

Consideraciones ambientales de la producción de energía eléctrica en España

Julio Montes Ponce de León¹, Susana Ortiz Marcos²

¹ Instituto de Investigación Tecnológica. Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial. Universidad Pontificia Comillas de Madrid. Santa Cruz de Marcenado, 26. 28015 Madrid. Julio.Montes@iit.upco.es

² Departamento de Organización Industrial. Instituto de Investigación Tecnológica Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial. Universidad Pontificia Comillas de Madrid. Alberto Aguilera, 25. 28015 Madrid. sortiz@doi.icaei.upco.es

Resumen

Todas las opciones tecnológicas presentes en el equipo de generación instalado en España, como en el resto de los países, tienen, de una forma u otra, una incidencia ambiental. Es importante tener en cuenta que la componente ambiental participa también en la planificación energética y, por lo tanto, en el proceso de decisión a la hora de elegir una opción u otra. La cuestión que se plantea en este artículo es cómo se miden y cuantifican los nuevos valores límites de emisión de SO₂ impuestos por la normativa comunitaria en el ámbito de las centrales térmicas españolas y los costes que supondrían para el sector eléctrico español el cumplimiento de dicha normativa y su impacto en la capacidad de generación de nuestro país.

Palabras clave: gases de efecto invernadero, Protocolo de Kyoto, emisiones de CO₂ y SO₂
Mejores tecnologías disponibles

1. Introducción

Las Grandes Instalaciones de Combustión (GIC) y en concreto las centrales productoras de energía eléctrica, que tienen una potencia eléctrica igual o superior a 50 MW, ocupan un lugar preponderante como fuentes de contaminación atmosférica de origen industrial.

Para paliar esta situación, la Directiva 2001/80/CE de 23 de octubre de 2001, del Parlamento y el Consejo Europeo, ha fijado unos límites más estrictos de emisión para las nuevas centrales e incluso impone nuevos límites para las centrales existentes. La Directiva revisa los límites de emisión de SO₂ y NO_x y partículas de la 88/609/CEE. Su objetivo es la reducción en la Unión Europea de las emisiones de SO₂ en un 63% y de NO_x en un 21%. La aplicación de esta Directiva puede imponer serias restricciones a la operación de las centrales térmicas españolas cuyos límites máximos de emisión, establecidos en los permisos de explotación, especialmente para SO₂, por la Autoridad gubernativa de acuerdo con el convenio de Ginebra, son mucho más permisivos. La nueva normativa afectará tanto a instalaciones nuevas como a las existentes, en este último caso a partir del año 2008. Las posibles reducciones se han establecido considerando las mejores tecnologías existentes para eliminar los diferentes contaminantes.

Para conseguir llegar a los límites de emisión de dióxido de azufre adecuados a costes razonables, el sistema de depuración será, por lo general, una combinación de esas

tecnologías. En cualquier caso, es necesario, tener en cuenta a la hora de abordar la reducción de contaminantes tres aspectos principales: los condicionamientos ambientales impuestos por la legislación, las consideraciones económicas concretas de cada central y sus características técnicas: año de construcción, operabilidad, necesidades de mantenimiento, emplazamiento, etc.

En este artículo, se estudiará la repercusión económica que conllevarán todas estas restricciones medioambientales en el sistema eléctrico español tanto desde el punto de vista económico como desde la generación.

2. Análisis legislativo

2.1. Objetivos de la Directiva 2001/80/CE

- Establecer valores límite de emisión más estrictos para reducir la acidificación, la eutrofización del suelo y el deterioro de la capa de ozono reduciendo las emisiones de SO₂ y NO_x superando la normativa existente en muchos países como España, establecida considerando solamente la acidificación de los suelos. No superar las cargas críticas y disminuir los riesgos de la contaminación atmosférica para la salud.
- Establecer un sistema normalizado para todos los estados miembros de la Unión para la medida de las emisiones y su notificación anual a la Comisión.
- Fijar techos de emisión para cada uno de los estados miembros indicados en la Tabla 1.

