- MWth = potencia térmica basada en PCS; N/A = no aplicable; CAND = cuenca atmosférica no degradada; CAD = cuenca atmosférica degradada (mala calidad del aire); las cuencas atmosféricas deben considerarse degradadas cuando se superen los niveles de calidad del aire establecidos en la legislación nacional o, en ausencia de dichas leyes, cuando exceden considerablemente las Guías de calidad del aire de la OMS; S = contenido de azufre (expresado como porcentaje de la masa); Nm³ a una atmósfera de presión y 0 grados Celsius; la categoría de MWth se aplica a toda la instalación compuesta por múltiples unidades que razonablemente puedan considerarse procedentes de un almacenamiento común. Los límites de las guías se aplican a instalaciones que operan más de 500 horas al año. Los niveles de emisiones deben evaluarse en períodos de una hora y deben cumplirse durante el 95% de las horas de funcionamiento en un año.
- ^a Marcándose como objetivo valores orientativos inferiores y reconocer los problemas derivados de la calidad del combustible disponible, la eficacia en función de los costos de los controles en las unidades más pequeñas y la posibilidad de aumentar la eficiencia de la conversión de energía (la DGC puede consumir entre 0,5% y 1,6% de la electricidad generada por la planta). ^b Marcándose como objetivo valores orientativos inferiores y reconociendo la diversidad de estrategias para la gestión de las emisiones de SO₂ (calidad del combustible versus uso de controles secundarios) y la posibilidad de aumentar la eficiencia de la conversión de energía (la DGC puede consumir entre 0,5% y 1,6% de la electricidad generada por la planta). Se espera que las plantas más grandes tengan medidas adicionales de control de las emisiones. La EA determinará la franja del nivel de emisiones en función de la sostenibilidad del proyecto, el impacto sobre el desarrollo y la eficiencia en función de los costos del control de la contaminación. ^c Las calderas secundarias pueden requerir diferentes valores para las emisiones que deben evaluarse en cada caso mediante el proceso de EA.

Comparación de los límites de las guías con las normas de ciertos países/regiones (a agosto de 2008):

- Calderas de gas natural – NOx
 - o Límites de las guías: 240
 - o UE: 150 (50 a 300 MWth), 200 (> 300 MWth)
- Calderas de combustible sólido – MP
 - o Límites de las guías: 50
 - o UE: 50 (50 a 100 MWth), 30 (> 100 MWth), China: 50, India: 100-150
- Calderas de combustible sólido – SO₂
 - o Límites de las guías: 900-1.500 (planta > 50 MWth a < 600 MWth), 200-850 (planta ≥ 600 MWth)
 - o UE: 850 (50-100 MWth), 200 (> 100 MWth)
- o EE. UU.: 180 ng/J energía bruta producida O reducción del 95% (≈ 200 mg/Nm³ con 6% O₂, asumiendo una eficiencia de PCS de 38%)
- o China: 400 (general), 800 (con carbón < 12.550 kJ/kg), 1.200 (si la boca de la mina que suministra la planta no se encuentra en una zona de control doble de la región occidental y quema carbón con bajo contenido de S (< 0,5%))

Fuentes: UE (Directiva sobre GIC 2001/80/EC del 23 de octubre de 2001); EE. UU. (NPSF for Electric Utility Steam-Generating Units (Subpart D), Final Rule – 13 de junio de 2007); China (GB 13223-2003)

Cuadro 7 – Parámetros/frecuencia habitual de control de las emisiones procedentes de las plantas de energía térmica (Nota: Los detalles de los programas de control deben determinarse en función de la EA).									
Tecnología de combustión/combustible	Control de las emisiones				Pruebas de emisiones de chimenea				Ruido
	Material particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de nitrógeno (NOx)	MP	SO ₂	NOx	Metales pesados	Calidad del aire ambiente	
Motor de combustión interna									
Gas natural (planta > 50 MWth a < 300 MWth)	N/A	N/A	Constante o indicativo	N/A	N/A	Annual	N/A	Si la EA prevé un aumento a corto plazo del impacto >= 25% con respecto a las normas sobre calidad del aire ambiente o si la planta >= 1,200 MWth: - Comprobar los parámetros (por ejemplo, MP, MP _{2.5} , SO ₂ /NOx compatibles con las normas relevantes sobre calidad del aire ambiente) mediante un sistema de control constante (normalmente un mínimo de dos sistemas para poder cubrir el punto de concentración máxima prevista a nivel del suelo/el receptor sensible/el punto secundario).	Si la EA prevé niveles de ruido en receptores residenciales u otros receptores sensibles cercanos a las normas/guías relevantes sobre el ruido ambiental, o si dichos receptores se encuentran en las inmediaciones de la planta (por ejemplo, a menos de 100 m) se deben realizar controles del ruido ambiental cada uno, dos o tres años, según las circunstancias del proyecto.
Gas natural (planta >= 300 MWth)	N/A	N/A	Constante	N/A	N/A	Annual	N/A		
Líquido (planta > 50 MWth a < 300 MWth)	Constante o indicativo	Constante si se usa o controla el contenido de S mediante DGC	Constante o indicativo	Constante o indicativo	Annual	Annual	N/A		
Líquido (planta >= 300 MWth)	Constante o indicativo		Constante	Annual	N/A	Annual	N/A		
Biomasa	Constante o indicativo	N/A	Constante o indicativo	Annual	N/A	Annual	N/A		
Turbina de combustión									
Gas natural (todos los tipos de turbinas de unidades de > 50MWth)	N/A	N/A	Constante o indicativo	N/A	N/A	Annual	N/A	Si la EA prevé un aumento a corto plazo del impacto >= 25% con respecto a las normas sobre calidad del aire ambiente y si la planta < 1,200 MWth pero >= 100 MWth: - Comprobar los parámetros mediante muestreos pasivos (promedio mensual) o mediante muestreos manuales estacionales (por ejemplo, una semana/estación) para los parámetros compatibles con las normas relevantes sobre la calidad del aire.	Si la EA prevé un aumento a corto plazo del impacto >= 25% con respecto a las normas sobre calidad del aire ambiente y si la planta < 1,200 MWth pero >= 100 MWth: - Comprobar los parámetros mediante muestreos pasivos (promedio mensual) o mediante muestreos manuales estacionales (por ejemplo, una semana/estación) para los parámetros compatibles con las normas relevantes sobre la calidad del aire.
Otros combustibles diferentes del gas natural (unidad de > 50MWth)	Constante o indicativo	Constante si se usa o controla el contenido de S mediante DGC	Constante o indicativo	Annual	Annual	Annual	N/A		
Caldera									
Gas natural	N/A	N/A	Constante o indicativo	N/A	N/A	Annual	N/A	Se debe comprobar regularmente la eficacia del programa de control de la calidad del aire ambiente. Se puede simplificar o reducir si se desarrolla un programa alternativo (por ejemplo, red de controles del gobierno local). Se recomienda la continuación del programa durante el funcionamiento del proyecto si existen receptores sensibles o si los niveles registrados están ligeramente por debajo de las normas relevantes sobre la calidad del aire.	Se puede aceptar la eliminación de los controles del ruido si un estudio integral demuestra que el proyecto no afecta a ningún receptor o los niveles de ruido están muy por debajo de las normas/guías relevantes sobre el ruido ambiental.
Otros combustibles gaseosos	Indicativo	Indicativo	Constante o indicativo	Annual	Annual	Annual	N/A		
Líquido (planta > 50 MWth a < 600 MWth)		Constante si se usa o controla el contenido de S mediante DGC	Constante o indicativo	Constante	Annual	Annual	N/A		
Líquido (planta >= 600 MWth)	Constante o indicativo	Constante	Constante	Annual	Annual	Annual	N/A		
Sólido (planta > 50 MWth a < 600 MWth)	Constante o indicativo	Constante si se usa o controla el contenido de S mediante DGC	Constante o indicativo	Constante o indicativo	Annual	Annual	N/A		
Sólido (planta >= 600 MWth)	Constante o indicativo	Constante	Constante	Annual	Annual	Annual	N/A		

