

**PLAN NACIONAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE
LAS GRANDES INSTALACIONES DE COMBUSTIÓN
EXISTENTES.**

**Versión final
Octubre de 2007**

PLAN NACIONAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE LAS GRANDES INSTALACIONES DE COMBUSTIÓN EXISTENTES.

ÍNDICE

PRÓLOGO

- 1. INTRODUCCIÓN**
- 2. DATOS CORRESPONDIENTES A LAS INSTALACIONES EXISTENTES.**
- 3. INSTALACIONES EXISTENTES NO INCLUIDAS EN EL CÁLCULO DE LA BURBUJA.**
- 4. CÁLCULO DE LAS EMISIONES ANUALES TOTALES CORRESPONDIENTES A LAS INSTALACIONES INCLUIDAS EN LA BURBUJA.**
- 5. ACTUACIONES PREVISTAS PARA EL CUMPLIMIENTO DEL PNRE-GIC.**
- 6. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y OBLIGACIONES ESTABLECIDAS EN EL PNRE-GIC.**
- 7. CONTROL, SEGUIMIENTO Y ACTUALIZACIÓN DEL PNRE-GIC.**
- 8. CONCLUSIONES**

ANEXOS

ANEXO 1

Tabla 1: Datos base Directiva GIC existentes en el año 2000

Tabla 2: Relación de Instalaciones existentes que se excluyen de la burbuja

Tabla 3: Valores Límite de Emisión y cálculo burbujas de emisión

Tabla 4: Medidas de Cumplimiento del PNRE-GIC

ANEXO 2 Relación de Instalaciones con contenido de combustible sólido inferior al 10%

GLOSARIO

PRÓLOGO

En el ámbito de las Naciones Unidas y dentro de la Comisión Económica para Europa se firmó en 1979 el Convenio de Ginebra sobre Contaminación Transfronteriza y fue ratificado por España en 1983. Desde entonces, y dentro del Convenio han surgido varios Protocolos.

El más reciente ha sido el firmado en diciembre de 1999, en Gotemburgo (Suecia). El Protocolo comprende simultáneamente tres efectos (acidificación, eutrofización y oxidación fotoquímica) originados por cuatro gases (SO_2 , NO_x , VOC y NH_3).

Entre las obligaciones básicas del Protocolo figuran compromisos sobre techos nacionales de emisión, valores límite de emisión para grandes instalaciones, valores límite para contenidos de contaminante en productos y cumplimiento de medidas para el control de emisiones. Los compromisos se basan en los conceptos de cargas y niveles críticos así como la compatibilización entre criterios de coste-beneficio y no superación de ciertos valores límites (cargas y/o niveles críticos) para los efectos de acidificación, eutrofización y oxidación fotoquímica.

Paralelamente al desarrollo de los compromisos de Naciones Unidas, en la Unión Europea, en marzo de 1997 la Comisión presentó una Comunicación sobre una Estrategia Comunitaria para Combatir la Acidificación dentro del territorio comunitario, que se ha desarrollado de acuerdo con los objetivos sobre esta materia del Quinto Programa de actuación en materia de medio ambiente. Entre los objetivos de este Quinto Programa estaba “no superar en ningún momento unas cargas y niveles críticos” de determinados agentes acidificantes, como el dióxido de azufre (SO_2) y los óxidos de nitrógeno (NO_x), con el fin de que tanto las personas como los ecosistemas estén protegidas de forma eficaz contra los riesgos de la contaminación atmosférica.

En consonancia con esta Estrategia, la Comisión presentó, entre otras, dos directivas que ya forman parte de la normativa comunitaria en materia de medioambiente.

- La Directiva 2001/80/CE, de 23 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de Grandes Instalaciones de Combustión (Directiva GIC)
- La Directiva 2001/81/CE, de 23 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos: SO_2 , NO_x , COV, NH_3 (Directiva TNE).

Ambas directivas están relacionadas, porque en ambas se trata de reducir las emisiones de SO_2 y NO_x (causantes de la acidificación) en el primer caso a nivel de las grandes instalaciones de combustión individualmente y en el segundo estableciendo unos límites para el país teniendo en cuenta todas las

fuentes. De estos techos nacionales derivan asimismo los techos para cada uno de los sectores participantes en las emisiones de los contaminantes SO₂, NO_x, VOC y NH₃,

Tanto el Protocolo de Gotemburgo, como ambas Directivas han sido trasladados a la legislación española. El Protocolo mediante el correspondiente instrumento de ratificación, publicado en el BOE el 12/04 del 2005, la Directiva de GIC mediante el R.D 430/2004 de 12 de marzo, y el Programa requerido para el cumplimiento de la Directiva TNE mediante la resolución de 11 de septiembre de 2003. Recientemente (mayo de 2007) ha sido remitido a la Comisión un primer borrador del Programa Nacional de Reducción de Emisiones para Techos (aún pendiente de su adopción formal) donde están reflejadas por una parte las perspectivas de cumplimiento de la Directiva de acuerdo con la evolución de las emisiones y por otra identificadas las principales medidas adoptadas en España con efectos sobre la reducción de emisiones contaminantes incluidos en la Directiva TNE, así como diversas medidas adicionales.

El Plan Nacional de Reducción de Emisiones de Grandes Instalaciones de Combustión (PNRE-GIC) fue adoptado por el Gobierno en noviembre de 2005 y remitido a la Comisión de la Unión Europea para su aceptación.

Posteriormente a su presentación, la Comisión ha admitido la posibilidad para las instalaciones existentes de acogerse a los Valores Límites e Emisión no entrando por tanto en la burbuja establecida en el PNRE-GIC, acogándose a esta posibilidad actualmente todas las grandes instalaciones de combustión de los sectores industriales distintos al Refino y a las Centrales Térmicas

La Comisión, con fecha 17-05-2006 emitió una serie de observaciones relativas al procedimiento de cálculo de las burbujas, así como solicitó aclaraciones sobre algunos valores límite, y otras cuestiones.

Con fecha 31 de octubre de 2006 fueron enviadas a la Comisión las contestaciones y aclaraciones correspondientes.

Tras la contestación de la Comisión de fecha 25 de abril de 2007 han sido incorporadas tanto las modificaciones propuestas por la Comisión así como algunas modificaciones posteriores, asimismo se han subsanado errores que se habían observado en el PNRE-GIC inicial, y al mismo tiempo se han actualizado tablas e incorporado nuevos datos proporcionados por las empresas.

1. INTRODUCCIÓN.

1.1 Justificación y contenido.

La Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2001, sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión (en adelante "Directiva GIC"), establece en su artículo 4, apartado 3, que los Estados miembros, sin perjuicio de la Directiva 96/61/CE del Consejo, de 24 de septiembre de 1996, relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación, y de la Directiva 96/62/CE del Consejo, de 27 de septiembre de 1996, sobre evaluación y gestión de la calidad ambiente, deberán alcanzar reducciones significativas las emisiones de dióxido de azufre, de óxidos de nitrógeno y partículas, procedentes de las grandes instalaciones de combustión para las instalaciones existentes¹ a partir del 1 de enero de 2008.

Las instalaciones existentes, anteriores al 1 de julio de 1987, pueden realizar estas reducciones aplicando diversos métodos:

- a) adoptando las medidas adecuadas para garantizar que todas las autorizaciones de explotación de las instalaciones existentes incluyan requisitos relativos al respeto de los valores límite de emisión de dióxido de azufre, de óxidos de nitrógeno y partículas, establecidos en la parte A de los Anexos III a VII de la Directiva GIC.
- b) velando porque las instalaciones existentes se sometan a un plan nacional de reducción de emisiones.

y, cuando corresponda, aplicando los artículos 5, 7 y 8 de la misma.

En el apartado 6 del artículo 4 de la Directiva GIC se establece que los Estados miembros que opten por la opción de un plan nacional de reducción de emisiones, deberán definir y aplicar el plan de forma que se consiga reducir las emisiones anuales totales de dióxido de azufre, de óxidos de nitrógeno y partículas de las instalaciones existentes a los niveles que se hubieran alcanzado aplicando los valores límite de emisión a que se refiere el procedimiento de la letra a) anterior.

El plan nacional de reducción de emisiones, según se indica en el apartado 6 del artículo 4 de la Directiva GIC, comprenderá objetivos generales y parciales así como medidas y calendarios para la consecución de dichos objetivos generales y parciales y un mecanismo de control.

¹ Según Artículo 2, párrafo 10 de la Directiva GIC

España ha optado por la elaboración de un plan nacional de reducción de emisiones, decisión que viene recogida expresamente en el Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo (B.O.E. de 20 de marzo de 2004) de transposición de la Directiva 2001/80/CE a la legislación nacional.

Este documento constituye el Plan Nacional Español de Reducción de Emisiones de las grandes instalaciones de combustión existentes (en adelante "PNRE-GIC"), elaborado de acuerdo con lo establecido en la Directiva GIC y según la Recomendación 2003/47/CE, de 15 de enero de 2003, de la Comisión Europea.

El documento está estructurado de la forma siguiente:

Capítulo 2. Datos correspondientes a las instalaciones existentes.

Capítulo 3. Instalaciones existentes no incluidas en el cálculo de la burbuja.

Capítulo 4. Cálculo de las emisiones anuales totales correspondientes a las instalaciones incluidas en la burbuja.

Capítulo 5. Actuaciones previstas para el cumplimiento del PNRE-GIC.

Capítulo 6. Ámbito de Aplicación y obligaciones establecidas en el PNRE-GIC.

Capítulo 7. Control, seguimiento y actualización del PNRE-GIC

Capítulo 8. Conclusiones

Anexos

1.2 Situación energética española.

Para poder comprender las circunstancias que han incidido en el retraso para la elaboración del PNRE-GIC, es preciso mostrar las características más relevantes de la situación energética española y las previsiones de actuación futuras, ya que, la gran mayoría de las instalaciones existentes corresponden al sector energético (generación eléctrica y refino).

La inclusión en el PNRE-GIC de ciertas instalaciones, así como las actuaciones que se vayan a realizar en las instalaciones que se incluyan en el mismo, ya sean de tipo tecnológico, de acomodación del número de horas operativas, de cambio de combustibles, etc, vienen condicionadas por el marco global previsto de actuaciones en el sector energético español.

En el marco de la política energética de la Unión Europea, la política energética en España ha optado por la liberalización de los mercados energéticos, con la finalidad de conseguir los clásicos principios de seguridad de suministro, diversificación y eficiencia de las actividades de producción, transformación, transporte y usos de la energía, compatibles con la preservación del medio ambiente, de la forma más eficaz y al menor coste posible.

La regulación del sector eléctrico contenida en la Ley 54/1997, que incorpora a la legislación española las previsiones contenidas en la Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad, y la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, definen el marco de la política española en este ámbito.

En particular para el sector eléctrico se establece la coexistencia de dos tipos de planificación, planificación vinculante en lo referente a las infraestructuras de transporte y distribución eléctricas y planificación indicativa en cuanto a la generación y a la comercialización.

El proceso de planificación energética y, en particular, el desarrollo de las redes de transporte eléctrico y gasista viene establecido en el documento de *“Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte. 2002 – 2011”*, aprobado por el Consejo de Ministros el 13 de septiembre de 2002 y presentado, posteriormente, al Congreso de los Diputados del Parlamento español, donde fue aprobado en octubre del 2002. En dicho documento se establece, de acuerdo con la ley del sector eléctrico, una actualización cada dos años y una revisión cuatrienal. La revisión actual del documento corresponde al período 2005–2011, y ha sido aprobada por el Consejo de Ministros el día 30 de marzo de 2006.

Otros de los pilares básicos de la política energética española, compatible con el medio ambiente, lo constituyen el fomento de las energías renovables y el apoyo a las acciones de ahorro y eficiencia energética.

La apuesta por las energías renovables se basa, fundamentalmente, en su reducido impacto ambiental en comparación con otro tipo de energías, y en su carácter de recurso autóctono y renovable que favorece, por tanto, el

autoabastecimiento energético, con menor dependencia del exterior, así como el desarrollo de la innovación tecnológica.

El "*Plan de Fomento de las Energías Renovables en España (2000 – 2010)*", aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros del 30 de diciembre de 1999, tenía establecido el ambicioso objetivo de conseguir que, en el año 2010, el 12% del consumo de energía primaria en España fuera con fuentes de energía renovable, que las energías renovables, en el citado horizonte, participen con un 29,4% en el total de la energía eléctrica generada así como que se utilice el 5,25% de biocarburantes en el sector transporte.

El Plan de Fomento de la Energías Renovables en España (2000 – 2010) ha sido sustituido por el Plan de Energías Renovables (PER) (2005-2010) para adecuarse mejor a las tendencias de cada una de las fuentes renovables, manteniendo los objetivos del Plan anterior, ya que sólo tres fuentes han evolucionado de forma satisfactoria, eólica, biogás y biocarburantes.

Los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010 apuntan a que el 12,1 por 100 del consumo de energía primaria en el año 2010 sea abastecido por las energías renovables, además de una producción eléctrica con estas fuentes del 30,3 por 100 del consumo bruto de electricidad y un consumo de biocarburantes del 5,83 por 100 sobre el consumo de gasolina y gasóleo para el transporte en ese mismo año.

El apoyo a las acciones de ahorro y eficiencia energética viene recogido en la "*Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004–2012*", también denominada E4, aprobada por el Consejo de Ministros en fecha de 28 de noviembre de 2003.

La adopción de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España era necesaria y oportuna dada nuestra situación energética, con una dependencia exterior del 75%, muy superior a la media europea, del 50%, por los incrementos importantes registrados en la demanda de energía, muy superiores a la media europea, por el mayor crecimiento de la economía española y por la necesidad de reducir significativamente las emisiones de contaminantes, en conjunción con el Plan de Fomento de las Energías Renovables, para la consecución de los compromisos internacionales y con la Unión Europea en materia de medio ambiente.

El objetivo básico de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España, es conseguir una reducción del índice de intensidad de consumo de energía primaria en un 7,2% durante todo su período de vigencia, equivalente a una reducción del 0,83% anual. La estrategia recoge un conjunto de medidas normativas, reglamentarias, de investigación y desarrollo tecnológico y de promoción, información y comunicación que permitirán, una vez que se hayan puesto en marcha todas las medidas contenidas en la misma, conseguir unos ahorros significativos en el año 2012.

La Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 no recogía una especificación pormenorizada de las actuaciones concretas, los

plazos, la responsabilidad de los diferentes organismos públicos involucrados y la identificación de líneas de financiación y partidas presupuestarias asociadas a cada caso. Por eso, fué preciso la aprobación del Plan de Acción 2005-2007, aprobado por Consejo de Ministros el 8 de julio de 2005. En ella se hizo un inventario y se concretaron las actuaciones que deben ponerse en marcha a corto y medio plazo en cada sector, detallando para ello objetivos, plazos, recursos y responsabilidades, y evaluando, finalmente, los impactos globales derivados de estas actuaciones; todo ello con el objetivo de que su puesta en marcha generará un ahorro de energía primaria acumulado de doce millones de toneladas equivalentes de petróleo, el equivalente al 8,5 por 100 del total del consumo de energía primaria del año 2004 y al 20 por 100 de las importaciones de petróleo en ese año, y una reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera de 32,5 millones de toneladas. Posteriormente ha sido aprobado por el Consejo de Ministros el 20 de julio de 2007 un nuevo Plan de Acción para el período 2008-2012

Una de las regulaciones que afectan de forma importante a los sectores energéticos es el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero está regulado por la Ley 1/2005, de 9 de marzo de 2005, que transpone la Directiva 2003/1987. Esta ley sustituye al Real Decreto Ley 5/2004, de 27 de agosto.

La citada Ley 1/2005, regula la existencia de los Planes Nacionales de Asignación de derechos de emisión, mediante los cuales se determina el número de derechos de emisión que se otorgan individualmente a cada instalación de determinadas actividades.

El primer Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión (PNA1) abarca el período 2005-2007 y fue adoptado mediante el Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre, modificado por el Real Decreto 777/2006, de 23 de junio.

El segundo Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión (PNA2) comprende el período 2008-2012 y fue adoptado por el Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, modificado mediante el Real Decreto 1030/2007 de 20 de julio por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero 2008-2012.

La práctica totalidad de las instalaciones incluidas en PNRE-GIC también lo están en los Planes de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Dado el carácter estratégico del carbón autóctono para la contribución al autoabastecimiento energético y para el desarrollo social de determinadas comarcas españolas se establecen planes de la minería del carbón en España en los cuales entre otros aspectos, se establecen las medidas, instrumentos y mecanismos precisos para garantizar la compra por las empresas de generación eléctrica de una cuota de producción de carbón nacional por lo que existe igualmente una relación clara entre estos planes de la minería y el PNRE-GIC

Por otra parte, es preciso recordar que las competencias en la gestión del medio ambiente en España dependen de las Comunidades Autónomas, en total 17, y por ello la necesidad de validar las medidas a tomar en cada una de las instalaciones objeto del R.D. 430/2004 y del PNRE-GIC, sobre la base de la incidencia de las mismas en el entorno local y regional.

Las referencias anteriores sobre el marco energético y medio ambiental español son una muestra de los aspectos más relevantes que han incidido y van a condicionar el futuro del PNRE-GIC, dentro del cual, las actuaciones en GIC existentes del sector energético, en particular de generación eléctrica, van a estar muy influenciadas por el mismo.

2. DATOS CORRESPONDIENTES A LAS INSTALACIONES EXISTENTES

El artículo 4, apartado 6, párrafo 2º, de la Directiva GIC, en relación con los planes nacionales de reducción de emisiones de las grandes instalaciones de combustión existentes establece que:

El Plan Nacional de Reducción de Emisiones tiene por objeto reducir las emisiones totales de óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO₂) y partículas de las instalaciones existentes a los niveles que se hubieran alcanzado aplicando los valores límite de emisión a que se refiere el apartado 3 a las instalaciones existentes en funcionamiento en el año 2000 en función del tiempo de funcionamiento anual real de cada instalación, el combustible utilizado y la potencia térmica, calculados sobre el promedio de los cinco últimos años de funcionamiento hasta el 2000 inclusive.

En este Capítulo se enumeran las GIC existentes en funcionamiento en España en el año 2000, con su denominación, potencia térmica, combustibles utilizados y horas de funcionamiento promedio de los últimos cinco años hasta el año 2000 inclusive. También se incluyen las emisiones de SO₂, NO_x y partículas de cada instalación en el año 2001, año que se toma de referencia.

Asimismo, de acuerdo con lo establecido en la Recomendación 2003/47, de la Comisión Europea, en las tablas que figuran en este capítulo se incluye, para cada una de las GIC existentes, el valor del caudal de gases de emisión promedio de los últimos cinco años hasta el año 2000 inclusive, base para la determinación de la contribución de cada instalación a la burbuja nacional de emisiones para los contaminantes SO₂, NO_x y partículas.

2.1 Hipótesis consideradas.

Este apartado contiene las hipótesis que se han considerado en relación con los datos que figuran en las tablas a que se refiere este Capítulo.

- Instalación de combustión.

El criterio en relación con la definición de instalación de combustión figura en el artículo 3, letra g), del Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo, por el que se ha transpuesto a la legislación española la Directiva GIC:

“Instalación de combustión: cualquier dispositivo técnico en el que se oxiden productos combustibles a fin de utilizar el calor así producido. Cuando dos o más instalaciones independientes estén instaladas de manera que sus gases residuales se expulsan por una misma chimenea o, a juicio de la Administración competente y teniendo en cuenta factores técnicos y económicos, puedan ser expulsados por una misma chimenea, la combinación resultante de tales instalaciones se considerará como una única unidad.”

Esta única unidad, constituida por dos o más instalaciones conectadas a una misma chimenea, se considera como una sola GIC cuando la suma de las potencias térmicas de las instalaciones conectadas sea igual o superior a 50 MW, aún cuando alguna de ellas, individualmente, tenga una potencia térmica inferior a 50 MW. Este criterio es aplicable tanto a las instalaciones existentes como a las nuevas.

En el caso de que a una misma chimenea estén conectadas instalaciones existentes y nuevas, se considera una única GIC existente al conjunto de instalaciones existentes si la suma de sus potencias térmicas es igual o superior a 50 MW, y una única GIC nueva al conjunto de instalaciones nuevas si la suma de sus potencias térmicas es igual o superior a 50 MW.

Este criterio es coincidente con el que figura en la Guía ENTEC, final Report, October 2002, en su apartado 1.4 “Working Assumptions”.

- Período de promedio de cálculo.

Para la determinación de los datos de cada GIC existente, para el promedio de los cinco últimos años de funcionamiento hasta el 2000, se considera el valor medio de los datos de los años 1996 hasta 2000, ambos inclusive.

Para las instalaciones que no hayan funcionado durante un año, o varios años, durante el período 1996-2000, se han utilizado los datos del año, o años, inmediatamente anteriores hasta completar la cifra de cinco años, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 4, apartado 6, párrafo 2º, de la Directiva GIC, donde indica: “ *calculados sobre el promedio de los cinco últimos años de funcionamiento hasta el 2000 inclusive*”.

2.2 Contenido y formato de las tablas.

Las GIC existentes en España pertenecen a diversos sectores, siendo el sector de generación eléctrica el más importante, tanto por número como por tamaño, seguido del sector de refino de petróleo, completándose con algunas instalaciones correspondientes a los sectores de papel, producción de aluminio y sector químico.

En la tabla 1 del Anexo 1 se relacionan las GIC existentes en funcionamiento en España en el año 2000, con su identificación, potencia térmica, combustibles utilizados, horas de funcionamiento y caudales de emisión promedio de los últimos cinco años hasta el año 2000 inclusive. También se

incluyen las emisiones de SO₂, NO_x y partículas de cada instalación en el año 2001, año que se toma de referencia.

En la **Columna A** se identifica el **sector** a que pertenece cada instalación, que se refiere a:

- S. Eléctrico
- S. Petróleo Refino
- Otros sectores

La **Columna B** contiene la **denominación** de la instalación.

En la **Columna C** se relacionan los **combustibles** que se han utilizado en cada instalación durante el período 1996-2000, señalando, en tanto por ciento (%), la contribución energética de cada uno de ellos.

En la **Columna D** figura la **potencia térmica** nominal (MWth) de la instalación.

En general, esta potencia se mantiene constante durante el período 1996-2000, aunque en algunos casos ha variado ligeramente siendo poco relevante para el resultado final.

La **Columna E** indica si las instalaciones listadas están incluidas o no en el PNRE-GIC

La **Columna F** contiene las **horas de operación** promedio de cada instalación durante el período 1996-2000.

Las horas de operación se refieren a las horas reales operativas durante el citado período operando la instalación en diferentes situaciones de carga, con diferentes potencias iguales o inferiores a la nominal de plena carga.

La **Columna G** indica el promedio de horas de funcionamiento de la instalación entre el 2008 y el 2015 en aquellas instalaciones donde es relevante.

La **Columna H** indica el promedio de horas de funcionamiento de la instalación a partir de 2016 en aquellas instalaciones donde es procedente.

En la **Columna I** figuran las **emisiones de SO₂ en toneladas** de cada instalación **en el año 2001**, año tomado como referencia.

En la **Columna J** figuran las **emisiones de NO_x en toneladas** de cada instalación **en el año 2001**, año tomado como referencia.

En la **Columna K** figuran las **emisiones de partículas en toneladas** de cada instalación **en el año 2001**, año tomado como referencia.

La **Columna L** determina las emisiones de SO₂ del período 1996-2000 cuando procede su inclusión.

La **Columna M** contiene los valores de los **caudales de emisión** promedio (en millones de Nm³/año) de cada instalación durante el período 1996-2000.

Los caudales de gases de emisión promedio por cada instalación se expresan en condiciones normales de temperatura (273 K), presión (760 mm Hg) y contenido de oxígeno, (3% del volumen del gas residual en el caso de combustibles líquidos o gaseosos y 6% en el caso de combustibles sólidos) una vez corregido el contenido de vapor de agua.

El total de las sumas de las columnas I, J y K (tabla 1) incluye únicamente los resultados de las GIC que se encuentran dentro del Plan Nacional de Reducción de Emisiones.

3. INSTALACIONES EXISTENTES NO INCLUIDAS EN EL CÁLCULO DE LA BURBUJA.

En el Capítulo 2 se han identificado y relacionado todas las GIC existentes en funcionamiento en España en el año 2000.

En este Capítulo se explicitan las instalaciones que no entran en los compromisos de reducción de emisiones a partir del 1 de enero del año 2008.

No se incluyen en las burbujas aquellas GIC existentes en el año 2000 que, a la fecha de elaboración de la versión actual del PNRE-GIC, hayan dejado de funcionar o se tenga constancia, a través de notificación oficial de los titulares de las mismas, que lo vayan a hacer con anterioridad al 1 de enero de 2008.

Tampoco se incluyen en las burbujas aquellas instalaciones existentes que opten por aplicar los Valores Límite de Emisión (en adelante, VLE) a partir del 1 de enero de 2008, según el artículo 4.3 a) de la Directiva GIC. Estos VLE, serán los fijados en la parte A de los Anexos III a VII de la Directiva GIC. ALCOA, fabricante de aluminio, que por sus perspectivas de desarrollo a medio y largo plazo prevé una mayor utilización de sus instalaciones de San Ciprián, ya que con anterioridad estaban infrautilizadas, ha propuesto a la Administración la aplicación para sus instalaciones de los VLE, siendo excluidos por tanto de la burbuja. También SAICA y TORRASPAPEL (ambas del sector papelero) y SOLVAY, del sector químico, han solicitado la aplicación para sus instalaciones los VLE correspondientes sin entrar dentro de la burbuja.

Asimismo, no se incluyen las GIC existentes en el año 2000 que se han acogido a la excepción del artículo 4.4 a) de la Directiva GIC.

En el artículo 4.4 a) de la Directiva GIC se establece que:

Sin perjuicio de las Directivas 96/61/CE y 96/62/CE, podrá eximirse a las instalaciones existentes su inclusión en el plan nacional de reducción de emisiones si el titular de las mismas se ha comprometido mediante una declaración por escrito presentada ante la autoridad competente a no hacer funcionar la instalación más de 20.000 horas operativas a partir del 1 de enero de 2008 y, hasta a más tardar, el 31 de diciembre de 2015.”

3.1 Hipótesis consideradas.

Este apartado contiene las hipótesis que se han considerado en relación con los datos que figuran en la tabla 1 del Anexo 1.

- Excepción de las 20.000 horas.

En la determinación de las horas operativas a que se refiere la excepción del artículo 4.4 a) de la Directiva GIC, no se consideran incluidos los períodos de arranque y parada de las instalaciones.

Los titulares de las instalaciones han remitido a la Administración española la relación de las mismas que se van a acoger a la citada excepción establecida en el citado artículo de la Directiva GIC.

En la tabla 2 se listan las instalaciones que van a acogerse a la excepción de las 20.000 horas del artículo 4.4 a) de la Directiva GIC y las que han optado por aplicar VLE para una mayor claridad, aunque este dato figura en la columna E de la tabla 1 del Anexo 1.

- Opción por VLE.

La opción de ciertas instalaciones existentes optando por el cumplimiento de sus VLE comporta el cumplimiento de la Directiva en cuanto a los aspectos de concentraciones límites de emisiones permitidas, que ambientalmente es equivalente a la opción del Plan Nacional de Reducción de Emisiones.

4. CÁLCULO DE LAS EMISIONES ANUALES TOTALES CORRESPONDIENTES A LAS INSTALACIONES INCLUIDAS EN LA BURBUJA.

En este Capítulo se determinan, en una primera parte los Valores Límite de Emisión de SO₂, NO_x y partículas, aplicables a cada una de las GIC existentes incluidas en el cálculo de la burbuja e identificadas con sus características en el Capítulo 2 (tabla 1 del Anexo 1). Posteriormente, en función del caudal promedio de emisión y de los VLE de cada instalación se determina la aportación de cada instalación a las burbujas totales de emisiones de SO₂, NO_x y partículas del PNRE-GIC.

Los valores nacionales figuran en la tabla 3 del Anexo 1.

La contribución individual de cada instalación al objetivo de emisiones del PNRE-GIC (burbuja por cada contaminante SO₂, NO_x y partículas) se determina de la forma siguiente:

Contribución de la instalación a la burbuja (t/año): Caudal medio de los gases de emisión (Nm³/año) x VLE (mg/Nm³) x 1,0x10E-9.

Donde:

El caudal medio de los gases de emisión por cada instalación (en Nm³/año) es el que aparece en la columna M de la tabla 1.

VLE es el valor límite de emisión (en mg/Nm³) de cada contaminante SO₂, NO_x y partículas, suponiendo un contenido de oxígeno en los gases de emisión del 6%, en el caso de los combustibles sólidos, y del 3% en el caso de combustibles líquidos y gaseosos. Los VLE se determinan para cada instalación en función de la parte A de los Anexos III a VII de la Directiva GIC.