2.2. Ámbito de aplicación

- Todas las instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal igual o superior a 50MW.

Tabla 1. Techos de emisión de SO₂ fijados por la Directiva Comunitaria

PAÍSES	Emisiones SO ₂ (kT) 1980	Techo de emisiones (kT/ año)		
		1993	1998	2003
BÉLGICA	530	318	212	159
DINAMARCA	323	213	141	106
ALEMANIA	2.225	1.335	890	668
GRECIA	303	320	320	320
ESPAÑA	2.290	1.146	1.730	1.440
FRANCIA	1.910	124	764	573
IRLANDA	99	1.800	124	124
ITALIA	2.450	0	1.500	900
LUXEMBURGO	3	0	0	0
PAISES BAJOS	299	180	120	90
PORTUGAL	115	232	270	206
AUSTRIA	90	54	36	27
FINLANDIA	171	102	68	51
SUECIA	112	67	45	34
REINO UNIDO	3.883	3.106	2.330	1.553

Los puntos más significativos de la directiva comunitaria son:

- § Los estados miembros establecerán programas adecuados de reducción progresiva de emisiones anuales, respetando los techos de reducción acordados.(**Art. 3.1 y 3.2**):

- § Las instalaciones posteriores a 27/11/02 (nuevas plantas) se regirán por los nuevos límites de emisión indicados en esta directiva (**Art. 4.2**). Los estados miembros deberán alcanzar reducciones significativas antes del 1/01/08, (**Art. 4.3**) además de:
- Velar para que todas las instalaciones hagan respetar los límites de emisión establecidos.
 - Obligar a las instalaciones a someterse al plan de reducción.
- § Las centrales que no cumplan los límites de emisión establecidos por la Directiva tendrán que comprometerse por escrito a operar solamente 20.000 horas(**Art. 4.4**) desde 2008 hasta 2015 inclusive.
- § Todos los estados miembros tendrán que elaborar planes nacionales de reducción de emisiones sujetos a las siguientes condiciones (**Art. 4.6**)
- El plan contendrá objetivos generales, medidas y calendarios para la consecución de los fines y mecanismos de control.
 - Los estados miembros comunicarán a la comisión su plan antes del 27/11/03.
- § Como máximo el 31/12/04 se presentará un informe al Parlamento europeo en el que se evaluará(**Art. 4.7**)
- La necesidad de medidas complementarias.
 - Las cantidades de metales pesados que emiten las plantas.
 - Los costes y las ventajas de nuevas reducciones.
 - Los efectos sobre el medio ambiente y el mercado interior.
- § Las instalaciones autorizadas hasta 27/11/02 y en funcionamiento el 27/11/03 con potencia térmica ≥ 400 MW tendrán un valor límite de emisión de $\text{SO}_2 = 800 \text{ mg/Nm}^3$, si además no superan(**Art. 5.1**)
- 2000 h/año hasta 31/12/15
 - 1500 h/año a partir del 1/01/16
- § Hasta el 31/12/99 España podrá autorizar nuevas instalaciones de potencia igual o superior a 500MW que utilicen combustible sólido si se cumplen los siguientes requisitos(**Art. 5.2**):
- Para combustibles sólidos de importación el límite de $\text{SO}_2 = 800 \text{ mg/Nm}^3$.
 - Para combustibles sólidos nacionales el índice de desulfuración será del 60%.
 - La potencia total sea menor de 2.000 MWe para combustibles sólidos nacionales y 7.500 MWe para instalaciones que utilicen combustibles sólidos de importación.
- § Las instalaciones con caldera mixta que utilicen dos o más combustibles de distinto estado de forma simultánea tendrán los valores límite de emisión obtenidos de la siguiente forma(**Art. 8.1**):
- $$\text{VLE}_p = \text{VLE} \cdot P_t / \sum P_t$$
- Donde:
- VLE_p = valor límite de emisión ponderado por combustible.
 - VLE = valor límite de emisión por combustible.
 - P_t = Potencia térmica suministrada por combustible.
- Por último se suman todos los VLE_p obteniendo un valor límite global para la instalación con caldera mixta.
- § Plantas que utilicen calderas mixtas dentro de la refinería, con independencia de la combinación de combustibles utilizada, se pueden tomar los valores límite de emisión medios para el SO_2 , como media de todas las instalaciones de ese tipo(**Art. 8.3**):
- **1000 mg/Nm³** : Instalaciones anteriores a 27/11/02 y en funcionamiento el 27/11/03.
 - **600 mg/Nm³** : Nuevas instalaciones posteriores a 27/11/02. En este caso no se incluyen las plantas con turbina de gas.