Nota: Constante o indicativo significa "seguimiento constante de las emisiones o seguimiento constante de parámetros indicativos". Las pruebas de las emisiones de la chimenea sirven para obtener una medición directa de los niveles de emisiones para cotejarla con los registros del sistema de control de emisiones.

2.2 Higiene y seguridad en el trabajo

Guía sobre higiene y seguridad en el trabajo

Para evaluar el desempeño en materia de higiene y seguridad en el trabajo deben utilizarse las guías sobre exposición que se publican en el ámbito internacional, entre ellas: las guías sobre la concentración máxima admisible de exposición profesional (TLV®) y los índices biológicos de exposición (BEIs®) publicados por la American Conference of Governmental Industrial Hygienists (ACGIH)³⁶, la Guía de bolsillo sobre riesgos químicos publicada por el Instituto Nacional de Higiene y Seguridad del Trabajo de los Estados Unidos (NIOSH)³⁷, los límites permisibles de exposición publicados por la Administración de Seguridad e Higiene en el Trabajo de los Estados Unidos (OSHA)³⁸, los valores límite indicativos de exposición profesional publicados por los Estados miembros de la Unión Europea³⁹, u otras fuentes similares.

Entre los indicadores adicionales específicos para las actividades del sector de la energía eléctrica se encuentran los límites de exposición en el trabajo de la ICNIRP a los campos eléctricos y magnéticos que se recogen en el Cuadro 8. En la Sección 2.0 de las **guías generales sobre MASS** se ofrecen indicadores adicionales aplicables al ruido, los riesgos de origen eléctrico, la calidad del aire, etc.

Cuadro 8 – Límites de la ICNIRP de exposición a los campos eléctricos y magnéticos en el trabajo		
Frecuencia	Campo eléctrico (V/m)	Campo magnético (μT)
50 Hz	10.000	500
60 Hz	8.300	415

Fuente: ICNIRP (1998): "Guidelines for limiting exposure to time-varying electric, magnetic, and electromagnetic fields (up to 300 GHz)"

Tasas de accidentes y letalidad

Deben adoptarse medidas para reducir a cero el número de accidentes entre los trabajadores del proyecto (sean empleados directos o personal subcontratado), especialmente los accidentes que pueden causar una pérdida de horas de trabajo, diversos niveles de discapacidad o incluso la muerte. Como punto de referencia para evaluar las tasas del proyecto puede utilizarse el desempeño de instalaciones en este sector en países desarrollados, que se obtiene consultando las fuentes publicadas (por ejemplo, a través de la Oficina de Estadísticas Laborales de los Estados Unidos y el Comité Ejecutivo de Salud y Seguridad del Reino Unido)⁴⁰.

Seguimiento de la higiene y la seguridad en el trabajo

Es preciso realizar un seguimiento de los riesgos que pueden correr los trabajadores en el entorno laboral del proyecto concreto. Las actividades de seguimiento deben ser diseñadas y realizadas por profesionales acreditados⁴¹ como parte de un programa de seguimiento de la higiene y la seguridad en el trabajo. En las instalaciones, además, debe llevarse un registro

³⁶ Disponibles en <http://www.acgih.org/TLV/> y <http://www.acgih.org/store/>.

³⁷ Disponible en <http://www.cdc.gov/niosh/npg/>.

³⁸ Disponibles en http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9992.

³⁹ Disponibles en http://europe.osha.eu.int/good_practice/risks/ds/oel/.

⁴⁰ Disponibles en: <http://www.bls.gov/iif/> y <http://www.hse.gov.uk/statistics/index.htm>.

⁴¹ Los profesionales acreditados pueden incluir higienistas industriales certificados, higienistas ocupacionales diplomados o profesionales de la seguridad certificados o su equivalente.

de los accidentes y enfermedades laborales así como de los sucesos y accidentes peligrosos. Las **guías generales sobre MASS** contienen orientaciones adicionales sobre los programas de seguimiento de la higiene y la seguridad en el trabajo.

3.0 Referencias y fuentes adicionales

American Society for Testing and Materials (ASTM) E 1686-02, "Standard Guide for Selection of Environmental Noise Measurements and Criteria". Enero de 2003.

ANZECC (Australian and New Zealand Environment and Conservation Council), 1992. "National water quality management strategy: Australian water quality guidelines for fresh and marine waters". ISBN 0-642-18297-3. Australian and New Zealand Environment and Conservation Council. Canberra Act 2600. Nueva Zelanda.

Comisión Europea (CE), 2001. "Prevención y control integrados de la contaminación" (IPCC). Documento de referencia sobre las mejores técnicas disponibles en el ámbito de los sistemas de refrigeración industrial. Diciembre de 2001.

Comisión Europea (CE), 2006. "Prevención y control integrados de la Contaminación" (IPCC). Documento de referencia sobre las mejores técnicas disponibles (MTD) en el ámbito de las grandes instalaciones de combustión. Julio de 2006.

Commission of European Communities (CEC), 1988. European community environmental legislation: 1967-1987. Document Number XI/989/87. Directorate-General for Environment, Consumer Protection and Nuclear Safety. Bruselas, Bélgica. 229 pp.