En los casos en que se aplique un índice de desulfuración, la contribución individual de cada instalación al objetivo de emisiones del PNRE-GIC (burbuja de SO₂) se determina de la forma siguiente:

Contribución de la instalación a la burbuja (t/año): Emisiones de SO₂ sin equipo de reducción (t/año) x (1 – (índice de desulfuración, en tanto por uno (%/100))).

El promedio de las emisiones de SO₂ sin equipo de reducción se encuentra en la tabla 1 del Anexo 1 en la columna L.

4.1 Hipótesis consideradas.

Este apartado contiene las hipótesis que se han considerado en relación con los datos que figuran en las tablas a que se refiere este Capítulo.

- Determinación de los VLE.

Para las instalaciones que han empleado de forma simultánea más de un combustible, que no sean de arranque o apoyo, en la determinación de los VLE aplicables para el cálculo de la contribución individual de cada instalación al objetivo de emisiones del PNRE-GIC, conforme a la parte A de los Anexos III a VII de la Directiva GIC, se ha considerado el criterio del artículo 8.1 de la misma, y para las instalaciones que utilicen los residuos de destilación y de conversión del refino de petróleo, el criterio del artículo 8.2 y, en su caso, del artículo 8.3, teniendo en cuenta la potencia térmica promedio suministrada por cada combustible.

En la determinación de los VLE de las instalaciones que, además de lo anterior, se basen en criterios recogidos en la Directiva GIC, éstos vienen reflejados en la columna correspondiente de la tabla 3 del Anexo 1.

- Índices de desulfuración.

En las instalaciones que, como se señala en la Nota Bene de la parte A del Anexo III de la Directiva GIC, no puedan conseguir los valores límite que en dicha parte figuran, debido a las características del combustible por su elevado contenido en azufre, se aplicará un índice de desulfuración para determinar la contribución de dichas instalaciones al objetivo de emisiones del PNRE-GIC.

En el caso español este criterio se ha aplicado a dos instalaciones: las centrales térmicas de Teruel y de Puentes.

Para la Central Térmica de Teruel se ha aplicado un índice de desulfuración del 92%, ya que los trabajos del montaje de la instalación de desulfuración se realizaron en el año 1999. Debido a dicho montaje, hubo una actividad discontinua durante un trimestre, por lo que se ha introducido una corrección en las emisiones del año 1999, para tener en cuenta dicha circunstancia, en el entendimiento de que una parada de una instalación por mejoras tecnológicas no puede penalizar la misma.

En el caso de la Central Térmica de Puentes se ha aplicado un índice de desulfuración del 94% con respecto al combustible utilizado en el período 1996-2000.

Tanto en una central como en la otra, el índice de desulfuración, como figura en el artículo 2.4 de la Directiva GIC, se aplica a la reducción entre las emisiones de SO₂ evitadas en la instalación con respecto a las características del combustible a la entrada en las instalaciones que, en el caso de la Central Térmica de Teruel, incluye el lavadero de carbones que dispone dicha central,

previo a la introducción del combustible en caldera. Asimismo, se considera que en el índice de desulfuración se incluyen las retenciones de SO₂ en cenizas.

- Combustibles de arranque o apoyo.

En ciertas instalaciones, fundamentalmente del sector de generación eléctrica, donde el combustible principal utilizado es el carbón, pero que precisan de combustibles de arranque (fuel-oil o gasoil) o de apoyo, dada su irrelevante participación en el proceso de combustión para generación eléctrica, no se han considerado como tales a la hora de determinar los VLE aplicables a las mismas, calculados de la forma como se indica en el apartado 4.2.

- Combustibles sólidos con contenido en volátiles < 10%.

Para el cálculo de los VLE de NO_x en ciertas instalaciones, que consumen combustibles sólidos cuyo mix de combustibles tiene un contenido en volátiles <10%, se aplica lo que se establece en la parte A del Anexo VI de la Directiva GIC,

Este punto afecta a las calderas de combustión de combustibles con bajo contenido en volátiles, como son las antracitas, que tienen un diseño especial que hace que las emisiones de NO_x sean superiores a las generadas en calderas convencionales, siendo por otra parte muy difícil la reducción de dichas emisiones.

En el Anexo 2 figuran las centrales que utilizan carbones con contenidos en volátiles inferiores al 10%.

4.2 Valores Límite de Emisión (VLE) aplicables para cálculo PNRE-GIC

Los valores límite de emisión (VLE) de SO₂, NO_x y partículas de cada instalación, aplicables para el cálculo de la contribución individual de cada instalación al objetivo de emisiones del PNRE-GIC, figuran en la tabla 3 del Anexo 1. Vienen expresados en mg/Nm³, con un contenido de oxígeno de los gases de escape del 6% en el caso de combustibles sólidos y del 3% en el caso de combustibles líquidos y gaseosos.

Los VLE se determinan de acuerdo con los datos y notas que figuran en la parte A de los Anexos III a VII de la Directiva GIC y con los criterios indicados en el apartado 4.1 “Hipótesis consideradas” de este Capítulo.

En las instalaciones que hayan utilizado los métodos de determinación de VLE que figuran en el artículo 8 de la Directiva GIC, éstos se indican en la columna correspondiente de la tabla 3 del Anexo 1, señalando si se han empleado los métodos del artículo 8.1, del 8.2 o del 8.3 a).

4.3 Cálculo de las emisiones anuales totales objetivo del PNRE-GIC.

Una vez calculadas las contribuciones individuales de emisiones de SO₂, NO_x y partículas de las instalaciones, como se indica en este capítulo, ya sea por cálculo de los VLE aplicables con el caudal de gases de emisión correspondiente, o mediante la utilización de un índice de desulfuración, las emisiones totales objetivo nacional correspondientes del PNRE-GIC se determinan como suma de las aportaciones individuales.

Emisiones nacionales objetivo PNRE-GIC = \sum (emisiones individuales)

Las emisiones globales nacionales objetivo de reducción del PNRE-GIC, (en toneladas por año) para cada contaminante, SO₂, NO_x y partículas, figuran al final de la Tabla 3 del Anexo 1 para cada uno de los períodos considerados:

Se incluyen las emisiones globales objetivo del PNRE-GIC para el período desde el 1 de enero de 2008 hasta el 31 de diciembre de 2015.

Al final de la Tabla 3 del Anexo I figuran las emisiones globales objetivo del PNRE-GIC para los distintos períodos de aplicación del mismo: desde el 1 de enero de 2008 hasta el 31 de diciembre de 2015; desde el 1 de enero de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2017; y a partir del 1 de enero de 2018.

4.4 Contenido y formato de la tabla de cálculo de emisiones totales objetivo.

En la **tabla 3 del Anexo 1** se relacionan para las GIC existentes que pertenecen al PNRE-GIC que figuran en la Tabla 1 excluidas las relacionadas en el capítulo 3, los VLE (en mg/Nm³, referidos al contenido de O₂ normalizado) aplicables individualmente a cada una de ellas y, en los casos en que se emplee el método de desulfuración, el índice de desulfuración aplicable. A partir de estos datos y los caudales de emisión (Columna M de la tabla 1 del Anexo 1) se calcula la contribución individual de cada instalación (en toneladas por año) a los objetivos de reducción de emisiones del PNRE-GIC.

Los valores de los VLE se reflejan en las columnas correspondientes, entre las que figuran, en función de los requisitos de la Directiva GIC las diferenciaciones siguientes:

VLE para SO₂, según la parte A de los Anexos III, IV y V y el artículo 5.

- Aplicables desde el 1-01-2008 hasta el 31-12-2015.
- Aplicables desde el 1-01-2016.

VLE para NO_x, según la parte A del Anexo VI y sus notas (2) y (3).

- Aplicables desde el 1-01-2008 hasta el 31-12-2015, según parte A del Anexo VI , la parte aplicable de su nota (2) y su nota (3).
- Aplicables desde el 1-01-2016 hasta el 31-12-2017, según parte A del Anexo VI , la parte aplicable de su nota (2) y su nota (3).
- Aplicables a partir del 1-01-2018,

VLE para partículas, aplicable desde el 1-01-2008, según la parte A del Anexo VII.

En las **Columnas A y B y C** se identifican, respectivamente, como figuran en la tabla 1 del Anexo 1 citadas en el capítulo 2, el **sector**, la **denominación** y el tipo de combustible en porcentajes energéticos de la instalación.

La **Columna N** contiene la **contribución** (en t/año) de cada instalación al objetivo global nacional de **emisiones de SO₂**, para el período **2008-2015**.

La **Columna O** contiene la **contribución** (en t/año) de cada instalación al objetivo global nacional de **emisiones de SO₂**, aplicables **a partir del año 2016**.

En la **Columna P** figura la **contribución** (en t/año) de cada instalación al objetivo global nacional de **emisiones de NO_x**, aplicables para el período **2008-2015**.

En la **Columna Q** se relaciona la **contribución** (en t/año) de cada instalación al objetivo global nacional de **emisiones de NO_x**, aplicables para el período **2016-2017**.

La **Columna R** contiene la **contribución** (en t/año) de cada instalación al objetivo global nacional de **emisiones de NO_x**, aplicables **a partir del año 2018**.

En la **Columna S** figura la **contribución** (en t/año) de cada instalación al objetivo global nacional de **emisiones de partículas**, aplicables **a partir del año 2008**.

La **Columna T** contiene los **VLE de SO₂** (en mg/Nm³) de cada instalación, aplicables para el período **2008-2015**.

En la **Columna U** figuran los **VLE de SO₂** (en mg/Nm³) de cada instalación, aplicables **a partir del año 2016**.

La **Columna V** refleja los **índices de desulfuración** (en %) en las centrales en que se aplique este coeficiente.

La **Columna W** contiene las **referencias** de los Anexos o artículos de la Directiva GIC considerados para la determinación de los **VLE de SO₂** aplicables.

La **Columna X** contiene los **VLE de NO_x** (en mg/Nm³) de cada instalación, aplicables para el período **2008-2015**.

En la **Columna Y** figuran los **VLE de NO_x** (en mg/Nm³) de cada instalación, aplicables para el período **2016-2017**.

En la **Columna Z** figuran los **VLE de NO_x** (en mg/Nm³) de cada instalación, aplicables **a partir del año 2018**.

La **Columna AA** contiene las **referencias** de los Anexos o artículos de la Directiva GIC considerados para la determinación de los **VLE de NO_x** aplicables.

En la **Columna AB** figuran los **VLE de partículas** (en mg/Nm³) de cada instalación, aplicables **a partir del año 2008**.

La **Columna AC** contiene las **referencias** de los Anexos o artículos de la Directiva GIC considerados para la determinación de los **VLE de partículas** aplicables.

Al final de la tabla 3 del Anexo 1 figuran, como suma de las contribuciones individuales por instalación, las emisiones globales nacionales objetivo de reducción del PNRE-GIC, (en toneladas por año) para cada contaminante, SO₂, NO_x y partículas, en cada uno de los períodos considerados, anteriormente indicados.

5. ACTUACIONES PREVISTAS PARA EL CUMPLIMIENTO DEL PNRE-GIC.

En este Capítulo se recogen las actuaciones previstas para las GIC existentes que se encuentran incluidas en las burbujas de reducción de emisiones de SO₂, NO_x y partículas del PNRE-GIC, de acuerdo con la tablas 1 y 3 del Anexo 1.

5.1 Actuaciones previstas.

En la tabla 4 del Anexo 1 se incluyen, de forma escueta, las actuaciones que está previsto realizar en las instalaciones para el cumplimiento de los objetivos totales nacionales de emisión de las burbujas de reducción de emisiones de SO₂, NO_x y partículas del PNRE-GIC, en el período 2008-2015.

Para el período 2016-2017 y de 2018 en adelante, no se incluyen las medidas concretas previstas ya que, en los momentos actuales, dada la variabilidad de los posibles desarrollos tecnológicos de reducción de emisiones, así como la incertidumbre de la viabilidad de varias instalaciones, no es posible concretar dichas medidas. No obstante, los compromisos de reducción de emisiones se cumplirán mediante la introducción de las medidas tecnológicas precisas o con una combinación de tecnologías y de gestión adecuada de las instalaciones, entre ellas, de sus horas de funcionamiento

Al indicar las medidas, se señalan las técnicas de reducción empleadas y los porcentajes de reducción de emisiones referidos al año 2001. Estos valores no representan en todos los casos los porcentajes óptimos de reducción posible para las medidas utilizadas. Tomando como base el año 2001, la capacidad de desulfuración de las instalaciones del sector eléctrico no es en ningún caso inferior al 90%, lo que supone garantizar el cumplimiento por empresa y conjunto global de la burbuja española, incluso con un incremento de demanda superior a la producción real del año 2001.

5.2 Contenido y formato de las tablas.

En las **Columnas A y B** se identifican, respectivamente, como figuran en la tabla 1 del Anexo 1 citadas en el capítulo 2, el **sector** y la **denominación** de la instalación.

En la **Columna AD** se reflejan las medidas para la reducción de las emisiones de **SO₂**, **NO_x** y **partículas** proporcionadas por los titulares de las instalaciones y los porcentajes de reducción de las emisiones previstos.

6. AMBITO DE APLICACIÓN Y OBLIGACIONES ESTABLECIDAS EN EL PNRE-GIC.

En este capítulo se señalan la forma de aplicación del PNRE-GIC y su relación con otras disposiciones a las que pueden estar sometidas las instalaciones contenidas en el mismo, así como las características del cumplimiento del PNRE-GIC, a partir del 1 de enero del año 2008.

6.1 Ámbito de aplicación del PNRE-GIC.

El Plan Nacional español de Reducción de Emisiones de las grandes instalaciones de combustión existentes (PNRE-GIC) viene establecido legalmente en el Real Decreto 430/2004 de 12 de marzo, por el que se ha transpuesto a la legislación española la Directiva 2001/80/CE (Directiva GIC).

El apartado 3 del artículo 5 del R.D. 430/2004 establece que:

“Para el conjunto nacional de las instalaciones existentes, sin perjuicio de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, y de las disposiciones relativas a la calidad del aire ambiente, (...), la Administración General del Estado, previa consulta a las comunidades autónomas, establecerá un Plan nacional de reducción de emisiones para las instalaciones, (...), a más tardar el 1 de enero de 2008, ...”.

Asimismo, el apartado 4 del artículo 5 del citado Real Decreto señala que:

“Del conjunto total de instalaciones incluidas en el Plan nacional de reducción de emisiones de las grandes instalaciones de combustión existentes, podrán eximirse del cumplimiento de los requisitos de emisiones fijados por éste aquellas instalaciones para las que su titular se comprometa (...) a no hacer funcionar la instalación durante más de 20.000 horas operativas a partir del 1 de enero de 2008 y hasta, a más tardar, el 31 de diciembre de 2015 (...).”