§ Instalaciones con caldera mixta que utilicen de forma alternativa dos o más combustibles, tomarán los valores límite de emisión fijados en los Anexos de la Directiva correspondientes a cada tipo de combustible empleado (**Art. 8.4**).

3. Mejores tecnologías disponibles (MTD)

La eliminación de contaminantes procedentes de los combustibles que se emplean en las grandes instalaciones puede realizarse en la etapa de precombustión, combustión o postcombustión. El lavado de carbones, especialmente ciertos tipos de lignitos utilizados en España, disminuye su poder calorífico y por lo tanto el rendimiento de la central, pero elimina grandes cantidades de azufre. La gasificación de carbones y otros combustibles y la combustión en lecho fluidizado permiten la eliminación de contaminantes en las etapas iniciales de la combustión.

De una forma general, se exponen los procesos y las mejores tecnologías existentes para la reducción de contaminantes (Tabla 2), las cuales serían necesarias para reducir las actuales emisiones de SO₂ procedentes de cada una de las Centrales de Combustión del Sector Eléctrico Español.

Tabla 2: Principales procesos de eliminación de gases contaminantes.

TÉCNICAS DE ELIMINACIÓN DE GASES CONTAMINANTES	PROCESOS DE ABSORCIÓN	PROCESOS DE ADSORCIÓN	PROCESOS DE COMBUSTIÓN
	El efluente gaseoso que contiene el contaminante a eliminar se pone en contacto con un líquido en el que el contaminante se disuelve	Los gases, vapores y líquidos se retienen sobre una superficie sólida como consecuencia de reacciones químicas y/o fuerzas superficiales. Se produce una difusión desde la masa gaseosa hasta la superficie exterior del sólido y de las moléculas del gas dentro de los poros de sólido seguida de la adsorción propiamente dicha de las moléculas del gas en la superficie del sólido.	Transforma los compuestos orgánicos y determinadas sustancias inorgánicas en dióxido de carbono y vapor de agua

En la Tabla 3 se han seleccionado las mejores tecnologías disponibles que podrían ser aplicables al sistema eléctrico español. Éstas tecnologías pueden concretarse en tres sistemas: sistemas con depuradores húmedos, sistemas con depuradores secos y sistemas de inyección absorbente. La documentación utilizada para el análisis de cada una de las tecnologías de depuración ha sido obtenida a partir de un estudio realizado por la consultora Belga ERM de las mejores tecnologías aplicables a las Grandes Instalaciones de Combustión.

Para las nuevas instalaciones, los costes de control de SO₂ para plantas con carbón incurren en cerca del 15-20% del coste de electricidad, dependiendo de los límites de la emisión, y de otras condiciones técnicas y económicas. El control de partículas agrega al coste de electricidad en un 3-4% aunque la mayoría de las centrales eléctricas con carbón se equipan con estos dispositivos. Los costes de dispositivos de control de contaminantes en plantas existentes son siempre más altos que al instalarlas en las plantas nuevas. Esto es debido a que

las plantas existentes pueden tener restricciones en espacio y el equipo existente puede necesitar ser modificado para la implantación del sistema de control.