Diario Oficial de las Comunidades Europeas, 2001. Directiva 2001/80/EC del Parlamento Europeo y del Consejo, del 23 de octubre de 2001, sobre la limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión.

Euromot, 2006. World Bank – International Finance Corporation General Environmental, Health and Safety Guidelines. Position Paper. Noviembre de 2006.

G. G. Oliver y L. E. Fidler, Aspen Applied Sciences Ltd., "Towards a Water Quality Guideline for Temperature in the Province of British Columbia". Marzo de 2001.

Grupo del Banco Mundial, 1998. Pollution Prevention and Abatement Handbook.

Grupo del Banco Mundial. "Energía limpia y desarrollo: Hacia un marco de inversión". Abril de 2006.

Grupo del Banco Mundial. "Technical and Economic Assessment of Off-Grid, Mini-Grid and Grid Electrification Technologies. Summary Report". Septiembre de 2006.

International Energy Agency, 2007. "Fossil Fuel-Fired power Generation. Case Studies of Recently Constructed Coal- and Gas-Fired Power Generation Plants".

International Organization for Standardization, ISO/DIS 1996-2.2, "Acoustics – Description, assessment and measurement of environmental noise – Part 2: Determination of environmental noise levels".

Jamaica, 2006. The Natural Resources Conservation Authority Act. The Natural Resources Conservation Authority (Air Quality) Regulations.

NRC, 2002. "Coal Waste Impoundments: Risks, Responses, and Alternatives". Committee on Coal Waste Impoundments, Committee on Earth Resources, Board on Earth Sciences and Resources, National Research Council. ISBN: 0-309-08251-X.

OMS (Organización Mundial de la Salud), 2006. Guías de la calidad del aire de la OMS relativas al material particulado, el ozono, el dióxido de nitrógeno y el dióxido de azufre, Actualización mundial 2005.

OMS. Oficina Regional para Europa de la Organización Mundial de la Salud. Guías de la calidad del aire para Europa, segunda edición, 2000. Copenhague, 2000.

República Popular China, 2003. Normas Nacionales de la República Popular China. GB 13223-2003. Norma sobre emisiones a la atmósfera de contaminantes procedentes de plantas de energía térmica. 23 de diciembre de 2003.

República de Filipinas, 1999. Orden Administrativa DENR n.º 2000-81. RA 8749: Ley de Aire Limpio de 1999 de Filipinas y sus reglas y reglamentos de aplicación. Diciembre de 2001.

Schimmoller, Brian K., 2004. "Section 316(b) Regulations: The Yin and Yang of Fish Survival and Power Plant Operation". Power Engineering, p. 28. Julio de 2004.

Tavoulaareas, E. Stratos, y Jean-Pierre Charpentier, 1995. "Clean Coal Technologies for Developing Countries". World Bank Technical Paper 286, Energy Series. Washington, D.C.

The Gazette of India, 2002. Ministry of Environment and Forest Notification, 9 de julio de 2002. "Emission Standards for Diesel Engines (Engine Rating More Than 0.8 MW (800kW) for Power Plant, Generator Set Applications and Other Requirements". Nueva Delhi.

The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. (IEEE), "IEEE Guide for Power-Station Noise Control", IEEE Std. 640-1985, 1985.

UNPEDE/EURELECTRIC, 1997. "Wastewater effluents Technology", Thermal Generation Study Committee. 20.04 THERCHIM 20.05 THERRES. Abril de 1997.

UNPEDE, 1998. "Wastewater and water residue management – Regulations". Thermal Generation Study Committee. 20.05 THERRES. Febrero de 1998.

U.S. Department of Energy (DOE)/National Energy Technology Laboratory (NETL), 2007. "Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants".

U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 1994. "Water Quality Standards Handbook: Second Edition" (EPA-823-B94-005a). Agosto de 1994.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 1988d. "State water quality standards summary: District of Columbia". EPA 440/5-88-041. Criteria and Standards Division (WH-585). Office of Water Regulations and Standards. Washington, District of Columbia. 7 pp.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 1997. EPA Office of Compliance Sector Notebook Project - Profile of the Fossil Fuel Electric Power Generation Industry. EPA/310-R-97-007. Septiembre de 1997.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 2001. Federal Register/Vol. 66, n.º 243, "National Pollutant Discharge Elimination System: Regulations Addressing Cooling Water Intake Structures for New Facilities", pp. 65256–65345. 18 de diciembre de 2001.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 2005. "Control of Mercury Emissions from Coal Fired Electric Utility Calderas: An Update". Air Pollution Prevention and Control Division, National Risk Management Research Laboratory, Office of Research and Development.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 2006. Federal Register/Vol. 71, n.º 129, Standards of Performance for Stationary Combustion Turbines; Final Rule, pp. 38482-38506. 6 de julio de 2006.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 2006. Federal Register/Vol. 71, n.º 132, Standards of Performance for Stationary Compression Ignition Internal Combustion Engines; Final Rule, pp. 39154-39184. 11 de julio de 2006.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 2006. Final Report. "Environmental Footprints and Costs of Coal-Based Integrated Gasification Combined Cycle and Pulverized Coal Technologies". Julio de 2006.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 2007. Federal Register/Vol. 72, n.º 113, Amendments to New Source Performance Standards (NSPS) for Electric Utility Steam Generating Units and Industrial-commercial-Institutional Steam Generating Units; Final Rule, pp. 32710-32768. 13 de junio de 2007.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 2008. Federal Register/Vol. 73, n.º 13, Standards of Performance for Stationary Spark Ignition Internal Combustion Engines and National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Reciprocating Internal Combustion Engines; Final Rule. pp3568-3614.

West Virginia Water Research Institute, 2005. Guidance Document for Coal Waste Impoundment Facilities & Coal Waste Impoundment Inspection Form. Morgantown, WV. Diciembre de 2005.

Anexo A: Descripción general de las actividades de la industria

En las plantas de energía térmica se queman combustibles fósiles o biomasa para generar energía eléctrica o calor. Un motor de calor produce energía mecánica, que transforma la energía térmica procedente de la combustión de un combustible fósil en energía rotacional. Un generador convierte esta energía mecánica en energía eléctrica mediante la creación de una corriente relativa entre un campo magnético y un conductor. En el Gráfico A-1 se presenta un diagrama de flujo general de una planta de energía térmica con calderas y sus operaciones asociadas.

De acuerdo con la segunda ley de la termodinámica, no toda la energía térmica puede transformarse en energía mecánica. Por lo tanto, las plantas de energía térmica también producen calor de baja temperatura. El calor que no se recicla se pierde en el medio ambiente. Si el calor desprendido se reutiliza (por ejemplo, en procesos industriales o calefacción del distrito), la planta se denomina una planta de cogeneración.