El PNRE-GIC aplicará al conjunto nacional de grandes instalaciones de combustión existentes, estando unas sometidas a los compromisos de reducción de emisiones de las correspondientes burbujas de emisión, tal como figuran en el Capítulo 4 y otras exentas de esos compromisos.

6.2 Relación entre el PNRE-GIC y la Ley IPPC.

Como señala el artículo 5.3 del R.D. 430/2004, el PNRE-GIC se elaborará, aplicará y cumplirá sin perjuicio de la establecido en la Ley 16/2002 (Ley IPPC), que ha trasladado a la legislación española la Directiva 96/61/CE relativa a la prevención y control integrados de la contaminación (Directiva IPPC).

La Directiva IPPC, y la Ley IPPC, establecen que para las instalaciones a las que aplica, para que puedan estar operativas, precisan de un permiso que, en el caso español, de acuerdo con la citada Ley IPPC, se denomina “autorización ambiental integrada” que es otorgada por el órgano competente de la comunidad autónoma donde se encuentre ubicada la instalación. Las instalaciones reguladas figuran en el anexo I de dichas disposiciones, incluyéndose entre ellas las instalaciones de combustión de potencia térmica superior a 50 Mw. (GIC).

Las instalaciones existentes, para seguir en funcionamiento, deberán disponer de la correspondiente autorización ambiental integrada antes del 30 de octubre de 2007. También podrán seguir funcionando, cumpliendo con los requisitos de carácter ambiental exigidos por la normativa sectorial aplicable, aquellas instalaciones para las que en dicha fecha el órgano competente de la comunidad autónoma no haya otorgado dicha autorización ambiental, siempre y cuando hayan presentado la solicitud de autorización integrada antes del 1 de enero de 2007, según se establece en la disposición transitoria primera de la Ley IPPC.

La autorización ambiental integrada debe especificar, entre otros temas, los valores límite de emisión aplicables a la instalación que se determinarán de acuerdo con las características técnicas de la instalación, su implantación geográfica y las características locales del medio ambiente.

Además, la Ley IPPC establece en su artículo 7.1 lo siguiente:

“Para la determinación en la autorización ambiental integrada de los valores límite de emisión, se deberá tener en cuenta:

d) Los planes nacionales aprobados, en su caso, para dar cumplimiento a compromisos establecidos en la normativa comunitaria o en tratados internacionales suscritos por el Estado español o por la Unión Europea.

f) Los valores límite de emisión fijados, en su caso, por la normativa en vigor en la fecha de la autorización.

Por tanto, de acuerdo con la Ley IPPC, las autorizaciones ambientales integradas que se otorguen en su momento a las GIC existentes incluidas en el PNRE-GIC deben contener unos valores límite de emisión para los contaminantes SO₂, NO_x y partículas que sean coherentes con lo que establecido en el PNRE-GIC. Esto es aplicable tanto a las GIC que tengan compromisos de reducción de emisiones al figurar en las correspondientes

“burbujas” como las GIC excluidas por acogerse a la excepción de las 20.000 horas.

Lo anteriormente señalado viene recogido, asimismo, en el R. D. 430/2004, que en el apartado 5 de su artículo 5 establece que:

“Las instalaciones existentes, a que se refieren los apartados 3 y 4 anteriores, no estarán sujetas a límites individuales de emisión que contradigan lo que se establezca en el Plan nacional de reducción de emisiones de las grandes instalaciones de combustión existentes (...).”

Con ello, se consigue la adecuada coordinación entre la regulación general de la Ley y Directiva IPPC y la sectorial del R.D. 430/2004 y la Directiva GIC. De acuerdo con el R.D. 430/2004 citado, en su artículo 5.3, la aprobación se hará previa consulta a las comunidades autónomas, que deberán ser informadas y opinar sobre los límites individuales de emisión que les corresponde a cada una de las Grandes Instalaciones de Combustión ubicadas en sus respectivos territorios, según este Plan Nacional de Reducción de Emisiones

Con el fin de optimizar los requisitos de reducción de emisiones de las grandes instalaciones de combustión existentes, cumpliendo con las prescripciones de la Ley IPPC y con las disposiciones de calidad del aire ambiente, la Administración General del Estado español ha puesto a disposición de las comunidades autónomas los resultados finales de este Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las grandes instalaciones de combustión existentes (PNRE-GIC).

Aceptado el PNRE-GIC, a partir del año 2008, las instalaciones involucradas en el mismo deberán poseer la Autorización Ambiental Integrada derivada de la Ley 16/2002 de IPPC, además de cumplir las exigencias de la Directiva GIC, y bajo el supuesto de no superar los valores límite de inmisión del entorno próximo, las CCAA estarán en disposición de otorgar dicha autorización.

6.3 Obligaciones establecidas en el PNRE-GIC.

Para el conjunto nacional de instalaciones existentes la aplicación del PNRE-GIC será de obligado cumplimiento, y con lo que se establezca para las mismas de acuerdo con la Ley 16/2002 (Ley IPPC), con las consideraciones realizadas en el apartado anterior.

Asimismo, el cumplimiento de lo establecido en el PNRE-GIC debe ser compatible con la legislación aplicable, y en particular con las disposiciones sobre calidad del aire ambiente que son las más relevantes desde el punto de vista ambiental, en concreto con el Real Decreto 1073/2002, de 18 de octubre, sobre la evaluación y gestión de la calidad del aire ambiente en relación con el dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno, óxidos de nitrógeno, partículas, plomo, benceno y monóxido de carbono. Dicho Real Decreto recoge lo establecido en la Directiva 96/62/CE, sobre evaluación y calidad del aire ambiente y las

Directivas 1999/30/CE y 2000/69/CE de desarrollo de la anterior para los contaminantes citados.

En el PNRE-GIC figuran los valores totales de emisión (en toneladas por año) de las correspondientes burbujas de SO₂, NO_x y partículas para las GIC existentes incluidas en el mismo. Dichos valores de emisión no han de superarse por las emisiones anuales de dichas GIC a partir del 1 de enero de 2008.

7. CONTROL, SEGUIMIENTO Y ACTUALIZACIÓN DEL PNRE-GIC.

En este capítulo se relacionan las previsiones de control y seguimiento del cumplimiento del PNRE-GIC, a partir del 1 de enero del año 2008, así como los compromisos de notificación o envío de información a la Comisión Europea.

7.1 Control, seguimiento y actualización del PNRE-GIC.

El apartado 6 del Real Decreto 430/2004 establece en relación con el PNRE-GIC lo siguiente:

“El órgano de la Administración General del Estado que elabore el Plan nacional de reducción de emisiones de las grandes instalaciones de combustión existentes establecerá para las instalaciones incluidas en él las condiciones y requisitos precisos para su cumplimiento.”

De acuerdo con ello y con lo dispuesto en la Disposición final tercera del citado Real Decreto, con anterioridad al 1 de enero de 2008, la Administración General del Estado, mediante las correspondientes disposiciones legales, establecerá los requisitos, condiciones, sistemas, métodos y procedimientos para el cumplimiento del PNRE-GIC.

Entre ellos, los siguientes:

- . Procedimientos, métodos y requisitos para la medición y evaluación de las emisiones de SO₂, NO_x y partículas procedentes de las instalaciones, para obtener resultados homogéneos y comparables.
- . Regulación de la obligatoriedad de remisión a la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o a la Unidad correspondiente que asuma las competencias, por parte de los titulares de las instalaciones, de las emisiones anuales de SO₂, NO_x y partículas de las mismas, así como de cualquier incidencia, en particular si se produce el cierre de las mismas o situaciones inesperadas
- . Establecimiento de los mecanismos de control por parte de la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o a la Unidad correspondiente que asuma las competencias, de las instalaciones del PNRE-GIC, de la verificación de los datos de emisión aportados, así como de las actuaciones precisas para el cumplimiento del mismo.

El procedimiento de vigilancia de las instalaciones incluidas en el PNRE-GIC fijará la periodicidad con que las empresas deberán remitir la información para prevenir con la antelación suficiente el cumplimiento de las burbujas correspondientes a las distintas empresas y avisar antes de finalizar el año del grado de cumplimiento. Para este fin, las empresas deberán comunicar a la Secretaría General de Energía, mediante el formato que se especifique en

la normativa que se desarrolle para el cumplimiento del PNRE-GIC, sus valores de emisión.

. Regulación de la notificación a la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o a la Unidad correspondiente que asuma las competencias, por parte de los titulares de las instalaciones, de la aplicación de medidas de reducción, de excepciones o peculiaridades establecidas en la Directiva GIC y en el Real Decreto 430/2004, o modificaciones y cambios a establecer en las medidas de reducción, siempre que los mismos consigan los objetivos propuestos. Cualquier modificación aceptada por las partes implicadas supondrá el desarrollo de un nuevo documento que contenga la modificación propuesta. Entre otras podrían citarse las siguientes:

- Excepción de las 20.000 horas del artículo 4.4 de la Directiva GIC. Notificación del titular de la instalación cada año el balance de horas utilizadas y no utilizadas permitidas para el resto de la vida operativa de la instalación.
-
- Excepción de la Nota (2) del Anexo VI de la Directiva GIC en relación con el valor límite de NO_x para instalaciones de potencia superior a 500 MW. Notificación del titular de la instalación cada año, a partir del 1 de enero de 2008, de las horas anuales de utilización sobre media móvil de cinco años.

Regulación del procedimiento sancionador de acuerdo con el artículo 16 de la Directiva 80/2001 del la Unión Europea.

7.2 Información a la Comisión Europea.

El envío de documentación e informes a la Comisión Europea se efectuará de acuerdo con lo establecido en la parte B del Anexo VIII de la Directiva GIC, que se refiere a los datos de emisiones de todas las GIC, tanto existentes como nuevas, no figurando referencia específica a los Planes nacionales de reducción de emisiones de las grandes instalaciones de combustión existentes.

Se informará específicamente a la Comisión Europea, a partir del 1 de enero de 2008, de acuerdo con lo establecido en el último párrafo de la citada parte B del Anexo VIII de la Directiva GIC, de las instalaciones existentes que hayan optado por la excepción de las 20.000 horas del artículo 4.4 de la Directiva GIC, conjuntamente con el balance de horas utilizadas y no utilizadas permitidas para el resto de la vida operativa de la instalación.

8. CONCLUSIONES

La Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2001, sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión ("Directiva GIC"), permite a los Estados Miembros la elaboración de un Plan Nacional de Reducción de Emisiones, PNRE-GIC, con el que se consiga de modo global la misma reducción que aplicando los límites individuales a las instalaciones objeto del Plan.

Teniendo en cuenta que los contaminantes que participan en el PNRE-GIC, son los mismos que participan en procesos transfronterizos como la acidificación y eutrofización de suelos y tiene efectos a nivel local en la calidad del aire ambiente, y que además este PNRE-GIC está dirigido a instalaciones cuyas emisiones en función de las condiciones meteorológicas pueden dar lugar a impactos transfronterizos y locales, el PNRE-GIC ha sido elaborado, en la medida de lo posible, considerando los aspectos relacionados con las condiciones de dispersión de los contaminantes y la legislación relativa a estas condiciones, para determinar los emplazamientos donde las tecnologías aplicables suponen la optimización de los beneficios ambientales.

Se ha de resaltar que para la elaboración del PNRE-GIC se ha tenido en cuenta el primer período del Plan Nacional de Asignación (PNA) derivado de la directiva de Comercio de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero. A corto y medio plazo es necesaria una interrelación entre el PNRE-GIC y la segunda fase del PNA, ya que las mejoras tecnológicas realizadas para reducir la emisión de los contaminantes involucrados en el PNRE-GIC, serán tenidas en cuenta para la asignación del PNA 2008-2012.

El presente Plan no prejuzga la adopción de criterio alguno para la elaboración del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión del período 2008-2012 o sucesivos. La naturaleza, contenido y procedimiento de aprobación del Plan Nacional de asignación se regula en el Capítulo IV de la ley 1/2005.

Con las reducciones propuestas en el PNRE-GIC y en relación con los contaminantes involucrados tanto en la Directiva de GIC como en la Directiva de Techos, se ha pretendido conseguir el objetivo del techo considerando incluso la entrada de nuevas instalaciones necesarias para cubrir la demanda energética prevista a lo largo del periodo de funcionamiento del PNRE-GIC. Con ello se van a mejorar las condiciones ambientales atmosféricas en el marco de los compromisos internacionales del Convenio de Ginebra sobre Contaminación Transfronteriza y de la Estrategia Comunitaria para Combatir la Acidificación.

Asimismo, se han considerado, en relación con la calidad del aire ambiente, las Directivas de Calidad del Aire, y la Directiva de IPPC (transpuesta a la legislación española en la Ley 16/2002) con la aplicación de las mejores técnicas y tecnologías existentes para adecuar las condiciones ambientales del medio ambiente local. Esta normativa se ha tenido en cuenta tanto desde el punto de vista de la selección de los emplazamientos donde deben aplicarse

tecnologías para conseguir el objetivo de no superar los límites de inmisión, como en la selección de la propia tecnología de reducción.

A modo de resumen se puede ver la reducción de las emisiones para los tres contaminantes una vez aplicado el PNRE-GIC, para el período 2008-2015.