Se requeriría un análisis detallado de unidad-por-unidad para seleccionar la tecnología más rentable para una central eléctrica con carbón. No obstante en la Tabla 3 se indican las tecnologías que en principio podrían ser más aconsejables y el coste aproximado de capital y operación.

Tabla 3. Principales técnicas de control para SO₂

TÉCNICAS DE CONTROL PARA SO ₂					
Uso de combustible de bajo contenido en azufre	Técnicas de captación de partículas	Desulfuración de gases de combustión (FGC)			Técnicas de combustión avanzadas
			COSTES DE CAPITAL (/Kwe)	GASTOS DE OPERACIÓN (/tonelada eliminada)	
Puede producir importantes reducciones en emisiones de SO ₂ . La elección del tipo de combustible depende de factores económicos. Dependerá de las circunstancias concretas de las GIC.	Cámara de sedimentación por gravedad	Depuradores húmedos	100-185 €	215- 485 €	
	Colectores de inercia. Ciclones	Depuradores secos	77-131 €	231-408 €	
	Precipitadores electrostáticos.	Procesos de inyección de absorbente	46-131 €	354-677 €	
	Electrofiltros				
	Filtros industriales	Sistemas regenerables	333 €		
	Lavadores y absorbedores húmedos	Eliminación conjunta de SO ₂ y NO _x	146-481 €	262-600 €	
Separadores húmedos					

Los costes para el control de contaminantes son específicos para cada tipo de central, ya que su funcionamiento puede variar. Dependen de los factores técnicos y financieros tales como el grado de dificultad de modificación de la instalación existente, del tamaño de la unidad, del factor de capacidad, del coste requerido, de la eficacia del sistema y del tipo de interés.

4. Situación parque eléctrico y resultado reducción

Las consecuencias de aplicar la Directiva al sistema eléctrico español se podrían estudiar analizando sus implicaciones en la producción eléctrica de origen térmico utilizando escenarios diferentes:

1. Primer escenario: se consideran todas las centrales térmicas del sistema eléctrico español calculando los valores límite de emisión (VLE) que les correspondería de acuerdo con la nueva directiva.
2. Segundo escenario: se consideran solamente las centrales cuya potencia supere los 400 MW de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.1 Las Centrales Eléctricas Españolas tendrán un Valor Límite de Emisión de SO₂ = 800 mg/Nm³, y además no podrán superar las 2000 horas de funcionamiento anuales hasta el 31 de diciembre de 2015, y las 1500 horas de funcionamiento anuales a partir del 1 de enero de 2016.

4.1. Consecuencias de la aplicación de la Directiva al sistema eléctrico español

En este momento, las emisiones de dióxido de azufre a la atmósfera procedentes de las Centrales Eléctricas Españolas, se encuentran muy por encima de los valores límite de emisión exigidos por la actual legislación europea. En la Tabla 4 se incluye la relación de las centrales térmicas españolas en la que se indica el combustible empleado, el año de comienzo

de su operación y los límites de emisión (VLE) de SO₂ autorizados y los que deberían tener de acuerdo con la nueva Directiva. Estos VLE de cada una de las Centrales se han calculado de acuerdo con la información que aparece en los ANEXOS III y IV de la directiva mencionada, donde en función del tipo de combustible (sólido o líquido) y de la Potencia térmica se determinan cada uno de los VLE correspondientes.

Esta situación supone para el Parque Eléctrico Español un importante cambio tanto a nivel tecnológico como económico, ya que tiene que hacer una fuerte inversión de capital en sistemas de desulfuración, cambiar de combustible introduciendo otros con menos contenido de azufre independientemente de las repercusiones en el sector de la minería, especialmente la de lignitos, o limitar las horas de operación de las centrales hasta alcanzar los VLE máximos permitidos.