Tipos de plantas de energía térmica

Las plantas de energía térmica se pueden clasificar según el tipo de combustión o gasificación: calderas, motores de combustión interna y turbinas de combustión. Además, los sistemas de ciclo combinado y cogeneración aumentan la eficiencia con la utilización del calor desprendido por los sistemas convencionales de combustión. El tipo de sistema se elige en función de las cargas, la disponibilidad de combustibles y los requisitos energéticos de la instalación de generación de electricidad. También se deben realizar otros procesos secundarios, como el procesamiento del carbón y el control de la contaminación, para apoyar la generación de electricidad. En las siguientes subsecciones se describe cada sistema y se analizan los procesos secundarios de la instalación (EPA de los EE. UU., 1997).

Calderas (turbinas de vapor)

Las plantas convencionales de energía térmica que producen vapor generan electricidad en varias fases de conversión de energía: se quema combustible en las calderas para convertir el agua en vapor a alta presión, que se utiliza a su vez para mover una turbina de vapor que genera electricidad. El calor del sistema suele provenir de la combustión del carbón, el gas natural, el petróleo o la biomasa, además de otros tipos de combustibles residuales o reciclados. La caldera genera el vapor a alta temperatura y presión que entra en la turbina. En el otro extremo de la turbina está el condensador, que se mantiene a presión y temperatura bajas. El vapor que pasa de la caldera de alta presión al condensador de baja presión mueve las aspas de la turbina, que alimentan el generador de electricidad.

El vapor a baja presión que sale de la turbina entra en la carcasa del condensador y se condensa en los tubos, que se mantienen a baja temperatura mediante una corriente de agua refrigerante. Cuando el vapor se enfría, el sistema de recirculación de agua de la caldera transporta el vapor condensado para usarlo de nuevo. Es necesario un flujo constante de agua refrigerante a baja temperatura en los tubos del condensador para mantener la presión adecuada en la carcasa (receptora del vapor) y garantizar la eficiencia de la generación de energía. El agua refrigerante se calienta en el proceso de condensación. Si el sistema de refrigeración es abierto y sin recirculación, esta agua templada se vierte de nuevo en la fuente original⁴². En un sistema cerrado, el agua templada se enfría mediante su recirculación en torres de refrigeración, lagos o estanques, y el calor se desprende a la atmósfera mediante evaporación y/o transferencia por contacto.

⁴² Si se emplean aguas freáticas para el enfriado, el agua refrigerante suele verse a un acuífero superficial.

Si se utiliza un sistema de refrigeración con recirculación, sólo es necesario agregar una pequeña cantidad de agua para compensar las pérdidas por evaporación y las descargas de la torre de refrigeración que deben realizarse periódicamente para controlar la acumulación de sólidos. Un sistema de recirculación usa alrededor de una veintava parte del agua que un sistema abierto sin recirculación.

Las turbinas de vapor suelen tener una eficiencia térmica del 35%, lo que significa que el 35% del calor producido por la combustión se transforma en electricidad. El 65% restante sale por la chimenea (habitualmente el 10%) o se descarga al condensador de agua refrigerante (habitualmente el 55%).

El carbón y el lignito son los combustibles más habituales de las plantas de energía térmica, aunque también se utiliza fuel oil pesado. Los sistemas de generación de vapor mediante carbón están diseñados para el uso de carbón pulverizado o molido. Se utilizan varios tipos de generadores de vapor mediante carbón, que se clasifican generalmente en función de las características del carbón que alimenta los quemadores y el tipo de combustión del carbón. En las calderas con lecho fluido, los materiales son empujados por gas hidrostático. La cámara de gas entre los sólidos hace que las partículas se muevan libremente y fluyan como un líquido. El uso de esta tecnología permite la reducción de las emisiones de SO₂ y NO_x debido al uso eficiente de un absorbente del SO₂, como la piedra caliza. Además, dada la baja temperatura, la formación de gases de NO_x es menor que con tecnología convencional.

El gas natural y los combustibles líquidos se transportan normalmente a las plantas de energía térmica a través de conductos. El carbón y la biomasa pueden transportarse por tren, barcaza o camión. En algunos casos, el carbón se mezcla con agua y se bombea a la planta de energía térmica a través de tuberías. Una vez que el carbón llega a la planta, se lo descarga para pasar a almacenaje o se lo coloca directamente

en el fogonero o la tolva. Durante los meses más cálidos y en los climas secos, puede ser necesario eliminar el polvo en el transporte de carbón.

El carbón se puede limpiar y preparar antes de molerlo o pulverizarlo. Las impurezas del carbón como las cenizas, los metales, la sílice y el azufre pueden provocar la acumulación de materiales indeseados y escoria en la caldera. Se puede limpiar el carbón para reducir el contenido de azufre con el fin de cumplir los reglamentos sobre emisiones de dióxido de azufre (SO₂), el contenido de cenizas y la cantidad de metales pesados. La limpieza del carbón tiene un costo elevado, aunque puede compensarse en parte por el aumento de la eficiencia del combustible, la reducción de los requisitos de control de las emisiones y la reducción del costo del manejo de residuos. La limpieza del carbón se realiza habitualmente en la mina mediante concentración por gravedad, flotación o desaguado.

El carbón se transporta a una fosa o silo donde se tritura, muele y seca antes de introducirlo en el quemador o el sistema de combustión. Se puede utilizar múltiples mecanismos para moler el carbón y prepararlo para la combustión. Se utilizan pulverizadores, ciclones y hornos para triturar y secar el carbón. Se aumenta el nivel de partículas de carbón en superficie y se reduce la humedad para potenciar considerablemente su capacidad calorífica. Una vez preparado, el carbón se transporta al sistema de combustión dentro de la planta. Los dispositivos del fondo de la caldera capturan las cenizas y/o la escoria.

Motores de combustión interna

Los motores de combustión interna transforman la energía química de los combustibles (normalmente diésel o fuel oil pesado) en energía mecánica con un sistema similar al de los motores de los camiones, y esta energía mecánica se usa para hacer girar un generador. Normalmente se utilizan dos tipos de motores: motores de pistones de cuatro fases y velocidad

media, y motores de cruceta de dos fases y velocidad baja. Ambos tipos de motores funcionan con el ciclo termodinámico diésel. El aire se absorbe o introduce en un cilindro, donde se comprime mediante un pistón. El combustible se inyecta en un cilindro, donde se enciende mediante el calor generado por la compresión del aire. La mezcla de combustible y aire se expande y empuja el pistón. Los productos de la combustión se extraen del cilindro para completar el ciclo.