	SO ₂	NOx	Partículas
Emisiones anuales en 2001 (tpa)	885.183	218.673	29.565
Objetivo GIC(tpa)	168.209	186.048	13.290
% Reducción emisiones con respecto al 2001	81%	15%	55%

ANEXOS

ANEXO 1

Tabla 1

Datos base de las instalaciones existentes en el año 2000

PLAN NACIONAL		DATOS BASE										
Sector	Instalación	Tipo de combustible en %	Potencia (MWth)	Plantas incluidas en el PNRE	Promedio anual horas de operación 1996 a 2000, si procede	Promedio anual horas de operación 2008 a 2015, si procede	Promedio anual horas de operación a partir de 2016, si procede	Emisiones anuales de SO2 en 2001 (tpa)	Emisiones anuales de NOx en 2001 (tpa)	Emisiones anuales de Partículas en 2001 (tpa)	Promedio de emisiones anuales SO2 sin equipo reducción de 1996 a 2000 (tpa) si procede	Caudales medios anuales de 1996 a 2000 (millones Nm3/a)
1 S. Eléctrico	ALCUDIA I-II	Hulla de importación 98,0 Fuel oil 1,9 Gas oil 0,1	746	si	7.089			6.148	5.024	1.033		6.335.098.164
2 S. Eléctrico	BESOS I	Fuel-oil 36,7 Gas natural 63,3	376	cerrada	210			31	34	4		75.189.118
3 S. Eléctrico	BESOS II	Fuel-oil 42,7 Gas natural 57,3	746	proceso cierre	2.076			1.142	1.212	99		859.325.390
4 S. Eléctrico	C. COLÓN III	Fuel-oil 97,6 Gas Oil 2,4	464	NO (20.000 horas)	668			564	162	31		123.154.177
5 S. Eléctrico	C. COLÓN I-II	Fuel-oil 19,0 Gas natural 80,9 Gasoil:0,1	626	NO (20.000 horas)	2.734			59	166	6		588.442.378
6 S. Eléctrico	CALETILLAS I	Fuel-oil 24,5 Gas Oil 38,6 Diesel 36,9	57	proceso cierre	423			24	199			8.625.105
7 S. Eléctrico	CALETILLAS II	Fuel-oil 18,5 Gas Oil 43,8 Diesel 37,7	57	proceso cierre	545			28	161			8.080.878
8 S. Eléctrico	CALETILLAS III-IV	Fuel-BIA 99,9 Diesel 0,1	263	NO (20.000 horas)	4.220			1.814	896	36		755.414.225
9 S. Eléctrico	CALETILLAS V-VI	Fuel-BIA 99,9 Diesel 0,1	263	si	5.120			1.805	913	25		888.013.499
10 S. Eléctrico	COMPOSTILLA I-II-III	Antracita nacional 98,6 Fuel-oil 0,6 Gas oil 0,9	1.332	si	6.572			28.320	16.466	3.576		12.441.238.383
11 S. Eléctrico	COMPOSTILLA IV-V	Antracita nacional 99,5 Fuel-oil 0,2 Gas oil 0,3	1.675	si	7.888			33.320	18.443	2.347		17.326.487.371
12 S. Eléctrico	FOIX I	Fuel-oil 51,7 Gas natural 48,3	1.315	si	2.804			1.148	931	47		2.082.955.186
13 S. Eléctrico	JINAMAR I	Fuel-oil 100	90	NO (20.000 horas)	3.408			694	325	14		266.692.081
14 S. Eléctrico	JINAMAR II-III	Fuel-oil 99,8 Gas Oil 0,2	263	NO (20.000 horas)	4.861			1.648	775	45		853.973.030

PLAN NACIONAL		DATOS BASE										
Sector	Instalación	Tipo de combustible en %	Potencia (MWth)	Plantas incluidas en el PNRE	Promedio anual horas de operación 1996 a 2000, si procede	Promedio anual horas de operación 2008 a 2015, si procede	Promedio anual horas de operación a partir de 2016, si procede	Emisiones anuales de SO2 en 2001 (tpa)	Emisiones anuales de NOx en 2001 (tpa)	Emisiones anuales de Partículas en 2001 (tpa)	Promedio de emisiones anuales SO2 sin equipo reducción de 1996 a 2000 (tpa) si procede	Caudales medios anuales de 1996 a 2000 (millones Nm3/a)
15	S. Eléctrico	JINAMAR IV-V	Fuel-oil 99,9 Gas Oil 0,1	370	si	7.466		2.892	1.644	22		1.970.339.431
16	S. Eléctrico	LITORAL I	Hulla importada 99,5 Gas oil 0,5	1.463	si	5.026		13.544	7.751	252		9.018.596.590
17	S. Eléctrico	LOS BARRIOS I	Hulla importada 99,8 Gas oil 0,2	1.420	si	7.256		16.527	10.996	931		10.451.428.956
18	S. Eléctrico	PUENTES I-II-III-IV	Lignito pardo local 99,5 Fuel oil 0,4 Gas oil 0,1	3.800	si	8.726		315.203	20.036	2.939	323.415	38.440.346.451
19	S. Eléctrico	S.JUAN DE DIOS III	Fuel-BIA 99,5 Gas oil 0,5	129	cerrada	3.197		420	173	4		261.374.621
20	S. Eléctrico	S.JUAN DE DIOS IV	Fuel-BIA 99,6 Gas oil 0,4	129	cerrada	3.143		415	166	4		272.178.591
21	S. Eléctrico	S.JUAN DE DIOS V	Fuel-BIA 99,5 Gas oil 0,5	129	cerrada	2.775		215	85	2		236.593.482
22	S. Eléctrico	SAN ADRIAN I	Fuel-oil 47,4 Gas natural 52,6	1.032	NO (20.000 horas)	853		227	367	48		442.970.906
23	S. Eléctrico	SAN ADRIAN II	Fuel-oil 100	1.032	cerrada	383		1.238	574	66		203.468.254
24	S. Eléctrico	SAN ADRIAN III	Fuel-oil 48,1 Gas natural 51,9	1.032	NO (20.000 horas)	717		348	214	19		560.747.713
25	S. Eléctrico	TERUEL I-II-III	Lignito negro local 97,1 Gas natural 3,1	3.300	si	7.590		151.785	20.033	1.608	342.018	23.962.137.573
26	S. Eléctrico	ACECA I (1/2)	Fuel-oil 30,9 Gas natural 69,1	416	NO (20.000 horas)	1.477		2.038	306	45		718.691.845
27	S. Eléctrico	ACECA II (1/2)	Fuel-oil 99,5 Gas oil 0,5	416	NO (20.000 horas)	581		3.842	480	113		396.308.439
28	S. Eléctrico	ANLLARES	Antracita local 99,1 Fuel oil 0,7 Gas oil 0,3	1.002	si	7.471		21.834	14.588	1.973		9.142.800.000
29	S. Eléctrico	LA ROBLA I	Antracita local 84,3 Antracita importada 7,5 Coque 2,7 Fuel oil 5,2 Gas oil 0,2	789	si	5.711		20.236	6.858	777		4.784.400.000
30	S. Eléctrico	LA ROBLA II	Antracita local 91,8 Antracita inportada 5,4 Coque 0,9 Fuel oil 1,9 Gas oil 0,1	1.003	si	6.974		36.892	15.630	829		8.348.800.000
31	S. Eléctrico	MEIRAMA I	Lignito pardo 76,8 Subbituminoso 9,8 Hulla 12,1 Fuel oil 1,2 Gas-oil 0,1	2.096	si	6.737		70.643	9.061	2.679		13.418.200.000

PLAN NACIONAL		DATOS BASE										
Sector	Instalación	Tipo de combustible en %	Potencia (MWth)	Plantas incluidas en el PNRE	Promedio anual horas de operación 1996 a 2000, si procede	Promedio anual horas de operación 2008 a 2015, si procede	Promedio anual horas de operación a partir de 2016, si procede	Emisiones anuales de SO2 en 2001 (tpa)	Emisiones anuales de NOx en 2001 (tpa)	Emisiones anuales de Partículas en 2001 (tpa)	Promedio de emisiones anuales SO2 sin equipo reducción de 1996 a 2000 (tpa) si procede	Caudales medios anuales de 1996 a 2000 (millones Nm3/a)
S. Eléctrico	NARCEA I	Antracita local 24,0 Antracita impor 50,1 Coque 0,3 Fuel oil 25,5 Gas oil 0,1	240	si	3.103			937	714	283		653.000.000
S. Eléctrico	NARCEA II	Antracita local 54,6 Antracita importada 36,9 Coque 0,1 Fuel oil 8,3 Gas oil 0,2	472	si	5.570			2.501	1.486	128		4.413.000.000
S. Eléctrico	NARCEA III	Antracita local 83,6 Antracita importada 14,4 Fuel oil 0,7 Gas oil 0,3	984	si	7.222			11.416	9.610	1.522		11.670.600.000
S. Eléctrico	SABÓN I	Fuel-oil 100	419	NO (20.000 horas)	542			975	193	26		208.666.667
S. Eléctrico	SABÓN II	Fuel-oil 99,4 Gas oil 0,6	1.030	NO (20.000 horas)	1.200			6.663	834	271		925.000.000
S. Eléctrico	ABOÑO I	Carbón 84,8 Fuel oil 0,6 Gas Alto Horno 13,3 Gas Batería Coque 1,3	951	si	6.647			9.097	5.158	536		7.136.880.591
S. Eléctrico	ABOÑO II	Carbón 78,7 Fuel oil 0,2 Gas Alto Horno 18,9 Gas Batería Coque 2,2	1.401	si	7.618			12.540	11.381	1.061		13.610.508.376
S. Eléctrico	SOTO III	Carbón 99,4 Fuel oil 0,6	830	si	6.285			11.436	4.072	107		6.609.349.155
S. Eléctrico	SOTO I-II	Carbón 96,0 Fuel oil 4,0	750	NO (20.000 horas)	6.902			12.067	4.588	894		4.249.402.506
S. Eléctrico	ALGECIRAS I	Fuel-oil 3,1 gas natural 96,9	666	NO (20.000 horas)	1.344			8	126	1		836.800.000
S. Eléctrico	ALGECIRAS II	Fuel-oil 29,9 Gas natural 70,1	1.449	NO (20.000 horas)	1.755			1.141	1.043	40		2.930.400.000
S. Eléctrico	CERCS I	Hulla importación/lignito negro	445	NO (20.000 horas)	5.241			6.415	470	173		2.793.600.000
S. Eléctrico	ESCUCHA I	Hulla importación/lignito negro	485	NO (20.000 horas)	6.024			27.937	2.098	413		8.210.200.000
S. Eléctrico	PUENTENUEVO	Hulla/Antracita nacional	976	si	6.256			3.447	4.574	1.457		5.713.400.000
S. Eléctrico	PUERTOLLANO	Hulla nacional	590	si	5.387			6.603	2.978	983		3.760.200.000
S. Eléctrico	ACECA I (1/2)	Fuel-oil 30,9 Gas natural 69,1	416	NO (20.000 horas)	1.477			2.038	306	45		718.691.845
S. Eléctrico	ACECA II (1/2)	Fuel-oil 99,5 Gas oil 0,5	416	NO (20.000 horas)	581			3.842	480	113		396.308.439
S. Eléctrico	CASTELLÓN I	Fuel-oil 99,8 Gas oil 0,2	1.358	NO (20.000 horas)	1.790			3.099	1.230	178		1.760.804.432
S. Eléctrico	CASTELLÓN II	Fuel-oil 99,8 Gas oil 0,2	1.358	NO (20.000 horas)	1.927			3.959	1.625	243		1.501.985.762
S. Eléctrico	ESCOMBRERAS IV	Fuel-oil 99,5 Gas oil 0,5	792	NO (20.000 horas)	1.046			4.674	1.175	159		579.761.728

PLAN NACIONAL		DATOS BASE										
Sector	Instalación	Tipo de combustible en %	Potencia (MWth)	Plantas incluidas en el PNRE	Promedio anual horas de operación 1996 a 2000, si procede	Promedio anual horas de operación 2008 a 2015, si procede	Promedio anual horas de operación a partir de 2016, si procede	Emissiones anuales de SO2 en 2001 (tpa)	Emissiones anuales de NOx en 2001 (tpa)	Emissiones anuales de Partículas en 2001 (tpa)	Promedio de emisiones anuales SO2 sin equipo reducción de 1996 a 2000 (tpa) si procede	Caudales medios anuales de 1996 a 2000 (millones Nm3/a)
S. Eléctrico	ESCOMBRERAS V	Fuel-oil 99,6 Gas oil 0,4	792	NO (20.000 horas)	1.221			2.710	484	97		534.105.207
S. Eléctrico	LADA III	Hulla nacional 85,8 Hulla de importación 12,4	435	NO (20.000 horas)	3.535			3.378	1.376	176		1.705.058.605
S. Eléctrico	LADA IV	Hulla importación 43,5 Hulla nacional 55,4	940	si	5.457			9.389	4.712	437		6.069.065.641
S. Eléctrico	PASAJES I	Hulla 99,7 Antracita 0 Fuel-oil 0,1 Gas-oil 0,2	589	si	4.012			4.376	3.264	163		2.596.038.870
S. Eléctrico	SANTURCE I	Gas Natural 52,7 Fuel-oil 47,3	1.211	NO (20.000 horas)	965			824	509	40		801.594.589
S. Eléctrico	SANTURCE II	Fuel-oil 99,7 Gas oil 0,3	1.679	NO (20.000 horas)	805			1.780	1.167	132		1.236.305.735
S. Eléctrico	VELILLA I	Antracita nacional 51,3 Hulla nacional 32,6 hulla de importación 15,6	434	si	4.834	<2000	<1500	5.738	2.155	449		2.369.143.434
S. Eléctrico	VELILLA II	Antracita nacional 56,5 Hulla nacional 26,3 Hulla de importación 16,0	966	si	5.861			12.097	6.601	1.089		6.583.513.542
Petr Ref	Bilbao Chimenea 1	Com Liquido 57,7 Com Gas 42,3	334	si	8.760			4.739	1.156	176		2.493.916.000
Petr Ref	Bilbao Chimenea 2	Com Liquido 61,5 Com Gas 38,4	321	si	8.760			3.159	770	118		1.857.665.000
Petr Ref	Bilbao Chimenea 3	Com Liquido 72,1 Com Gas 27,9	337	si	8.760			7.630	1.180	270		2.998.303.000
Petr Ref	Cartagena caldera 10	Fuel Gas 4,6 Oil 95,4	56	si	6.956			658	129	11		179.794.000
Petr Ref	Cartagena caldera 7	Fuel Gas 4,4 Oil 95,6	56	si	5.760			307	65	7		142.678.000
Petr Ref	Cartagena caldera 8	Fuel Gas 4,4 Oil 95,6	56	si	6.422			482	100	16		157.643.000
Petr Ref	Cartagena caldera 9	Fuel Gas 4,2 Oil 95,8	56	si	6.475			90	24	2		159.800.000
Petr Ref	Cartagena Topping 3	Fuel Gas 23,1 Fuel Oil 76,9	60	si	7.982			1.153	305	28		615.029.000
Petr Ref	La Coruña Conversión	Fuel Gas 31,1 Fuel Oil 68,9	281	si	8.766			4.132	1.238	152		1.687.624.000
Petr Ref	La Coruña Ref 1	Fuel Gas 28,6 Fuel Oil 71,4	100	si	8.506			1.354	124	46		641.008.000
Petr Ref	La Coruña Ref 2	Fuel Gas 66,6 Fuel Oil 33,4	159	si	8.620			1.193	227	98		1.029.465.000
Petr Ref	Puertollano Central Térmica 1	Com Liquido 100	53	CERRADA	7.473			324	22	6		365.600.000
Petr Ref	Puertollano Central Térmica 2	Com Liquido 100	53	CERRADA	7.337			324	22	5		365.600.000
Petr Ref	Puertollano Central Térmica 3	Com Liquido 100	53	CERRADA	7.240			324	22	3		365.600.000
Petr Ref	Puertollano Central Térmica 4	Com Liquido 100	53	CERRADA	7.067			324	22	4		365.600.000
Petr Ref	Puertollano Central Térmica 5	Com Liquido 100	53	CERRADA	7.509			324	22	36		365.600.000