Tabla 4. Valores límites de emisión autorizados y los exigidos por la nueva Directiva para cada una de las Centrales Térmicas del Sector Eléctrico Español.

CENTRAL	POT.NOM.TOTAL		AÑO PUESTA SERVICIO	COMBUSTIBLE	SO ₂ mg/Nm ³ autorizado por Ministerio	VLE SO ₂ mg/Nm ³	
	Mwe	MWt				1º ESCENARIO	2º ESCENARIO
ABOÑO G1	360	1091	1974	carbón import; hulla nacional; gas batería coke gas alto horno; fueloil; gasoil	4.500	400	800
ABOÑO G2	556	1685	1985	carbón import; hulla nacional; gas batería coke gas alto horno; fueloil; gasoil	4.500	400	800
LADA G3	155	470	1967	Hulla nacional	4.500	521	800
LADA G4	350	1061	1981	Hulla nacional	4.500	400	800
SOTO RIVERA G1	88	267	1962	Hulla nacional	4.000	1.333	1.333
SOTO RIVERA G2	254	770	1967	Hulla nacional	4.000	400	800
SOTO RIVERA G3	350	1061	1984	Hulla nacional	4.000	400	800
NARCEA G1	65	197	1965	Antracita nacional	2.400	1.612	1.612
NARCEA G2	166	503	1969	Antracita nacional	2.400	400	800
NARCEA G3	364	1103	1984	Antracita nacional	2.400	400	800
ANLLARES	365	1106	1983	Antracita nacional; Hulla nacional	3.000	400	800
COMPOSTILLA G1	141	427	1961	Antracita nacional; Hulla nacional	3.000	691	800
COMPOSTILLA G2	141	427	1965	Antracita nacional; Hulla nacional	3.000	691	800
COMPOSTILLA G3	337	1021	1973	Antracita nacional; Hulla nacional	3.000	400	800
COMPOSTILLA G4	359	1088	1984	Antracita nacional; Hulla nacional	3.000	400	800
COMPOSTILLA G5	356	1079	1984	Antracita nacional; Hulla nacional	3.000	400	800
LA ROBLA G1	284	861	1972	Antracita nacional; Hulla nacional	5.470	400	800
LA ROBLA G2	371	1124	1985	Hulla nacional	5.470	400	800
VELILLA (GUARDO) G1	155	470	1964	Hulla nacional; Antracita nacional	3.000	521	800
VELILLA (GUARDO) G2	361	1094	1984	Hulla nacional; Antracita nacional	3.000	400	800
PUERTOLLANO	221	670	1972	Hulla nacional; Fuelóleo; mezcla	4.000	1.267	1.267
PUENTE NUEVO	324	982	1979	Hulla nacional; Antracita nacional	2.400	400	800
PASAJES DE SAN JUAN	217	658	1967	Hulla importación	2.400	400	800
LITORAL G1	562	1703	1984	Hulla importación	5.500	400	800
LOS BARRIOS	568	1721	1985	Hulla importación	4.500	400	800
ALCÚDIA I G1	125	379	1982	Hulla importación	2.400	885	800
ALCÚDIA I G2	125	379	1982	Hulla importación	2.400	885	800
CERCS	160	485	1971	Lignito negro; carbón importación	12.500	461	800
ESCATRON	80	242	1990	Lignito negro	90% desulfuración	-	800
TERUEL G1	350	1061	1980	Lignito negro; carbón importación; gas natural	12.500	400	800

Tabla 4 (cont.). Valores límites de emisión autorizados y los exigidos por la nueva Directiva para cada una de las Centrales Térmicas del Sector Eléctrico Español.