Los gases de escape de un motor se ven afectados por el perfil de carga del motor impulsor; las condiciones ambientales, como la humedad y la temperatura del aire; la calidad del fuel oil, como el contenido de azufre, el contenido de nitrógeno, la viscosidad, la capacidad de encendido, la densidad y el contenido de ceniza, y las condiciones de las instalaciones y el equipo auxiliar asociado con el impulsor principal, como las propiedades de refrigeración y la presión del gas de escape. Los parámetros del motor que afectan a las emisiones de NO_x son los tiempos, la duración y la atomización del combustible de inyección; las condiciones del aire de combustión, asociadas a los tiempos de la válvula, el sistema de carga de aire y el enfriamiento del aire antes de entrar a los cilindros, y el proceso de combustión, asociado a la mezcla de aire y combustible, el diseño de la cámara de combustión y la tasa de compresión⁴³. Las emisiones de material particulado dependen de las condiciones generales del motor, especialmente el sistema de inyección de combustible y su mantenimiento, además del contenido de ceniza, que puede oscilar entre el 0,05% y el 0,2%. Las emisiones de SO_x dependen directamente del contenido de azufre en el combustible. El fuel oil puede contener desde 0,3% de azufre hasta 5% de azufre en algunos casos.

⁴³ Si se inyecta el combustible demasiado pronto, aumentará la presión del cilindro, lo que incrementará la formación de óxido de nitrógeno. Si la inyección se produce demasiado tarde, aumentará el consumo de combustible y la velocidad del turbocompresor. Se pueden reducir las emisiones de NO_x retrasando la inyección, aunque esto aumentará el material particulado y los componentes no quemados.

Los motores diésel pueden emplear diversos combustibles como diésel, fuel oil pesado, gas natural, petróleo crudo, biocombustibles (como aceite de palma, etc.) y combustibles emulsionados (como Orimulsion, etcétera).

Las eficiencias eléctricas habituales en una fase van del 40% para los motores de media velocidad al 50% para motores grandes, e incluso mayores en el caso del ciclo combinado. La eficiencia total de la cogeneración en funcionamiento líquido llega a entre el 60% y el 80% y aún más con combustión de gas, según la aplicación. La proporción de calor por energía es normalmente de 0,5 a 1,3 en instalaciones de cogeneración, según la aplicación.

Motores de mezcla pobre de gas

Las eficiencias eléctricas habituales de los motores estacionarios más grandes con velocidades medias en ciclo simple suelen ser del 40% al 47% hasta 50% en ciclo combinado. La eficiencia total de las instalaciones de cogeneración suele llegar hasta el 90%, según la aplicación. La proporción de calor por energía es normalmente de 0,5 a 1,3 en instalaciones de cogeneración, según la aplicación.

Encendido de chispa (EC)

Es frecuente que los motores de gas con encendido de chispa funcionen de acuerdo con la técnica de mezcla pobre, lo que significa que se quema una mezcla pobre de aire y combustible dentro del cilindro (es decir, mucho más aire que el necesario para la combustión). En los motores más grandes, se utiliza un inyector con una mezcla más rica de aire y combustible para estabilizar el encendido y la combustión de la mezcla pobre. El encendido se genera con una bujía o algún otro dispositivo situado en el inyector, lo que produce una fuente de encendido con mucha energía para la carga principal de combustible del cilindro. El parámetro más importante que influye en la tasa de formación de NO_x en los motores de combustión interna es la

temperatura de combustión; cuanto más elevada sea la temperatura mayor será el contenido de NOx en los gases de escape. Una manera de controlarla es disminuir la proporción de combustible/aire en la mezcla. Con la misma cantidad específica de calor desprendida por la combustión se puede calentar una mayor cantidad de gases de escape y reducir la temperatura máxima de combustión. Este método se denomina “combustión de mezcla pobre estratificada” y contribuye a la reducción eficiente del NOx. Por lo tanto, el motor de mezcla pobre con encendido de chispa genera pocas emisiones de NOx. Se trata de un motor puramente de gas, que sólo funciona con combustibles gaseosos.

Motores de combustible dual (CD)

Algunos tipos de motores de CD se adaptan a diversos combustibles y pueden funcionar con gas natural a baja presión o combustibles líquidos como el diésel (como combustible de apoyo, etc.), fuel oil pesado, etc. Este tipo de motor puede funcionar a pleno rendimiento en ambos modos. Los motores de CD también se pueden diseñar para que funcionen solamente en modo de gas con un combustible líquido para el encendido.

Turbinas de combustión

Los sistemas de turbinas de gas funcionan de manera similar a los sistemas de turbinas de vapor, con la diferencia de que se utilizan gases de combustión para hacer girar las aspas en lugar de vapor. Además del generador eléctrico, la turbina también hace girar un compresor de presurización del aire, que se mezcla con el gas o el combustible líquido en una cámara de combustión. Cuanta mayor sea la compresión, mayores serán la temperatura y la eficiencia alcanzables en la turbina de gas. Sin embargo, el aumento de la temperatura suele provocar incrementos de las emisiones de NOx. La turbina emite gases de escape a la atmósfera. A diferencia de los sistemas de turbinas de vapor, los sistemas de turbinas de gas no tienen

calderas ni entrada de vapor, condensadores ni un sistema de desecho del calor residual. Por lo tanto, los costos de capital son mucho más bajos para un sistema de turbina de gas que para un sistema de vapor.

Las turbinas de gas suelen emplearse para los picos de generación eléctrica, en los que se requieren encendidos rápidos y períodos de funcionamiento cortos. La mayoría de las turbinas de gas simples sin controles sólo tienen una eficiencia del 20% al 30%.

Ciclo combinado

En el ciclo combinado se utilizan tanto turbinas de gas como generadores de vapor. En una turbina de gas de ciclo combinado (TGCC) se aprovecha una parte o todos los gases de escape para calentar la caldera, que produce vapor para la turbina de vapor. Esta combinación aumenta la eficiencia térmica hasta alrededor del 50% al 60%. En los sistemas de ciclo combinado se puede alimentar una turbina de vapor con múltiples turbinas de gas. A veces también se usan motores diésel y generadores de vapor en los sistemas de ciclo combinado.

Además, se están desarrollando nuevas tecnologías de ciclo combinado con gasificación integrada (CCGI) En un sistema de CCGI se genera y se limpia el carbón gaseoso en un “gasificador” a presión, lo que reduce las emisiones y el material particulado⁴⁴. En el sistema de generación de energía con TGCC se quema el gas del carbón.