PLAN NACIONAL		DATOS BASE										
Sector	Instalación	Tipo de combustible en %	Potencia (MWth)	Plantas incluidas en el PNRE	Promedio anual horas de operación 1996 a 2000, si procede	Promedio anual horas de operación 2008 a 2015, si procede	Promedio anual horas de operación a partir de 2016, si procede	Emissiones anuales de SO2 en 2001 (tpa)	Emissiones anuales de NOx en 2001 (tpa)	Emissiones anuales de Partículas en 2001 (tpa)	Promedio de emisiones anuales SO2 sin equipo reducción de 1996 a 2000 (tpa) si procede	Caudales medios anuales de 1996 a 2000 (millones Nm3/a)
Petr Ref	Puertollano Producción Vapor 100	Com Líquido 81,2 Com Gas 18,8	170	si	8.219			4.255	706	87		1.288.600.000
Petr Ref	Puertollano Prod. Vapor 20 Este	Com Líquido 87,2 Com Gas 12,8	114	si	7.611			2.475	276	45		670.200.000
Petr Ref	Puertollano Prod. Vapor 20 Oeste	Com Líquido 87,2 Com Gas 12,8	114	si	7.432			2.475	276	45		670.200.000
Petr Ref	Puertollano refinería I	Com Líquido 58,6 Com Gas 41,4	72	si	7.693			686	108	13		296.400.000
Petr Ref	Puertollano Refinería II	Com Líquido 69,5 Com Gas 30,5	238	si	8.536			4.481	780	100		1.761.000.000
Petr Ref	Tarragona Chimenea 1	Fuel Gas 28,6 Fuel Oil 71,4	739	si	8.380			7.965	1.853	264		4.545.872.000
Petr Ref	Tarragona Chimenea 2	Fuel Gas 80 Oil 20	592	si	8.420			2.873	1.163	126		5.409.207.000
Petr Ref	TENERIFE	FG 35,2 F.O. 7,2	56	si	8.361			633	266	10		485.800.000
Petr Ref	HUELVA-LA RABIDA	FG ref 23,5 4,1 FO 72,3	154	si	8.678			3.788	934	126		1.460.540.068
Petr Ref	GIBRALTAR AROMATICOS	FUELOIL REF 48,3 FUEL GAS 51,7	73,9	si	8.770	8770		2.149	166	48		542.665.343
Petr Ref	GIBRALTAR COMBUSTIBLES	FUELOIL REF 83,7 FUEL GAS 16,3	102,6	si	8.770	8770		3.211	263	66		737.853.201
Petr Ref	GIBRALTAR ENERGIA	FUELOIL REF 57,0 FUEL GAS 43,0	393,2	si	8.770	8770		8.689	732	271		2.871.289.000
Petr Ref	GIBRALTAR LUBRISUR	FUELOIL REF 96,8 FUEL GAS 3,2	95,3	si	8.498	8498		3.196	280	67		825.833.789
Petr Ref	GIBRALTAR CRUDO 3	FUELOIL REF 47,3 FUEL GAS 52,7	89,2	si	8.523	8523		1.971	228	53		776.675.053
Petr Ref	CASTELLON	FG=59 FO=41	120	si	8.611			1.567	246	68		866.074.853
Otros	SAN CIPRIAN A	Fuel-oil	147	Aplicación de VLE	5.234	6.484		3.509	448	69		769.066.667
Otros	SAN CIPRIAN B	Fuel-oil	147	Aplicación de VLE	5.234	6.484		3.509	448	69		769.066.667
Otros	SAN CIPRIAN C	Fuel-oil	147	Aplicación de VLE	5.234	6.484		3.509	448	69		769.066.667
Otros	Saica Caldera Bi-drum	Gas Natural	57	Aplicación de VLE	2.658			-	2	-		140.774.000

PLAN NACIONAL		DATOS BASE										
Sector	Instalación	Tipo de combustible en %	Potencia (MWth)	Plantas incluidas en el PNRE	Promedio anual horas de operación 1996 a 2000, si procede	Promedio anual horas de operación 2008 a 2015, si procede	Promedio anual horas de operación a partir de 2016, si procede	Emisiones anuales de SO2 en 2001 (tpa)	Emisiones anuales de NOx en 2001 (tpa)	Emisiones anuales de Partículas en 2001 (tpa)	Promedio de emisiones anuales SO2 sin equipo reducción de 1996 a 2000 (tpa) si procede	Caudales medios anuales de 1996 a 2000 (millones Nm3/a)
Otros	TORREAVEGA SOLVAY	Carbon 76,7 Fuel oil 15,58 Hidrogeno 0,16	456	Aplicación de VLE	8.770			1.131	1.913	349		3.452.184.734
Otros	ZARAG. TORRAS CALDERA FM	Gas Natural 97 Fuel 3	54	Aplicación de VLE	3.992			1	4	3		48.496.332
Otros	Arcelor Corp siderúrgica		59	Cerrada en el 2004								
TOTALES			34.280					885.183	218.673	29.565		

Tabla 2

Listado de Instalaciones existentes que se excluyen de la Burbuja

A. Listado de Instalaciones (por empresas) acogidas a las 20.000h:

Viesgo:

Bahía de Algeciras I
Bahía de Algeciras II
Cercs
Escucha

Unión Fenosa:

Sabón 1
Sabón 2
Aceca 1 (50%)
Aceca 2 (50%)

Iberdrola:

Aceca 1 (50%)
Aceca 2 (50%)
Castellón 1
Castellón 2
Santurce1
Santurce 2
Escombreras 4
Escombreras 5
Lada 3

Hidrocantabrico

Soto de Ribera 1
Soto de Ribera 2

Endesa

Sant Adriá Grupo 1
Sant Adriá Grupo 3
Cristobal Colón Grupo 2
Cristobal Colón Grupo 3
Jinamar 1
Jinamar 2
Jinamar 3
Candelaria 3
Candelaria 4

B. Listado de Instalaciones que han escogido como opción la aplicación de los VLE fijados en la parte A de los Anexos de la Directiva GIC:

ALCOA - San Ciprián A
ALCOA - San Ciprián B
ALCOA - San Ciprián C
Zaragoza Torras Cladera FM
Saica Caldera Bi-Drum
Torrelavega-SOLVAY

C. Listado de Instalaciones que se encuentran cerradas o en proceso de cierre:

Besós 1
Besós 2
Caletillas 1
Caletillas 2
San Juan de Dios 3
San Juan de Dios 4
San Juan de Dios 5
Sant Adriá II
Puertollano Central Térmica 1
Puertollano Central Térmica 2
Puertollano Central Térmica 3
Puertollano Central Térmica 4
Puertollano Central Térmica 5
Arcelor Corp. Siderúrgica

Tabla 3

Valores Límite de Emisión y Cálculo Burbujas de Emisión

PLAN NACIONAL			Contribución a los objetivos de emisión (tpa)						Valores límite de SO2			Valores límite de NOx				Valores límite de Partículas		
Sector	Instalación	Tipo de combustible en %	Burbuja de SO2 de 2008 a 2015 (tpa)	Burbuja de SO2 a partir de 2016 (tpa)	Burbuja de NOx 2008 a 2015 (tpa)	Burbuja de NOx 2016 a 2017 (tpa)	Burbuja de NOx a partir de 2018 (tpa)	Burbuja de Partículas a partir de 2008 (tpa)	VLE de SO2 2008/2015 (mg/Nm3)	Objetivo para el índice de desulfuración en (%)	VLE de SO2 a partir 2016 (mg/Nm3)	Referencia VLE SO2	VLE de NOx de 2008 a 2015 (mg/Nm3)	VLE de NOx de 2016 a 2017 (mg/Nm3)	VLE de NOx a partir de 2018 (mg/Nm3)	Referencia VLE NOx	VLE de partículas a partir de 2008 (mg/Nm3)	Referencia a VLE Partículas
1	S. Eléctrico	ALCUDIA I-II	Hulla de importación 98,0 Fuel oil 1,9 Gas oil 0,1	2534	2534	3168	1267	1267	317		400	Anex IIIA	500	200	200	Anexo VI A	50	Anexo VII A
9	S. Eléctrico	CALETILLAS V-VI	Fuel-BIA 99,9 Diesel 0,1	1510	1510	400	400	400	44		1700	Anex IVA	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
10	S. Eléctrico	COMPOSTILLA I-II-III	Antracita nacional 98,6 Fuel-oil 0,6 Gas oil 0,9	4976	4976	14929	14929	2488	622		400	Anexo IIIA	1200	1200	200	Anexo VI A (3)	50	Anexo VII A
11	S. Eléctrico	COMPOSTILLA IV-V	Antracita nacional 99,5 Fuel-oil 0,2 Gas oil 0,3	6931	6931	20792	20792	3465	866		400	Anex IIIA	1200	1200	200	Anexo VI A (3)	50	Anexo VII A
12	S. Eléctrico	FOIX I	Fuel-oil 51,7 Gas natural 48,3	466	466	632	632	632	59		224	Anex IVA y Anex VA	303	303	303	Anexo VI A	28	Anexo VII A
15	S. Eléctrico	JINAMAR IV-V	Fuel-oil 99,9 Gas Oil 0,1	2453	2453	887	887	887	99		1245	Anex IVA	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
16	S. Eléctrico	LITORAL I	Hulla importada 99,5 Gas oil 0,5	3607	3607	4509	1804	1804	451		400	Anex IIIA	500	200	200	Anexo VI A	50	Anexo VII A
17	S. Eléctrico	LOS BARRIOS I	Hulla importada 99,8 Gas oil 0,2	4181	4181	5226	2090	2090	523		400	Anex IIIA	500	200	200	Anexo VI A	50	Anexo VII A
18	S. Eléctrico	PUNTES I-II-III-IV	Lignito pardo local 99,5 Fuel oil 0,4 Gas oil 0,1	19405	19405	19220	7688	7688	1922	94		Anexo IIIA NOTA BENE	500	200	200	Anexo VI A	50	Anexo VII A
25	S. Eléctrico	TERUEL I-II-III	Lignito negro local 97,1 Gas natural 3,1	27361	27361	11981	4792	4792	1198	92		Anexo IIIA NOTA BENE	500	200	200	Anexo VI A	50	Anexo VII A
28	S. Eléctrico	ANLLARES	Antracita local 99,1 Fuel oil 0,7 Gas oil 0,3	3657	3657	10971	10971	1829	457		400	Anex IIIA	1200	1200	200	Anexo VI A (3)	50	Anexo VII A
29	S. Eléctrico	LA ROBLA I	Antracita local 84,3 Antracita importada 7,5 Coque 2,7 Fuel oil 5,2 Gas oil 0,2	1914	1914	5741	5741	957	239		400	Anex IIIA	1200	1200	200	Anexo VI A (3)	50	Anexo VII A
30	S. Eléctrico	LA ROBLA II	Antracita local 91,8 Antracita inportada 5,4 Coque 0,9 Fuel oil 1,9 Gas oil 0,1	3340	3340	10019	10019	1670	417		400	Anex IIIA	1200	1200	200	Anexo VI A (3)	50	Anexo VII A
31	S. Eléctrico	MEIRAMA I	Lignito pardo 76,8 Subbituminoso 9,8 Hulla 12,1 Fuel oil 1,2 Gas-oil 0,1	5367	5367	6709	2684	2684	671		400	Anex IIIA	500	200	200	Anexo VI A	50	Anexo VII A
32	S. Eléctrico	NARCEA I	Antracita local 24,0 Antracita impor 50,1 Coque 0,3 Fuel oil 25,5 Gas oil 0,1	984	984	658	658	367	57		1507	Anex IIIA y IVA	1008	1008	562	Anexo VI A (3)	87	Anexo VII A
33	S. Eléctrico	NARCEA II	Antracita local 54,6 Antracita importada 36,9 Coque 0,1 Fuel oil 8,3 Gas oil 0,2	2259	2259	5296	5296	2648	441		512	Anex IIIA	1200	1200	600	Anexo VI A (3)	100	Anexo VII A
34	S. Eléctrico	NARCEA III	Antracita local 83,6 Antracita importada 14,4 Fuel oil 0,7 Gas oil 0,3	4668	4668	14005	14005	2334	584		400	Anex IIIA	1200	1200	200	Anexo VI A (3)	50	Anexo VII A