CENTRAL	POT.NOM.TOTAL		AÑO PUESTA SERVICIO	COMBUSTIBLE	SO ₂ mg/Nm ³ autorizado por Ministerio	VLE SO ₂ mg/Nm ³	
	Mwe	MWt				1º ESCENARIO	2º ESCENARIO
TERUEL G2	350	1061	1980	Lignito negro; carbón importación; gas natural	12.500	400	800
TERUEL G3	350	1061	1980	Lignito negro; carbón importación; gas natural	12.500	400	800
ESCUCHA	160	485	1975	Lignito negro; carbón importación	17.500	461	800
MEIRAMA	563	1706	1980	Lignito pardo; carbón importación	9.000	400	800
PUENTES Gª RODRIGUEZ G1	350	1061	1976	Lignito pardo; carbón importación	12.000	400	800
PUENTES Gª RODRIGUEZ G3	350	1061	1977	Lignito pardo; carbón importación	12.000	400	800
PUENTES Gª RODRIGUEZ G4	350	1061	1977	Lignito pardo; carbón importación	12.000	400	800
ALGECIRAS G1	220	667	1970	Fuelóleo + gasóleo	5.500	400	800
ALGECIRAS G2	533	1615	1975	Fuelóleo + gasóleo	5.500	400	800
SANTURCE G1	377	1142	1969	Fuelóleo + gasóleo	5.500	400	800
SANTURCE G2	542	1642	1972	Fuelóleo + gasóleo	5.500	400	800
CASTELLÓN G1	542	1642	1972	Fuelóleo + gasóleo	5.500	400	800
CASTELLÓN G2	542	1642	1973	Fuelóleo + gasóleo	5.500	400	800
ESCOMBRERAS G1	70	212	1957	Fuelóleo + gasóleo	5.500	1.700	1.700
ESCOMBRERAS G2	70	212	1957	Fuelóleo + gasóleo	5.500	1.700	1.700
ESCOMBRERAS G3	140	424	1957	Fuelóleo + gasóleo	5.500	892	892
ESCOMBRERAS G4	289	876	1966	Fuelóleo + gasóleo	5.500	400	800
ESCOMBRERAS G5	289	876	1968	Fuelóleo + gasóleo	5.500	400	800
SABON G1	120	364	1972	Fuelóleo	5.500	1.286	1.286
SABON G2	350	1061	1975	Fuelóleo	5.500	400	800
CRISTOBAL COLÓN	350	1061	1975	Fuelóleo	5.500	400	800
JINAMAR G1	33	100	1972	Fuelóleo + gasóleo	5.500	1.700	
JINAMAR G2	40	121	1978	Fuelóleo + gasóleo	5.500	1.700	
JINAMAR G3	40	121	1978	Fuelóleo + gasóleo	5.500	1.700	
JINAMAR G4	60	182	1982	Fuelóleo + gasóleo	5.500	1.700	
JINAMAR G5	60	182	1982	Fuelóleo + gasóleo	5.500	1.700	
CANDELARIA G1	22	67	1967	Fuelóleo + gasóleo	5.500	1.700	
CANDELARIA G2	22	67	1967	Fuelóleo + gasóleo	5.500	1.700	
CANDELARIA G3	40	121	1972	Fuelóleo	5.500	1.700	
CANDELARIA G4	40	121	1972	Fuelóleo	5.500	1.700	
CANDELARIA G5	40	121	1979	Fuelóleo	5.500	1.700	
CANDELARIA G6	40	121	1979	Fuelóleo	5.500	1.700	
SAN JUAN DE DIOS G1	38	115	1968	Fuelóleo + gasóleo	5.500	1.700	
SAN JUAN DE DIOS G2	38	115	1968	Fuelóleo + gasóleo	5.500	1.700	
SAN JUAN DE DIOS G3	40	121	1972	Fuelóleo + gasóleo	5.500	1.700	
SAN JUAN DE DIOS G4	40	121	1972	Fuelóleo + gasóleo	5.500	1.700	
SAN JUAN DE DIOS G5	40	121	1972	Fuelóleo + gasóleo	5.500	1.700	

Se ha realizado una evaluación del coste de capital de la inversión necesaria en cada una de las tecnologías indicadas en la Tabla 3 para reducir los VLE a los valores indicados por la nueva Directiva. Estos valores están indicados en la Tabla 5. Las casillas en blanco indican que con las mejores tecnologías existentes, esas Centrales no pueden reducir sus emisiones de dióxido de azufre con el sistema depurador correspondiente a dicha casilla.