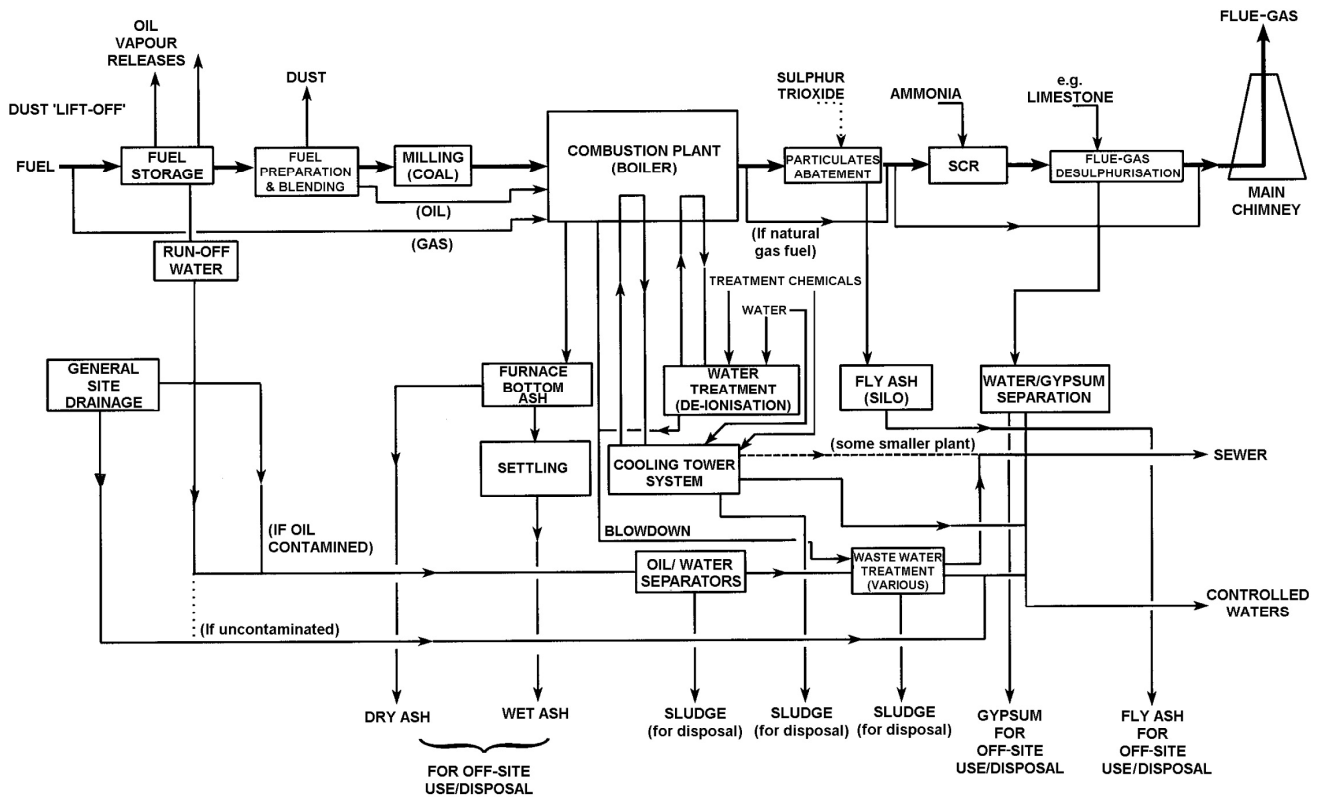
Cogeneración

La cogeneración consiste en la combinación de un sistema de producción de energía eléctrica con un sistema de producción de calor y vapor para la industria y/o la calefacción municipal. Se trata de una manera más eficiente de aprovechar los aportes

⁴⁴ La gasificación es un proceso que consiste en la transformación del carbón en gas mediante oxígeno, aire o vapor.

de energía y permite la recuperación para un proceso industrial de una energía térmica que se desaprovecharía de otro modo. Las tecnologías de cogeneración se clasifican en sistemas de ciclo superior y de ciclo inferior, según se genere primero energía eléctrica (ciclo superior) o térmica (ciclo inferior). La mayoría de los sistemas de cogeneración son de ciclo superior.

Gráfico A-1
 Diagrama de flujo general de una planta de energía térmica⁴⁵ y operaciones asociadas



Fuente: CE, 2006.

⁴⁵ Sólo es aplicable a una planta de calderas con torre de refrigeración. Este diagrama no es aplicable a motores y turbinas con una configuración completamente diferente.

Anexo B: Orientaciones para la evaluación ambiental de proyectos de energía térmica

El desarrollo de una evaluación ambiental (EA) de un proyecto de energía térmica debe tener en cuenta todas las políticas y estrategias oficiales sobre energía y/o medio ambiente, incluidos aspectos estratégicos tales como la mejora de la eficiencia energética en los sistemas existentes de generación, transmisión y distribución, la gestión de la demanda, la ubicación del proyecto, la elección de combustibles y la tecnología, y el desempeño ambiental.

Nuevas instalaciones y ampliación de las instalaciones existentes

La EA de nuevas instalaciones o la evaluación y auditoría ambiental de instalaciones existentes debe realizarse en una fase temprana del ciclo del proyecto, para poder establecer los niveles de emisiones para cada instalación y otras medidas para las plantas nuevas o la ampliación de plantas existentes. En el Cuadro B-1 se presentan los elementos esenciales recomendados de la EA, cuyo alcance dependerá de las circunstancias de cada proyecto.

Cuadro B-1 – Elementos esenciales de MASS recomendados para una EA de una nueva planta de energía térmica	
Análisis de alternativas	<ul style="list-style-type: none"> • Selección de combustibles, que incluye opciones no fósiles (carbón, petróleo, gas, biomasa, otras opciones renovables como energía eólica, solar, geotérmica, hidro), fuentes de abastecimiento de combustible • Tecnología de generación de energía <ul style="list-style-type: none"> ○ Eficiencia de la generación térmica (PCS-bruto, PEC-bruto, PCS-neto, PEC-neto) ○ Costo ○ Desempeño de las emisiones de CO₂ (gCO₂/kWh) • Reducción de las emisiones de GEI/opciones de compensación <ul style="list-style-type: none"> ○ Eficiencia de la conversión de energía ○ Mecanismo de compensación