PLAN NACIONAL			Contribución a los objetivos de emisión (tpa)						Valores límite de SO2				Valores límite de NOx				Valores límite de Partículas	
Sector	Instalación	Tipo de combustible en %	Burbuja de SO2 de 2008 a 2015 (tpa)	Burbuja de SO2 a partir de 2016 (tpa)	Burbuja de NOx 2008 a 2015 (tpa)	Burbuja de NOx 2016 a 2017 (tpa)	Burbuja de NOx a partir de 2018 (tpa)	Burbuja de Partículas a partir de 2008 (tpa)	VLE de SO2 2008/2015 (mg/Nm3)	Objetivo para el índice de desulfuración en (%)	VLE de SO2 a partir 2016 (mg/Nm3)	Referencia VLE SO2	VLE de NOx de 2008 a 2015 (mg/Nm3)	VLE de NOx de 2016 a 2017 (mg/Nm3)	VLE de NOx a partir de 2018 (mg/Nm3)	Referencia VLE NOx	VLE de partículas a partir de 2008 (mg/Nm3)	Referencia a VLE Partículas
37	S. Eléctrico	ABOÑO I	Carbón 84,8 Fuel oil 0,6 Gas Alto Horno 13,3 Gas Batería Coque 1,3	3272	3272	3252	1427	1427	319		458	Anex IIIA Anex VA	456	200	200	Anexo VI A	45	Anexo VII A
38	S. Eléctrico	ABOÑO II	Carbón 78,7 Fuel oil 0,2 Gas Alto Horno 18,9 Gas Batería Coque 2,2	6593	6593	5941	2722	2722	578		484	Anex IIIA Anex VA	437	200	200	Anexo VI A	42	Anexo VII A
39	S. Eléctrico	SOTO III	Carbón 99,4 Fuel oil 0,6	2644	2644	3305	1322	1322	330		400	Anex IIIA	500	200	200	Anexo VI A	50	Anexo VII A
45	S. Eléctrico	PUENTENUEVO	Hulla/Antracita nacional	2285	2285	6856	6856	1143	286		400	Anex IIIA	1200	1200	200	Anexo VI A	50	Anexo VII A
46	S. Eléctrico	PUERTOLLANO	Hulla nacional	1504	1504	1880	752	752	188		400	Anex IIIA	500	200	200	Anexo VI A	50	Anexo VII A
54	S. Eléctrico	LADA IV	Hulla importación 43,5 Hulla nacional 55,4	2428	2428	3035	1214	1214	303		400	Anex IIIA	500	200	200	Anexo VI A	50	Anexo VII A
55	S. Eléctrico	PASAJES I	Hulla 99,7 Antracita 0 Fuel-oil 0,1 Gas oil 0,2	1038	1038	1298	519	519	130		400	Anex IIIA	500	200	200	Anexo VI A	50	Anexo VII A
58	S. Eléctrico	VELILLA I	Antracita nacional 51,3 Hulla nacional 32,6 hulla de importación 15,6	1571	1571	2843	2843	1421	237		663	Anex IIIA	1200	1200	600	Anexo VI A (3)	100	Anexo VII A
59	S. Eléctrico	VELILLA II	Antracita nacional 56,5 Hulla nacional 26,3 Hulla de importación 16,0	2633	2633	7900	7900	1317	329		400	Anex IIIA	1200	1200	200	Anexo VI A (3)	50	Anexo VII A
60	Petr Ref	Bilbao Chimenea 1	Com Líquido 57,7 Com Gas 42,3	3689	3689	1122	1122	1122	125		1479	Art. 8.2	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
61	Petr Ref	Bilbao Chimenea 2	Com Líquido 61,5 Com Gas 38,4	2904	2904	836	836	836	93		1564	Art. 8.2	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
62	Petr Ref	Bilbao Chimenea 3	Com Líquido 72,1 Com Gas 27,9	4376	4376	1349	1349	1349	150		1460	Art. 8.2	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
63	Petr Ref	Cartagena caldera 10	Fuel Gas 4,6 Fuel Oil 95,4	306	306	81	81	81	9		1700	Art. 8.2	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
64	Petr Ref	Cartagena caldera 7	Fuel Gas 4,4 Fuel Oil 95,6	243	243	64	64	64	7		1700	Art. 8.2	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
65	Petr Ref	Cartagena caldera 8	Fuel Gas 4,4 Fuel Oil 95,6	268	268	71	71	71	8		1700	Art. 8.2	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
66	Petr Ref	Cartagena caldera 9	Fuel Gas 4,2 Fuel Oil 95,8	272	272	72	72	72	8		1700	Art. 8.2	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
67	Petr Ref	Cartagena Topping 3	Fuel Gas 23,1 Fuel Oil 76,9	1046	1046	277	277	277	31		1700	Art. 8.2	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
68	Petr Ref	La Coruña Conversión	Fuel Gas 31,1 Fuel Oil 68,9	2869	2869	759	759	759	84		1700	Art. 8.2	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
69	Petr Ref	La Coruña Ref 1	Fuel Gas 28,6 Fuel Oil 71,4	1090	1090	288	288	288	32		1700	Art. 8.2	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
70	Petr Ref	La Coruña Ref 2	Fuel Gas 66,6 Fuel Oil 33,4	1181	1181	412	412	412	36		1147	Art. 8.2	400	400	400	Anexo VI A	35	Anexo VII A
76	Petr Ref	Puertollano Producción Vapor 100	Com Líquido 81,2 Com Gas 18,8	2191	2191	580	580	580	64		1700	Art. 8.2	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
77	Petr Ref	Puertollano Prod. Vapor 20 Este	Com Líquido 87,2 Com Gas 12,8	1139	1139	302	302	302	34		1700	Art. 8.2	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
78	Petr Ref	Puertollano Prod. Vapor 20 Oeste	Com Líquido 87,2 Com Gas 12,8	1139	1139	302	302	302	34		1700	Art. 8.2	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A

PLAN NACIONAL			Contribución a los objetivos de emisión (tpa)						Valores límite de SO2				Valores límite de NOx				Valores límite de Partículas		
Sector	Instalación	Tipo de combustible en %	Burbuja de SO2 de 2008 a 2015 (tpa)	Burbuja de SO2 a partir de 2016 (tpa)	Burbuja de NOx 2008 a 2015 (tpa)	Burbuja de NOx 2016 a 2017 (tpa)	Burbuja de NOx a partir de 2018 (tpa)	Burbuja de Partículas a partir de 2008 (tpa)	VLE de SO2 2008/2015 (mg/Nm3)	Objetivo para el índice de desulfuración en (%)	VLE de SO2 a partir 2016 (mg/Nm3)	Referencia VLE SO2	VLE de NOx de 2008 a 2015 (mg/Nm3)	VLE de NOx de 2016 a 2017 (mg/Nm3)	VLE de NOx a partir de 2018 (mg/Nm3)	Referencia VLE NOx	VLE de partículas a partir de 2008 (mg/Nm3)	Referencia a VLE Partículas	
79	Petr Ref	Puertollano refinería I	Com Líquido 58,6 Com Gas 41,4	504	504	133	133	133	15		1700	1700	Art. 8.2	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
80	Petr Ref	Puertollano Refinería II	Com Líquido 69,5 Com Gas 30,5	2994	2994	792	792	792	88		1700	1700	Art. 8.2	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
81	Petr Ref	Tarragona Chimenea 1	Fuel Gas 28,6 Fuel Oil 71,4	4546	4546	1818	1818	1818	227		1000	1000	Art.8.3.a	400	400	400	Anexo VI A	50	Anexo VII A
82	Petr Ref	Tarragona Chimenea 2	Fuel Gas 80 Fuel Oil 20	5409	5409	1515	1515	1515	124		1000	1000	Art.8.3.a	280	280	280	Anexo VI A	23	Anexo VII A
83	Petr Ref	TENERIFE	FG 35,2 F.O. 7,2 FOBIA 57,6	826	826	219	219	219	24		1700	1700	Art. 8.2	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
84	Petr Ref	HUELVA-LA RABIDA	FG ref 23,5 4,1 FO 72,3 0,04 FG VB GAS R 0,2 GAS R II	2483	2483	657	657	657	73		1700	1700	Art. 8.2	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
85	Petr Ref	GIBRALTAR AROMATICOS	FUELOIL REF 48,3 FUEL GAS 51,7	892	892	241	241	241	26		1643	1643	art 8.2	445	445	445	Anexo VI A	48	Anexo VII A
86	Petr Ref	GIBRALTAR COMBUSTIBLES	FUELOIL REF 83,7 FUEL GAS 16,3	1254	1254	332	332	332	37		1700	1700	Art. 8.2	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
87	Petr Ref	GIBRALTAR ENERGIA	FUELOIL REF 57,0 FUEL GAS 43,0	3142	3142	1292	1292	1292	144		1094	1094	Art. 8.2	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
88	Petr Ref	GIBRALTAR LUBRISUR	FUELOIL REF 96,8 FUEL GAS 3,2	1404	1404	372	372	372	41		1700	1700	Art. 8.2	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
89	Petr Ref	GIBRALTAR CRUDO 3	FUELOIL REF 47,3 FUEL GAS 52,7	1251	1251	343	343	343	37		1610	1610	art 8.2	442	442	442	Anexo VI A	48	Anexo VII A
90	Petr Ref	CASTELLON	FG=59 FO=41	1213	1213	366	366	366	72		1400	1400	art.8.2	423	423	423	Anexo VI A	83	Anexo VII A (1)
91	Otros	SAN CIPRIAN A	Fuel-oil	VLE	VLE	VLE	VLE	VLE	VLE		1700	1700	Anex IIIA	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
92	Otros	SAN CIPRIAN B	Fuel-oil	VLE	VLE	VLE	VLE	VLE	VLE		1700	1700	Anex IIIA	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
93	Otros	SAN CIPRIAN C	Fuel-oil	VLE	VLE	VLE	VLE	VLE	VLE		1700	1700	Anex IIIA	450	450	450	Anexo VI A	50	Anexo VII A
94	Otros	Saica Caldera Bi-drum	Gas Natural	VLE	VLE	VLE	VLE	VLE	VLE		35	35	Anexo VA	300	300	300	Anexo VI A	5	Anexo VII A
95	Otros	TORRELAVEGA SOLVAY	Carbón 76,7 Fuel oil 15,58 Hidrogeno 0,16 Gas Natural 7,58	VLE	VLE	VLE	VLE	VLE	VLE		551	551	Anexo IIIA Anexo IVA Anexo VA	554	554	554	Anexo VI A	85	Anexo VII A
96	Otros	ZARAG. TORRAS CALDERA FM	Gas Natural 97 Fuel 3	VLE	VLE	VLE	VLE	VLE	VLE		35	35	Anexo VA	300	300	300	Anexo VI A	5	Anexo VII A
TOTALES			168.209	168.209	186.048	144.807	64.434	13.290											

Tabla 4

Medidas de Cumplimiento del PNRE-GIC

A	B	C	AD				
PLAN NACIONAL			2008 a 2015				
			Medidas de aplicación	Reducción de emisiones alcanzadas con las medidas de reducción comparadas con 2001 (tpa)			
Sector	Instalación	Tipo de combustible en %	Técnica y porcentaje	SO2	NOx	Partículas	
1	S. Eléctrico	ALCUDIA I-II	Hulla de importación 98,0 Fuel oil 1,9 Gas oil 0,1	DGC semiseca, reactivo cal. Optimización de la combustión. Cambio a quemadores de bajo NOx. Captación polvo en DGC semiseca <u>Reducción SO2: 80%</u> <u>Reducción NOx: quemadores 25 a 30%, optimización combustión 8 a 12%</u> <u>Reducción partículas: 70%</u>	4.918	2.010	723
9	S. Eléctrico	CALETILLAS V-VI	Fuel-BIA 99,9 Diesel 0,1	Reducción factor producción. Optimización de combustible Optimización de la combustión, uso gas, y quemadores de bajo Nox <u>Reducción SO2: aprox. 10%</u> <u>Reducción NOx: quemadores 30 a 40%, optimización combustión 8 a 12%</u> <u>Reducción partículas: aprox 10%</u>	181	457	3
10	S. Eléctrico	COMPOSTILLA I-II-III	Antracita nacional 98,6 Fuel-oil 0,6 Gas oil 0,9	DGC húmeda (existente) en G3. Optimización de la combustión. Captación polvo DGC <u>Reducción SO2: 86%</u> <u>Reducción NOX: 8 a 12%</u> <u>Reducción Partículas: 50%</u>	24.355	1.647	1.788
11	S. Eléctrico	COMPOSTILLA IV-V	Antracita nacional 99,5 Fuel-oil 0,2 Gas oil 0,3	DGC húmeda (nuevas) del 90% para G4 y G5. Optimización de la combustión y cambio a quemadores de bajo NOx <u>Reducción SO2: 90%</u> <u>Reducción NOx: quemadores 25 a 30%, optimización combustión 8 a 12%</u> <u>Reducción partículas: 50%</u>	29.988	7.377	1.174
12	S. Eléctrico	FOIX I	Fuel-oil 51,7 Gas natural 48,3	Reducción del factor de producción. Uso de gas natural. <u>Reducción SO2: 99%</u> <u>Reducción NOx: factor producción 20 a 40%, uso gas 10 a 20%</u> <u>Reducción partículas: 99%</u>	1.137	372	47
15	S. Eléctrico	JINAMAR IV-V	Fuel-oil 99,9 Gas Oil 0,1	Reducción de factor de producción. Optimización de combustible, uso gas. Optimización de la combustión y cambio a quemadores de bajo NOx <u>Reducción SO2: aprox. 22%</u> <u>Reducción NOx: factor producción 25 a 30%, uso gas 8 a 12%</u> <u>Reducción partículas: factor aprox. 22%</u>	636	658	5
16	S. Eléctrico	LITORAL I	Hulla importada 99,5 Gas oil 0,5	DGC húmeda (nueva). Optimización de la combustión. Captación de polvo en proceso de DGC <u>Reducción SO2: 90 a 95%</u> <u>Reducción NOx: 10 a 15%</u> <u>Reducción Partículas: 50%</u>	12.460	930	126
17	S. Eléctrico	LOS BARRIOS I	Hulla importada 99,8 Gas oil 0,2	DGC húmeda (nueva). Optimización de la combustión. Captación de polvo en proceso de DGC <u>Reducción SO2: 90 a 95%</u> <u>Reducción NOx: 10 a 15%</u> <u>Reducción Partículas: 50%</u>	15.205	1.320	466
18	S. Eléctrico	PUNTES I-II-III-IV	Lignito pardo local 99,5 Fuel oil 0,4 Gas oil 0,1	Proyecto de transformación de calderas con cambio a combustible de menor % de Azufre. Instalación de quemadores de bajo NOx y mejoras en precipitador. <u>Reducción SO2: 80 a 95%</u> <u>Reducción NOx: 10 a 14%</u> <u>Reducción Partículas: 25 a 32%</u>	289.987	2.404	882

A	B	C	AD				
PLAN NACIONAL			2008 a 2015				
			Medidas de aplicación	Reducción de emisiones alcanzadas con las medidas de reducción comparadas con 2001 (tpa)			
Sector	Instalación	Tipo de combustible en %	Técnica y porcentaje	SO2	NOx	Partículas	
25	S. Eléctrico	TERUEL I-II-III	Lignito negro local 97,1 Gas natural 3,1	Mejora de la DGC existente para adecuación a combustible. Optimización de la combustión y del sistema de molienda. Captación de polvo en proceso de DGC Reducción SO2: 93% Reducción NOx: 8 a 12% Reducción Partículas: 50%	141.160	2.003	804
28	S. Eléctrico	ANLLARES	Antracita local 99,1 Fuel oil 0,7 Gas oil 0,3	Utilización combustibles Mejora precipitadores Reducción SO2: 55% Reducción NOx: 35% Reducción PST: 60%	12.009	5.106	1.184
29	S. Eléctrico	LA ROBLA I	Antracita local 84,3 Antracita importada 7,5 Coque 2,7 Fuel oil 5,2 Gas oil 0,2	Utilización combustibles Mejora precipitadores Reducción SO2: 90% Reducción NOx: 30% Reducción PST: 10%	18.212	2.057	78
30	S. Eléctrico	LA ROBLA II	Antracita local 91,8 Antracita inportada 5,4 Coque 0,9 Fuel oil 1,9 Gas oil 0,1	Desulfuración de gases Cambios combustión Mejora precipitadores Reducción SO2: 95% Reducción NOx: 40% Reducción PST: 75%	35.047	6.252	622
31	S. Eléctrico	MEIRAMA I	Lignito pardo 76,8 Subbituminoso 9,8 Hulla 12,1 Fuel oil 1,2 Gas-oil 0,1	Modificación caldera con cambio combustible de bajo azúfre, Cambios combustión Mejora de precipitadores Reducción SO2: 95% Reducción NOx: 30% Reducción PST: 80%	67.111	2.718	2.143
32	S. Eléctrico	NARCEA I	Antracita local 24,0 Antracita impor 50,1 Coque 0,3 Fuel oil 25,5 Gas oil 0,1	Reducción de producción Reducción SO2: 90% Reducción NOx: 90% Reducción PST: 90%	843	643	255
33	S. Eléctrico	NARCEA II	Antracita local 54,6 Antracita importada 36,9 Coque 0,1 Fuel oil 8,3 Gas oil 0,2	Utilización combustibles Mejora precipitadores Reducción SO2: 75% Reducción NOx: 55% Reducción PST: 85%	1.876	817	109
34	S. Eléctrico	NARCEA III	Antracita local 83,6 Antracita importada 14,4 Fuel oil 0,7 Gas oil 0,3	Desulfuración de gases Cambios combustión Mejora precipitadores Reducción SO2: 95% Reducción NOx: 40% Reducción PST: 75%	10.845	3.844	1.142
37	S. Eléctrico	ABOÑO I	Carbón 84,8 Fuel oil 0,6 Gas Alto Horno 13,3 Gas Batería Coque 1,3	Mejora del MIX. Quemadores de bajo NOx Reducción SO2: 11% Reducción NOx: 38% Reducción Partículas 15%	1.001	1.960	80