El coste para una central eléctrica específica se debe evaluar para las condiciones concretas del sitio. Como guía general, el control de partículas puede agregar al coste de electricidad un 2% mientras que un sistema de desulfuración de gases (FGD) puede aumentar el coste de electricidad entre un 6% y un 10%. Se han alcanzado reducciones importantes en los costes de capital de sistemas de control de la contaminación atmosférica. Éste es especialmente el caso del sistema FGD donde el coste ha disminuido en el 75% desde la primera instalación de los años 70. Los costes de funcionamiento y de mantenimiento del equipo de control también han disminuido generalmente. La disminución en costes es debida principalmente a los avances continuados en la tecnología y la competencia creciente en el mercado.

La elección de un proceso depurador u otro, depende fundamentalmente de la eficacia necesaria para cada central, y de la aproximación entre la capacidad de cada sistema con la potencia eléctrica necesaria en cada grupo de la central.

Los costes han sido obtenidos por aproximación entre la Potencia eléctrica de cada grupo y el tamaño de la planta de depuración adecuado.

Se entiende que los grupos de las centrales que no son considerados se verán obligados a reducir sus horas de funcionamiento o de lo contrario no podrán seguir funcionando puesto que sus emisiones de dióxido de azufre no pueden ser reducidas hasta los valores permitidos por la legislación con este tipo de sistemas depuradores, lo que puede representar un serio inconveniente para el sistema eléctrico español en el que se registran picos de demanda que difícilmente se pueden satisfacer con la potencia instalada existente.

5. Conclusiones

Tabla 5. Costes de capital de los diferentes sistemas depuradores en cada una de las Centrales Eléctricas Españolas.

CENTRAL	C.CAPITAL DEP.HÚMEDO (Mill. euros)		C.CAPITAL DEP. SECO (Mill. euros)		C.CAPITAL SIST. INYECC. ABSOR. (Mill. euros)	
	1 ^{er} escenario	2 ^o escenario	1 ^{er} escenario	2 ^o escenario	1 ^{er} escenario	2 ^o escenario
TOTAL ABOÑO	188	99		106		79 + reducción horas funcionamiento*
TOTAL LADA	64	49	12	58	17	35 + reducción horas funcionamiento*
TOTAL SOTO RIVERA	68	68	86	86	38	37
TOTAL NARCEA	58	58	57	57	38	38
ANLLARES	45	45	38	38	20	20
TOTAL COMPOSTILLA	176	130	143	143	72	72
TOTAL LA ROBLA	84	64		76		35 + reducción horas funcionamiento*
TOTAL VELLILLA (GUARDO)	51	51	51	51	36	36
PUERTOLLANO	28	28	18	18	24	24
PUENTE NUEVO	41	41	42	42	18	18
PASAJES DE SAN JUAN	27	27	18	18	23	23
LITORAL G1	144	55		60		61 + reducción horas funcionamiento*
LOS BARRIOS	145	55 + reducción horas funcionamiento*		60		62
TOTAL ALCUDIA	32	21	20		14	
CERCS		21 + reducción horas funcionamiento*				
ESCATRON	Actualmente 90% desulfuración. No requiere inversión adicional.					

Tabla 5 (cont.). Costes de capital de los diferentes sistemas depuradores en cada una de las Centrales Eléctricas Españolas.