	<ul style="list-style-type: none"> ○ Uso de fuentes de energía renovables, etc. • Calidad básica de los acuíferos receptores • Suministro de agua <ul style="list-style-type: none"> ○ Aguas superficiales, freáticas o desalinización • Sistema de refrigeración <ul style="list-style-type: none"> ○ Sistema abierto sin recirculación, húmedo de circuito cerrado, de aire seco de circuito cerrado • Sistema de desecho de cenizas: por vía húmeda versus en seco • Control de la contaminación <ul style="list-style-type: none"> ○ Emisiones a la atmósfera: tratamiento primario versus secundario del gas de combustión (costo, desempeño) ○ Efluentes (costo, desempeño) • Vertido de efluentes <ul style="list-style-type: none"> ○ Aguas superficiales ○ Evaporación ○ Reciclaje sin vertido • Ubicación <ul style="list-style-type: none"> ○ Consideración de la adquisición de terrenos ○ Acceso a combustible/red eléctrica ○ Designación zonal actual y futura del terreno ○ Base ambiental existente y previsible (aire, agua, ruido)
Evaluación del impacto	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluación de las emisiones de GEI (tCO₂/año, gCO₂/kWh) • Impacto sobre la calidad del aire <ul style="list-style-type: none"> ○ SO₂, NO₂, MP₁₀, MP_{2.5}, metales pesados cuando sea apropiado y lluvia ácida si es pertinente ○ Incremento de los impactos para el cumplimiento de las normas relevantes sobre calidad del aire ○ Superposición de isóneas de concentración (a corto plazo, promedio anual, lo que sea más adecuado) en los mapas de uso del terreno y topográficos

	<ul style="list-style-type: none"> ○ Impactos acumulados de las fuentes existentes/futuros proyectos, cuando se conozcan ○ Determinación de la altura de la chimenea ○ Consideración del impacto sobre la salud ● Impacto sobre la calidad/el abastecimiento de agua <ul style="list-style-type: none"> ○ Vertido térmico si se usa un sistema abierto sin recirculación ○ Otros contaminantes esenciales cuando sea apropiado ○ Impacto sobre el abastecimiento de agua ● Impacto acústico <ul style="list-style-type: none"> ○ Superposición de las delimitaciones del ruido en el mapa de uso del terreno y ubicación de los receptores ● Determinación de las medidas de prevención y reducción de la contaminación
Medidas de mitigación/programa de gestión	<ul style="list-style-type: none"> ● Aire (altura de la chimenea, medidas de control de la contaminación, costo) ● Efluentes (medidas de tratamiento de las aguas residuales, costos) ● Ruido (medidas de control del ruido, costo) ● Reciclaje/eliminación de desechos (por ejemplo, cenizas, derivados de la DGC, petróleo usado) <ul style="list-style-type: none"> ○ Plan de manejo de las cenizas (equilibrio cuantitativo de la generación de cenizas, desecho, utilización, tamaño del vertedero de cenizas, sistema de transporte de cenizas) ● Sistema de abastecimiento de combustible ● Plan de preparación y respuesta ante emergencias ● Evaluación del riesgo industrial, si procede
Programa de seguimiento	<ul style="list-style-type: none"> ● Parámetros ● Frecuencia de muestreo ● Criterios de evaluación ● Superposición de los puntos de muestreo en los mapas relevantes de la instalación/alrededores ● Costo

Las tareas relacionadas con el análisis del impacto de la calidad de la EA deben incluir:

- Recolección de información básica que abarque desde información cualitativa relativamente simple (para los proyectos más pequeños) a datos cuantitativos más exhaustivos (para proyectos más grandes) sobre ciertos parámetros de concentración en la atmósfera y temporales compatibles con las normas relevantes sobre calidad del aire del país en cuestión (por ejemplo, parámetros tales como MP₁₀, MP_{2.5}, SO₂ (para las plantas de petróleo y carbón), NO_x y ozono a nivel terrestre, y promedios de tiempo máximo de una hora a 24 horas, y promedios anuales), dentro de una cuenca atmosférica afectada por el proyecto propuesto⁴⁶;
- Evaluación de la calidad básica de la cuenca atmosférica (por ejemplo, degradada o no degradada);
- Evaluación de la calidad básica del agua, cuando sea relevante;
- Uso de modelos matemáticos o físicos apropiados de la dispersión de la calidad del aire para estimar el impacto del proyecto en las concentraciones de estos contaminantes en la atmósfera;
- Cuando se considere que la lluvia ácida puede tener un impacto significativo, uso de modelos adecuados sobre la calidad del aire para evaluar los efectos de larga distancia y transfronterizos de la lluvia ácida;
- El alcance de la información básica recabada y la evaluación del impacto sobre la calidad del aire dependerá de las circunstancias del proyecto (es decir, tamaño del proyecto, cantidad de emisiones a la atmósfera y los

⁴⁶ Por "cuenca atmosférica" se entiende la zona local que rodea la planta cuya calidad del aire está directamente afectada por las emisiones de la planta. El tamaño de la cuenca atmosférica en cuestión dependerá de las características de la planta, como la altura de la chimenea y las condiciones meteorológicas y topográficas locales. En algunos casos, la legislación o las autoridades ambientales competentes definen las cuencas atmosféricas. En caso contrario, la EA debe definir claramente la cuenca atmosférica sobre la base de consultas con los responsables locales de la gestión ambiental.

posibles impactos en la cuenca atmosférica). En el Cuadro B-2 se ofrecen ejemplos de prácticas recomendadas.

Cuadro B-2 – Estrategia de evaluación recomendada del impacto sobre la calidad del aire	
Datos básicos sobre calidad del aire	<ul style="list-style-type: none"> • Información cualitativa (para proyectos pequeños, por ejemplo, < 100MWth) • Muestreo manual estacional (para proyectos de tamaño medio, por ejemplo, < 1.200MWth) • Muestreo constante automático (para proyectos grandes, por ejemplo, >= 1.200MWth) • Modelización de fuentes existentes
Datos básicos meteorológicos	<ul style="list-style-type: none"> • Datos continuados de un año sobre el modelo de dispersión obtenidos en una estación meteorológica cercana (por ejemplo, aeropuerto, estación meteorológica) o una estación dentro de las instalaciones de proyectos medianos o grandes
Evaluación de la calidad de la cuenca atmosférica	<ul style="list-style-type: none"> • Determinar si la cuenca está degradada (es decir, si no se cumplen las normas de calidad del aire) o no degradada (es decir, se cumplen las normas de calidad del aire)
Evaluación del impacto sobre la calidad del aire	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar los incrementos y los niveles resultantes mediante modelos de selección (para pequeños proyectos) • Evaluar los incrementos y los niveles resultantes mediante modelos de refinado (para proyectos medianos o grandes, o para modelos pequeños, si se determina la necesidad después de aplicar el modelo de selección)⁴⁷ • Si fuera necesario, modificar los niveles de emisiones para garantizar que el incremento del impacto sea pequeño (por ejemplo, 25% de los niveles de las normas relevantes sobre calidad del aire) y que no se degrade la cuenca atmosférica

⁴⁷ Para obtener más información sobre modelos de refinado/selección, véase el apéndice W de la Parte 51 de las Directrices sobre modelos de calidad del aire de la EE. UU. EPA (Decisión final del 9 de noviembre de 2005).