A	B	C	AD			
PLAN NACIONAL			2008 a 2015			
			Medidas de aplicación	Reducción de emisiones alcanzadas con las medidas de reducción comparadas con 2001 (tpa)		
Sector	Instalación	Tipo de combustible en %	Técnica y porcentaje	SO2	NOx	Partículas
38 S. Eléctrico	ABOÑO II	Carbón 78,7 Fuel oil 0,2 Gas Alto Horno 18,9 Gas Batería Coque 2,2	Desulfuración de los gases de combustión por Vía Húmeda. Quemadores de bajo NOx Reducción SO2: 83% Reducción NOx: 44% Reducción Partículas: 47%	10.409	5.008	499
39 S. Eléctrico	SOTO III	Carbón 99,4 Fuel oil 0,6	Desulfuración de los gases de combustión por Vía Húmeda, quemadores de bajo NOx Reducción SO2: 83% Reducción NOx: 16% Reducción Partículas: 21%	9.491	651	22
45 S. Eléctrico	PUENTENUEVO	Hulla/Antracita nacional	Desulfuración y Rehabilitación Precipitador Electrostático Reducción SO2: 57% Reducción Partículas: 75%	1.965		1.093
46 S. Eléctrico	PUERTOLLANO	Hulla nacional	MODIFICACIÓN MIX DE COMBUSTIBLE (en estudio Desulfuración) y Rehabilitación Precipitador Electrostático Reducción SO2: 65% Reducción Partículas: 90%	4.292		885
54 S. Eléctrico	LADA IV	Hulla importación 43,5 Hulla nacional 55,4	- FGD (85-95% desulfuración y 60-80% reducción partículas) - Sistema de control de la combustión (10-20% reducción NOx) - Cambio electrofiltros (10-25 % reducción partículas) Reducción sobre 2001 (% tpa): - SO2: 91% - NOx: 9% - Partículas: 67%	8.544	424	293
55 S. Eléctrico	PASAJES I	Hulla 99,7 Antracita 0 Fuel-oil 0,1 Gas-oil 0,2	- Carbón de bajo azufre (0-30% reducción SO2) - Sistema de control de la combustión (0-20% reducción NOx) part 20-30% - Dada la baja utilización en 2001 y el fuerte crecimiento de la demanda, no se esperan reducciones con respecto a las emisiones anuales 2001, aunque sí en los niveles de concentración (mg/Nm3)	-	-	-
58 S. Eléctrico	VELILLA I	Antracita nacional 51,3 Hulla nacional 32,6 hulla de importación 15,6	- Mezcla de carbón nacional con carbón de bajo azufre (20-40% reducción SO2) - Reducción de horas de operación - SO2: 84% - NOx: 52% - Partículas: 69%	4.820	1.120	310
59 S. Eléctrico	VELILLA II	Antracita nacional 56,5 Hulla nacional 26,3 Hulla de importación 16,0	- FGD (85-95% desulfuración y 60-80% reducción partículas) - Sistema de control de la combustión y cambio de quemadores (50-70% reducción NOx) - SO2: 92% - NOx: 30% - Partículas: 72%	11.129	1.980	784

A	B		C	AD			
PLAN NACIONAL				2008 a 2015			
				Medidas de aplicación	Reducción de emisiones alcanzadas con las medidas de reducción comparadas con 2001 (tpa)		
Sector	Instalación	Tipo de combustible en %		Técnica y porcentaje	SO2	NOx	Partículas
60	Petr Ref	Bilbao Chimenea 1	Com Líquido 57,7 Com Gas 42,3	Reducción del contenido de azufre en combustible líquido. Aumento de la contribución de Fuel Gas por adición de GN Reducción SO2: 17% Reducción NOx: 11% Reducción Partículas:29%	806	127	51
61	Petr Ref	Bilbao Chimenea 2	Com Líquido 61,5 Com Gas 38,4	Reducción del contenido de azufre en combustible líquido Aumento de la contribución de Fuel Gas por adición de GN Reducción SO2: 27% Reducción NOx: 7% Reducción Partículas: 44%	853	54	52
62	Petr Ref	Bilbao Chimenea 3	Com Líquido 72,1 Com Gas 27,9	Reducción del contenido de azufre en combustible líquido. Aumento de la contribución de Fuel Gas por adición de GN Reducción SO2: 38% reducción NOx: 3% Reducción Partículas: 44%	2.899	35	119
63	Petr Ref	Cartagena caldera 10	Fuel Gas 4,6 Oil 95,4	Fuel Red.azufre en combustible líquido/red. carga aumento consumo G.N. Reducción SO2: 59% Reducción NOx: 39% Reducción Partículas:18%	388	50	2
64	Petr Ref	Cartagena caldera 7	Fuel Gas 4,4 Oil 95,6	Fuel Red.azufre en combustible líquido/red. carga Reducción SO2: 62% Reducción NOx: 58% Reducción Partículas:57%	190	38	4
65	Petr Ref	Cartagena caldera 8	Fuel Gas 4,4 Oil 95,6	Fuel Red.azufre en combustible líquido/red. carga aumento consumo G.N.Reducción SO2: 42% Reducción NOx: 16% Reducción Partículas:44%	202	16	7
66	Petr Ref	Cartagena caldera 9	Fuel Gas 4,2 Oil 95,8	Fuel Red.azufre en combustible líquido/(red. carga por parada en 2001) aumento de GN Reducción SO2: 6% Reducción NOx: 53% Reducción Partículas:58%	5	13	1
67	Petr Ref	Cartagena Topping 3	Fuel Gas 23,1 Fuel Oil 76,9	Red.azufre en combustible líquido aumento emisión PM por parada en 2001.Aumento consumo GN Reducción SO2: 11% Reducción NOx: 3% Reducción Partículas:8%	127	9	2
68	Petr Ref	La Coruña Conversión	Fuel Gas 31,1 Fuel Oil 68,9	Red.azufre en combustible líquido/Ref. comb. Reducción SO2: 13% Reducción NOx: 33% Reducción Partículas:45%	537	409	68
69	Petr Ref	La Coruña Ref 1	Fuel Gas 28,6 Fuel Oil 71,4	Red.azufre en combustible líquido/Ref. combustible/Aumento de carga/Medidas de control de combustión Reducción SO2: 21% Reducción NOx: 14% Reducción Partículas:30%	284	17	14
70	Petr Ref	La Coruña Ref 2	Fuel Gas 66,6 Fuel Oil 33,4	Red.azufre en combustible líquido/Ref. combustible/Medidas de control de combustión(2)/aumento de la relación FO/FG (2bis) Reducción SO2: 4% Reducción NOx: 23% Reducción Partículas:63%	48	52	62
76	Petr Ref	Puertollano Producción Vapor 100	Com Líquido 81,2 Com Gas 18,8	Red.azufre en combustible líquido/Ref. comb. Aumento de FG por adición de GN Reducción SO2: 35% Reducción NOx: 6% Reducción Partículas:26%	1.489	42	23
77	Petr Ref	Puertollano Prod. Vapor 20 Este	Com Líquido 87,2 Com Gas 12,8	Red.azufre en combustible líquido/Ref. comb. Aumento de FG por adición de GN Reducción SO2: 54% Reducción NOx: 6% Reducción Partículas:24%	1.337	17	11
78	Petr Ref	Puertollano Prod. Vapor 20 Oeste	Com Líquido 87,2 Com Gas 12,8	Red.azufre en combustible líquido/Ref. comb. Aumento de FG por adición de GN Reducción SO2: 54% Reducción NOx: 6% Reducción Partículas:24%	1.337	17	11
79	Petr Ref	Puertollano refinería I	Com Líquido 58,6 Com Gas 41,4	Red.azufre en combustible líquido/Ref. comb. Aumento de FG por adición de GN Reducción Reducción SO2: 40% Reducción NOx: 6% Reducción Partículas:0%	274	6	-

A	B		C	AD			
PLAN NACIONAL				2008 a 2015			
				Medidas de aplicación	Reducción de emisiones alcanzadas con las medidas de reducción comparadas con 2001 (tpa)		
Sector	Instalación	Tipo de combustible en %		Técnica y porcentaje	SO2	NOx	Partículas
80	Petr Ref	Puertollano Refineria II	Com Líquido 69,5 Com Gas 30,5	Red.azufre en combustible líquido/Ref. comb. Aumento de FG por adición de GN Reducción SO2: 28% Reducción NOx: 6% Reducción Partículas:10%	1.255	47	10
81	Petr Ref	Tarragona Chimenea 1	Fuel Gas 28,6 Fuel Oil 71,4	Red.azufre en combustible líquido/Ref. comb. Aumento de FG por adición de GN Reducción SO2: 44% Reducción NOx: 14% Reducción Partículas:10%	3.505	259	26
82	Petr Ref	Tarragona Chimenea 2	Fuel Gas 80 Oil 20	Red.azufre en combustible líquido/Ref. comb. Aumento de FG por adición de GN Reducción SO2: 10% Reducción NOx:29% Reducción Partículas:26%	287	337	33
83	Petr Ref	TENERIFE	FG 35,2 F.O. 7,2 FOBIA 57,6	Mejora energética Instalacion quemadores bajo Nox NOx 17,7%		47	
84	Petr Ref	HUELVA-LA RABIDA	FG ref 23,5 FG VB 4,1 GAS R 0,2 FO 72,3 GAS R II 0,04	optimización y mejoras en los combustibles utilizados, instalación de mecheros de bajo NOx. SO2 34,5% NOx29,7% P.42%	1.307	277	53
85	Petr Ref	GIBRALTAR AROMATICOS	FUELOIL REF 48,3 FUEL GAS 51,7	Reformulación del combustible (fundamentalmente reducción del contenido en Azufre en el FO consumo yRedistribución del consumo de combustibles (sustitución del FO por combustibles gaseosos e incorporación de más GN al FG) SO2 58,5% P 45,8%	1.257	-	22
86	Petr Ref	GIBRALTAR COMBUSTIBLES	FUELOIL REF 83,7 FUEL GAS 16,3	Reformulación del combustible (fundamentalmente reducción del contenido en Azufre en el FO consumo yRedistribución del consumo de combustibles (sustitución del FO por combustibles gaseosos e incorporación de más GN al FG) SO2 60,9% P 43,9%	1.955	-	29
87	Petr Ref	GIBRALTAR ENERGIA	FUELOIL REF 57,0 FUEL GAS 43,0	Reformulación del combustible (fundamentalmente reducción del contenido en Azufre en el FO consumo SO2 64,2% P 47%	5.578	-	127
88	Petr Ref	GIBRALTAR LUBRISUR	FUELOIL REF 96,8 FUEL GAS 3,2	Reformulación del combustible (fundamentalmente reducción del contenido en Azufre en el FO consumo SO2 56,1% P 38,4%	1.793	-	26
89	Petr Ref	GIBRALTAR CRUDO 3	FUELOIL REF 47,3 FUEL GAS 52,7	Reformulación del combustible (fundamentalmente reducción del contenido en Azufre en el FO consumoSO2 36,5% P 30,2%	719	-	16
90	Petr Ref	CASTELLON	FG=59 FO=41	Cambio de combustibles sustitucion de FO por FG.En el periodo 2005-2008 SO2 46% NOx 20 P 76)	721	49	51
91	Otros	SAN CIPRIAN A	Fuel-oil	Uso Combustible bajo Azufre, Cambio quemadores, Técnicas control combustion			
92	Otros	SAN CIPRIAN B	Fuel-oil	SO2 55% NOx 7% Particulas 44%.			
93	Otros	SAN CIPRIAN C	Fuel-oil	Aplicarán VLE			
94	Otros	SAICA CALDERA BI-DRUM	Gas Natural	Aplicarán VLE			
95	Otros	TORRELAVEGA SOLVAY	Carbón 76,7 Fuel oil 15,58 Hidrogeno 0,16 Gas Natural 7,58	Aplicarán VLE			
96	Otros	ZARAG. TORRAS CALDERA FM	Gas Natural 97 Fuel 3	Aplicarán VLE			
TOTALES					746.775	53.678	16.333

ANEXO 2

Relación de Instalaciones que emplean combustibles sólidos con porcentajes < 10% en volátiles

Listado de Instalaciones acogidas por empresas:

Unión Fenosa:

La Robla 1

La Robla 2

Narcea 1

Narcea 2

Narcea 3

Anllares (Propiedad de ENDESA (33%) y Unión Fenosa (66%))

Iberdrola:

Velilla 1

Velilla 2

Enel Viesgo

Puentenuevo

Endesa

Compostilla 1-2-3

Compostilla 4-5

Glosario de términos

DGC:	Desulfuración de gases de combustión
FOBIA:	Fuel Oil tipo BIA
FGD:	Fuel Gas Desulfuration (Desulfuración de gases de combustión)
FO:	Fuel-Oil
FG:	Fuel Gas
GN:	Gas Natural
GIC:	Grandes Instalaciones de Combustión
IPPC:	Integrated Pollutants Prevention Control (Prevención y control integrado de la contaminación)
PNA:	Plan Nacional de Asignación
PNRE-GIC:	Plan Nacional de Reducción de Emisiones
PST:	Partículas Sólidas Totales
RD:	Real Decreto
TNE:	Techos Nacionales de Emisión
VLE:	Valor Límite de Emisión