CENTRAL	C.CAPITAL DEP. HÚMEDO (Mill. euros)		C.CAPITAL DEP. SECO (Mill. euros)		C.CAPITAL SIST. INYECC. ABSOR. (Mill. euros)	
	1 ^{er} escenario	2 ^o escenario	1 ^{er} escenario	2 ^o escenario	1 ^{er} escenario	2 ^o escenario
TERUEL		134 + reducción horas funcionamiento*				
ESCUCHA		21 + reducción horas funcionamiento*				
MEMARA		144 + reducción horas funcionamiento*				
PUNTES G ^a RODRIGUEZ		178 + reducción horas funcionamiento*				
TOTAL ALGECIRAS	164	134		75 + reducción horas funcionamiento*		81
TOTAL SANTURCE	187	144		98		78 + reducción horas funcionamiento*
TOTAL CASTELLÓN	277	178		115 + reducción horas funcionamiento*		117
TOTAL ESCOMBRERAS	84	74	22	98	15	46 + reducción horas funcionamiento*
TOTAL SABON	60	100	10	55	20	39 + reducción horas funcionamiento*
CRISTOBAL COLÓN	45	106		46		19 + reducción horas funcionamiento*
TOTAL JINAMAR	29	92	18		12	
TOTAL CANDELARIA	25	46	16		22	
TOTAL SAN JUAN DE DIOS	25	44	16		21	

*=según Art.5.1 de la Directiva 2001/80/CE de Octubre de 2001.

De la Tabla anterior se puede ver que varias centrales, si se aplica la normativa comunitaria de forma estricta, tendrán que reducir sus horas de funcionamiento aunque realizaran las inversiones necesarias (en negrita) para reducir sus emisiones de SO₂. ¿Será el Sector Eléctrico Español capaz de afrontar las exigencias legislativas comunitarias, no sólo desde lo que supondría de coste para el sector, sino sin dejar de atender el suministro eléctrico?.

Resumiendo:

- Existen alternativas para poder conseguir los valores límite de emisión de dióxido de azufre de bastantes centrales españolas exigidos por la Directiva 2001/80/CE de 23 de octubre de 2001. Aún así, existen casos en que resulta imposible instalar un sistema de desulfuración por razones de espacio o puede no ser económicamente aconsejable por las circunstancias intrínsecas a la central.
- Como consecuencia directa de un mercado liberalizado, se intenta ofertar a un precio cada vez más competitivo. Si se aplica esta presión legislativa ambiental que no tiene en cuenta de forma integral la realidad particular de cada instalación, se puede traducir en una pérdida acelerada de posicionamiento competitivo y de oportunidades de negocio en el mercado de la electricidad.
- Atendiendo a las previsiones de demanda de electricidad que se estiman para los quince primeros años del siglo XXI, y a la luz de los recursos disponibles y de las limitaciones tecnológicas existentes, especialmente en cuanto a energías renovables se refiere, parece razonable pensar que las CCTT tienen aún un papel energético importante que jugar. Las políticas energéticas nacionales deberían por tanto propiciar un análisis ambiental más realista, que además de incidir como lo está haciendo en el fomento de otras tecnologías e instalaciones como las renovables o la eólica, ayudaran a alcanzar los objetivos comunitarios sin perjuicio de las que aún hoy son esenciales para asegurar y garantizar el suministro eléctrico.
- No existe a día de hoy una estrategia global de sostenibilidad energética, ni ha habido una reflexión nacional sobre el tema. Hay un claro retraso en el desarrollo de los mecanismos necesarios para la implantación de la Directiva de derechos de emisiones de gases de efecto invernadero.

6. Referencias

Directiva 2003/87/CE de 13 de octubre sobre comercio de emisiones.

Directiva 2001/80/CE de 23 de octubre sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión.

Libro Verde sobre el comercio de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Unión Europea. COM (2000),08/03/2000.

Medio Ambiente y Electricidad. Consideraciones desde la Ingeniería. Comité de Energía y Recursos Naturales. Diciembre 1999. Monografía nº19.

Protocolo de Kyoto. *Resolución del Consejo Europeo sobre la aprobación del protocolo de Kyoto*, 25 de abril de 2002 (2002/358/CE).