Cuando existan probabilidades razonables de expansión de la planta de energía o incremento significativo de otras fuentes de contaminación a mediano o largo plazo, el análisis debe tener en cuenta el impacto del diseño propuesto tanto inmediatamente como después de la ampliación de la capacidad y el aumento de otras fuentes de contaminación. El diseño de la planta debe contemplar la posibilidad de instalar equipos adicionales de control de la contaminación en el futuro, si resultara necesario o deseable en función de los impactos previstos en la calidad del aire y/o cambios en las normas sobre emisiones (por ejemplo, para los países que van a formar parte de la UE). La EA debe abordar también otras preocupaciones ambientales específicas del proyecto, como el combustible y las emisiones procedentes de las impurezas del combustible. En los casos en que estas impurezas provoquen emisiones que se sepa que son peligrosas, la EA debe estimar la cantidad de emisiones, evaluar los impactos y proponer medidas de mitigación para reducirlas⁴⁸. Entre los componentes que pueden estar presentes en ciertos tipos de carbón, fuel oil pesado, coque de petróleo, etcétera, están el cadmio, el mercurio y otros metales pesados.

Rehabilitación de las instalaciones existentes

Se debe llevar a cabo una evaluación ambiental del proyecto de rehabilitación propuesto en una fase temprana del proceso de preparación para poder tener la oportunidad de valorar opciones alternativas antes de adoptar decisiones fundamentales. La evaluación debe incluir una auditoría ambiental en la que se examinen los impactos de las

⁴⁸ Varios estados de los Estados Unidos han adoptado reglamentos que ofrecen a las plantas de generación de energía mediante carbón la opción de cumplir una norma sobre emisiones de mercurio basada en la energía producida o en las medidas de control. Por ejemplo, el estado de Illinois exige a las plantas termoeléctricas con una capacidad de producción igual o superior a 25 MW que no superen un nivel de emisiones de 0,0080 lbs de mercurio por gigavatio por hora (GWh) de producción de electricidad bruta o que las emisiones de mercurio no superen el 90% del mercurio procesado.

operaciones existentes en la planta en las poblaciones y los ecosistemas cercanos, complementada con una EA que examine los diferentes impactos resultantes de un diseño alternativo de la rehabilitación, y los costos estimados de capital y explotación asociados a cada opción. En función de la escala y las características de la rehabilitación, la evaluación/auditoría ambiental puede tener un alcance relativamente limitado y concentrarse solamente en un número reducido de aspectos afectados por el proyecto, o puede ser tan extensa como la necesaria para la construcción de una nueva instalación en el mismo lugar. Normalmente, se ocupará de los siguientes aspectos:

- Calidad ambiental de la cuenca atmosférica o hidrográfica afectada por la planta, junto con estimaciones aproximadas de la contribución de la planta a la carga total de emisiones de los contaminantes más preocupantes;
- El impacto de la planta, en las condiciones de funcionamiento actual y con diferentes alternativas de rehabilitación, en la calidad del aire y el agua asociados con poblaciones y ecosistemas sensibles cercanos;

- Los posibles costos que conlleva el cumplimiento de normas alternativas sobre emisiones u otros objetivos ambientales para el conjunto o actividades específicas de la planta;
- Recomendación de una serie de medidas eficaces en función de los costos para mejorar el desempeño ambiental de la planta, en el contexto del proyecto de rehabilitación, y las normas sobre emisiones y otros requisitos relacionados con la adopción de medidas específicas.

Estas cuestiones deben tratarse con un nivel de detalle adecuado a las características y la escala del proyecto propuesto. Si la planta está ubicada en una cuenca atmosférica o hidrográfica contaminada como consecuencia de las emisiones procedentes de diferentes fuentes, entre ellas, la propia planta, se deben comparar los costos relativos de la reducción de las emisiones de la planta con los de la reducción de las emisiones de otras fuentes para mejorar la calidad del aire y el agua.

Dust "Lift-off"	Levantamiento de polvo
Oil Vapour Releases	Emisiones de vapor de petróleo
Fuel	Combustible
Fuel Storage	Almacenamiento de combustible
Fuel Preparation & Blending	Preparación y mezcla de combustible
Dust	Polvo
Milling (Coal)	Molido (carbón)
(Oil)	(Petróleo)
Combustion Plant (Boiler)	Planta de combustión (caldera)
Particulates Abatement	Reducción de partículas
Sulphur Trioxide	Trióxido de azufre
SCR	RCS
Ammonia	Amoníaco
Flue-Gas Desulphurisation	Desulfurización del gas de combustión
e.g. Limestone	Por ejemplo, piedra caliza
Main Chimney	Chimenea principal
Flue-Gas	Gas de combustión
Run-off Water	Agua de escorrentía
(Gas)	(gas)
(If natural gas fuel)	(si el combustible es gas natural)
Treatment Chemicals	Sustancias químicas para tratamiento
Water	Agua
General site drainage	Drenaje general de las instalaciones
Furnace bottom ash	Cenizas depositadas en el horno
Water treatment (de-ionisation)	Tratamiento del agua (desionización)
Fly ash (silo)	Cenizas volantes (silo)
Water/gypsum separation	Separación de agua y yeso
Settling	Estabilización
Cooling tower system	Sistema de torre de refrigeración
(some smaller plant)	(alguna planta más pequeña)
Sewer	Alcantarillado
(If oil contaminated)	(Si está contaminado con petróleo)
Blowdown	Escape de agua
Oil/water separators	Separadores de agua y aceite
Waste water treatment (various)	Tratamiento de aguas residuales (varios)
Controlled waters	Aguas controladas
Dry ash	Cenizas secas
Wet ash	Cenizas húmedas
For off-site use/disposal	Para su uso/desecho fuera de las instalaciones
Sludge (for disposal)	Lodos (para desecho)
Sludge (for disposal)	Lodos (para desecho)
Sludge (for disposal)	Lodos (para desecho)
Gypsum for off-site use/disposal	Yeso para uso/desecho fuera de las instalaciones
Fly ash for off-site use/disposal	Cenizas volantes para uso/desecho fuera de las instalaciones